



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos

Asignación AE-0056-4M-Mezcalapa-06 Campo Cibix

Pemex Exploración y Producción

Diciembre de 2022



@CNH_MX



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



@cnh.mx

Contenido

I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN	4
II. ELEMENTOS GENERALES DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	7
III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN	7
IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN TÉCNICO	9
V. ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN	10
A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN	10
B) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	12
C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS	15
D) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	20
E) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA ..	23
F) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	28
G) MECANISMO DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	39
H) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL	50
I) ANÁLISIS ECONÓMICO	55
VI. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	59
VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	62
VIII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL	62
IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO	63
a) <i>Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país</i>	<i>63</i>
b) <i>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</i>	<i>63</i>

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtAShvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWqxfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTx2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/LFl4oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

c) <i>La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos.....</i>	63
d) <i>Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos en beneficio del país.....</i>	64
e) <i>La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables</i>	64
f) <i>El programa de aprovechamiento del gas natural</i>	64
g) <i>Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos</i>	65
X. RECOMENDACIONES.....	65
XI. OPINIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL TÍTULO DE LA ASIGNACIÓN.....	66
XII. CONCLUSIONES.....	68

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtAShvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmU1FVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWqxfmUijbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUYVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN

El Operador promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (en adelante, modificación al Plan de Desarrollo); de la Asignación AE-0056-4M-Mezcalapa-06 Campo Cibix (en adelante, Asignación); es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, Operador o Asignatario). Los datos de la Asignación se muestran en la Tabla 1.

Cabe señalar que, mediante Resolución CNH.E.48.002/19 del 20 de agosto de 2019, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) aprobó el Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la entonces Asignación AE-0056-2M-Mezcalapa-06 Campo Cibix (en adelante, Plan Vigente).

Cabe señalar que dicho Título de Asignación fue modificado por la Secretaría el 17 de enero de 2020 y 2 de marzo 2022, previa opinión de esta Comisión, en virtud de lo cual quedó identificado como AE-0056-4M-Mezcalapa-06 (en adelante, Asignación).

Asignación	AE-0056-4M-Mezcalapa-06 Campo Cibix.
Estado y municipio	Tabasco, Jalpa de Méndez
Superficie	23.516 Km ²
Fecha de emisión de Título	27 de agosto de 2014
Fecha de emisión de la última modificación del Título	02 de marzo de 2022
Vigencia	25 años a partir del 27 de agosto de 2014
Tipo de Asignación	Extracción de hidrocarburos
Profundidad para extracción	Mioceno Superior
Yacimientos y/o Campos	Mioceno Superior
Formaciones geológicas para actividades de extracción xxxxxxx	Mioceno Superior – Unidades litoestratigráficas identificadas por los pozos Cibix-1 y Cibix-1001EXP

Tabla 1. Datos generales de la Asignación (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

La Asignación, se localiza en el municipio de Jalpa de Méndez en el Estado de Tabasco. (Figura 1).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmU1FVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWqxfmUijbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dChdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

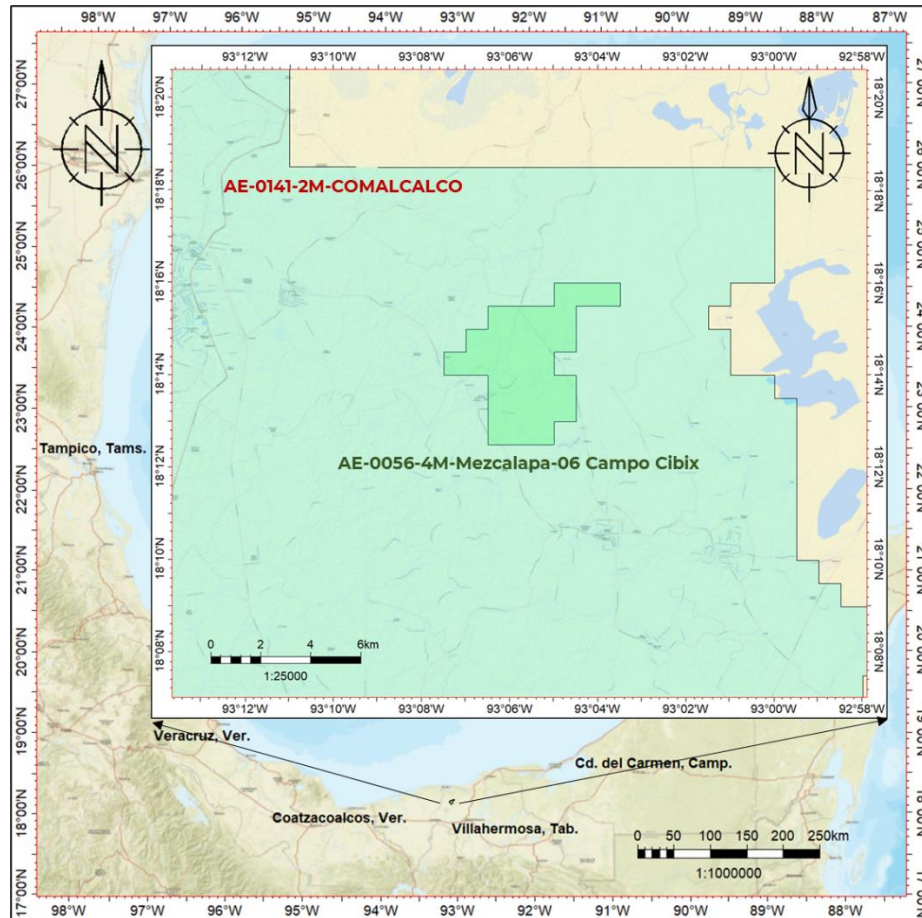


Figura 1. Ubicación de la Asignación (Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas geográficas que se muestran en la Tabla 2, los cuales abarcan una superficie de 23.516 km².

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93°03'30"	18°16'00"
2	93°03'30."	18°15'30"
3	93°04'30"	18°15'30"
4	93°04'30"	18°14'30"

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhg13L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKls77Q9/oNQWJrbWq xfmUijbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNtX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dW0MSrj5cFU9dC hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K55bVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/Ea0IQL56NAQI3LA==

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
5	93°05'00"	18°14'30"
6	93°05'00"	18°14'00"
7	93°04'30"	18°14'00"
8	93°04'30"	18°13'00"
9	93°05'00"	18°13'00"
10	93°05'00"	18°12'30"
11	93°06'30"	18°12'30"
12	93°06'30"	18°14'00"
13	93°07'30"	18°14'00"
14	93°07'30"	18°14'30"
15	93°07'00"	18°14'30"
16	93°07'00"	18°15'00"
17	93°06'30"	18°15'00"
18	93°06'30"	18°15'30"
19	93°05'00"	18°15'30"
20	93°05'00"	18°16'00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación (Fuente: Título de Asignación).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtAShvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWqxfmUijbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNtX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dChdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUYVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

II. ELEMENTOS GENERALES DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO

La propuesta de modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación contempla el período de septiembre de 2022 a enero de 2035. El horizonte de evaluación de la Asignación está considerado hasta el año 2036 debido a que, la ejecución de las actividades de abandono inicia y culmina en dicho año (Figura 2).

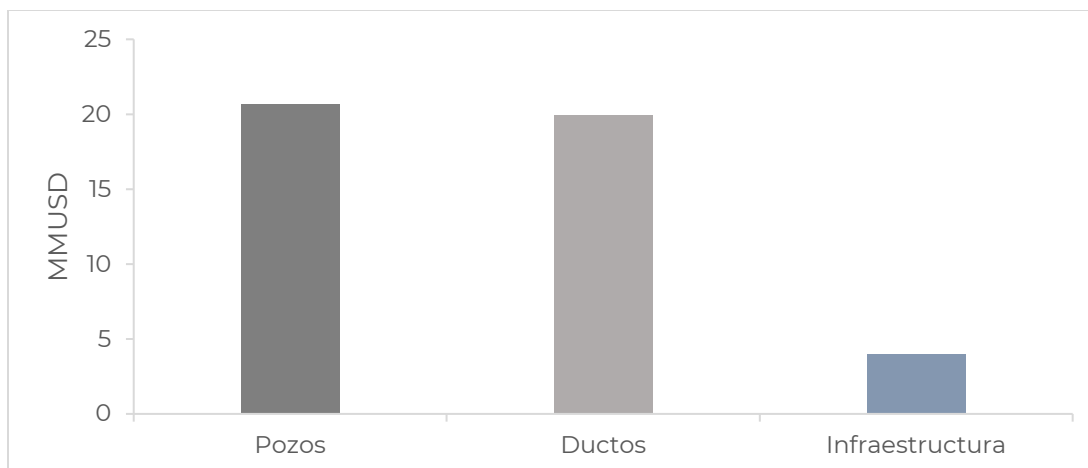


Figura 2. Costos de abandono de la Asignación a erogarse en el año 2036 (Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

Asimismo, se destaca que, de aprobar las actividades propuestas, estas serán anteriores a la vigencia de la Asignación, es decir, al año 2039. Durante este periodo, el Asignatario considera realizar 10 perforaciones, 10 terminaciones, 12 Reparaciones Mayores (en adelante, RMA), 181 Reparaciones Menores (en adelante, RME), que consisten en limpiezas, instalación de sistemas artificiales de producción (SAP) que permitirán recuperar un volumen de 34.09 MMB y 65.44 MMMpc de gas, asociados a la categoría 3P. Adicionalmente, contempla una inversión de 364.82 MMUSD y un gasto de operación de 186.38 MMUSD.

El factor de recuperación final para el Campo Cibix (considerando la modificación propuesta, 2022-2036) será para el aceite de 16.43% mientras que para el gas de 33.34%.

III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del Dictamen Técnico de la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo, involucró la participación de cinco direcciones administrativas de la Comisión:

- Dirección General de Dictámenes de Extracción.
- Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción.
- Dirección General de Reservas.
- Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

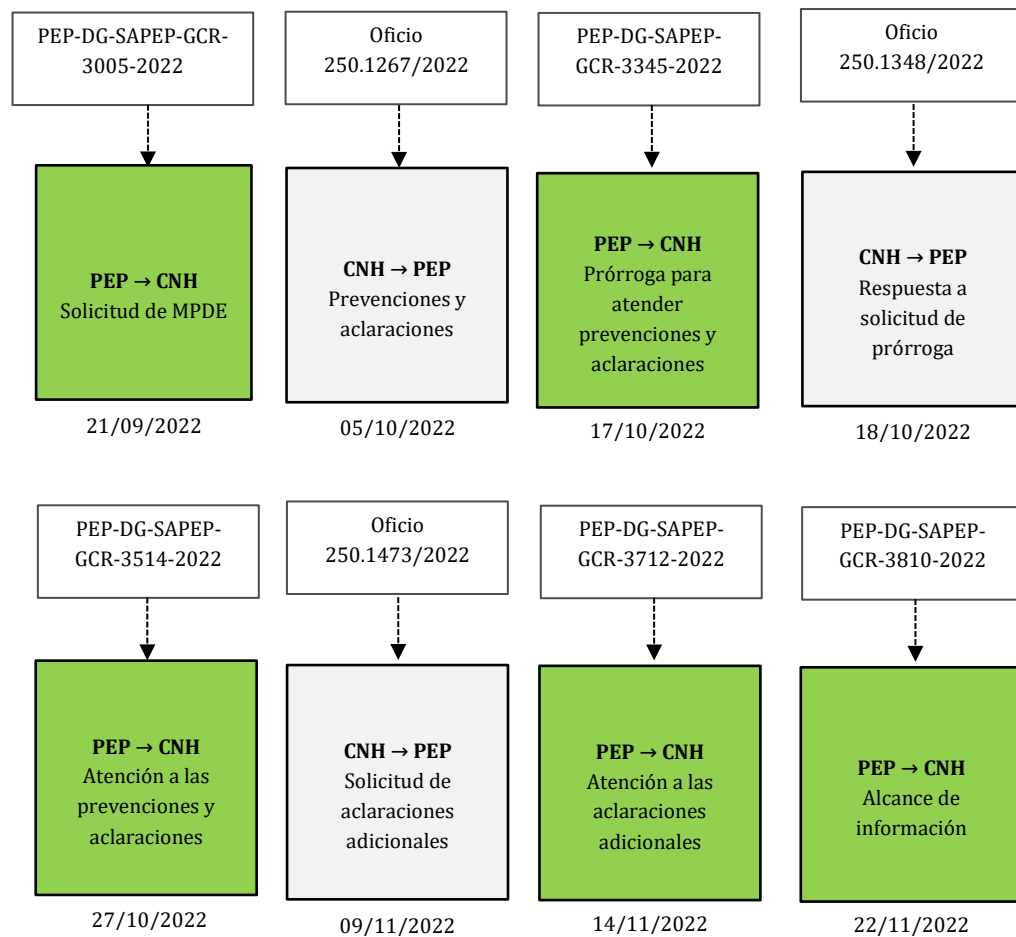
Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vk18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNtX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

- Dirección General de Seguimiento de Asignaciones.

Además, se consultó 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 y a la Secretaría de Economía (en adelante, SE), quien es la autoridad competente para evaluar el Porcentaje de Contenido Nacional.

La Figura 3 muestra el diagrama del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Resolución respecto de la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo presentada por el Asignatario para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S7/3/22/2019, modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación AE-0056-4M-Mezcalapa-06 Campo Cibix de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.



AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtAShvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWqxfmUijbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTx2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUFJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1raI93obvFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dChdQbJ/av2V/LFl4oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==



01/12/2022

CNH → SE Contenido Nacional (O.250.1545/2022); **CNH → ASEA** Sistema de Administración de Riesgos (O.250.1544/2022).

Figura 3. Cronología del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Pronunciamento (Fuente: Comisión).

IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN TÉCNICO

Se verificó que las modificaciones propuestas por el Operador fueran congruentes y se alinearan a lo señalado en 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, 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 y 62 de los “LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos”, (en adelante, Lineamientos), publicados en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF) el 12 de abril de 2019 y reformados el 31 de marzo y el 20 de agosto de 2021.

Así mismo, se realizó el análisis de la modificación al Plan de Desarrollo al amparo de lo establecido en 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 el 11 de febrero y 2 de agosto, ambos de 2016, el 11 de diciembre de 2017 y el 23 de febrero de 2021 (vigentes a la fecha de presentación de la solicitud), los Lineamientos Técnicos en Materia de Recuperación Secundaria y Mejorada (en adelante, LTMRSM) publicados en el DOF el 22 de noviembre de 2018 y las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (en adelante, Disposiciones Técnicas) publicadas en el DOF el 7 de enero de 2016 y modificadas por acuerdo publicado el 10 de marzo de 2020 y el 23 de junio de 2022.

En consecuencia, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo cumple con los requisitos establecidos en el artículo 22 de los Lineamientos, toda vez que, el Asignatario:

9

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vk18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmU1FVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

- a) 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 de Desarrollo aprobado con la información y nivel de detalle establecido.

V. ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN

a) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN

El campo Cibix se descubrió en 2017 con la perforación del pozo Cibix-1Exp, el cual descubrió una secuencia de 16 yacimientos de aceite y gas de edad Mioceno Superior (MS) con una profundidad máxima de 2,999 mvbnm. En el año 2020 se perforó el pozo Cibix-1001Exp con el objetivo de evaluar una secuencia más profunda que la descubierta por el pozo Cibix-1Exp, descubriendo 6 yacimientos de la misma edad MS.

Las principales características geológicas, petrofísicas, de los fluidos y de los yacimientos de la Asignación se muestran en la Tabla 3.

Asignación / Contrato	AE-0056-4M-Mezcalapa-06 Campo Cibix		
Campo	Cibix		
Yacimiento	MS 1-10	MS 11-18	MS 101-110
Área km ²	6.959	6.959	5.297
Año de Descubrimiento	2017	2017	2019
Fecha de inicio de producción	2019	2021	2021
Profundidad promedio (mvbnm)	3,006	2,450	3,374
Tipo de Yacimiento	Aceite volátil	Aceite negro	Aceite volátil
Pozos			
Productores	3	5	8

10

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtAshvtXf7b++7e7M4vkI8A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmU1FVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUjbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

Cerrados con posibilidades	-	0	1
Cerrados sin posibilidades	-	0	-
Taponados	-	0	-
Marco geológico			
Era	Cenozoica	Cenozoica	Cenozoica
Periodo	Neógeno	Neógeno	Neógeno
Época	Mioceno	Mioceno	Mioceno
Cuenca	Sureste Terrestre	Sureste Terrestre	Sureste Terrestre
Play	Mioceno Superior	Mioceno Superior	Mioceno Superior
Régimen tectónico	Distensivo	Distensivo	Distensivo
Ambiente de depósitos	Deltaico	Deltaico	Deltaico
Litología	Areniscas	Areniscas	Areniscas
Propiedades Petrofísicas			
% Saturación inicial promedio de agua	31	26	20
Porosidad promedio %	26	24	22
Permeabilidad promedio (mD)	475	639	127
Espesor bruto promedio (m)	28	29	32
Espesor neto promedio (m)	11	9	10
Relación neto /bruto (%) o Frac.	0.35	0.33	0.35
Propiedades de los Fluido			

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFvhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq
xfmUijbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC
hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

Densidad °API	40.6	19.3	40.6
Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento (cp)	0.26	2.41	0.26
Factor de volumen de aceite inicial (Boi)	1.707	1.181	1.707
Densidad relativa del gas (Ad)	0.82	-	0.65
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	1204.64	1204.64	1204.64
Presión de saturación o rocío (Kg/cm ²)	312.2	201.94	312.2
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (Mpc/b)	5.024	5.024	5.024
Propiedades del Yacimiento			
Temperatura °C	94.6	76.8	108
Presión inicial (Kg/cm ²)	323	239	613
Presión actual (Kg/cm ²)	115.9	239	613
Mecanismo de empuje principal	Expansión roca-fluido	Expansión roca-fluido	Expansión roca-fluido

Tabla 3. Características generales del yacimiento MS 101-110 (Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).

b) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO

La solicitud de modificación al Plan de Desarrollo presentada por el Asignatario obedece los siguientes motivos previstos en el artículo 62 de los Lineamientos:

- Incremento en el número de pozos.
- Incremento en la inversión.
- Volumen de hidrocarburos a producir en un año.

A continuación, se describen brevemente las justificaciones técnico-económicas.

12

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtAshvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFvuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLs77Q9/oNQWJrbWqxfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/LF14oyLFuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

- **INCREMENTO EN EL NÚMERO DE POZOS**

Representa el principal motivo de modificación al Plan vigente debido a que en el año 2020 con el pozo exploratorio Cibix-1001 EXP, se descubrieron las arenas con secuencias profundas MS 101 –110 en el play Mioceno Superior (MS), incorporando reservas de hidrocarburos. Por lo que para desarrollar este yacimiento se propone la perforación y terminación de nuevos pozos de desarrollo.

Del análisis efectuado por esta Comisión y, con base en la estrategia planteada para la modificación del Plan de Desarrollo, el Operador considera ajustar el programa con 10 localizaciones nuevas, dentro del período de modificación de 2022-2036.

De acuerdo con los años 2023 y 2024, existen variaciones de 7 y 3 pozos, respectivamente, con respecto de aquellos contemplados en el Plan vigente, como se muestra en la Comparativa 1.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025 - 2036	Total
Plan Vigente	2	4	-	-	-	-	0	6
Real	-	2	2	2	-	-	0	6
Plan Propuesto	-	-	-	-	7	3	0	10
Diferencia	2	2	2	2	7	3		

Aplica supuesto de modificación

Comparativa 1. Desviaciones al programa de perforación de pozos en la Asignación. Para las celdas resaltadas en rojo aplica el supuesto de modificación de la fracción II de los Lineamientos. (Fuente: CNH e información presentada por el Operador).

De esta manera la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción II, de los Lineamientos.

- **INCREMENTO EN LA INVERSIÓN**

El Plan de Desarrollo vigente para la Asignación considera costos totales del orden de 248.88 millones de dólares (\$142.96 MMUSD asociados a inversiones y 105.91 MMUSD a gastos de operación), correspondientes al periodo 2019 a 2033.

Como referencia, en el periodo 2019 a 2022 del Plan de Desarrollo vigente, el Operador reporta un monto erogado del orden de 69.16 MMUSD, que corresponden en su totalidad a inversiones.

Como parte de la Solicitud de Modificación, el Operador propone, para el periodo de diciembre de 2022 a diciembre de 2036, erogar 551.21 millones de dólares; de los cuales 364.82 MMUSD corresponden a inversiones y 186.38 MMUSD a gastos de operación.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

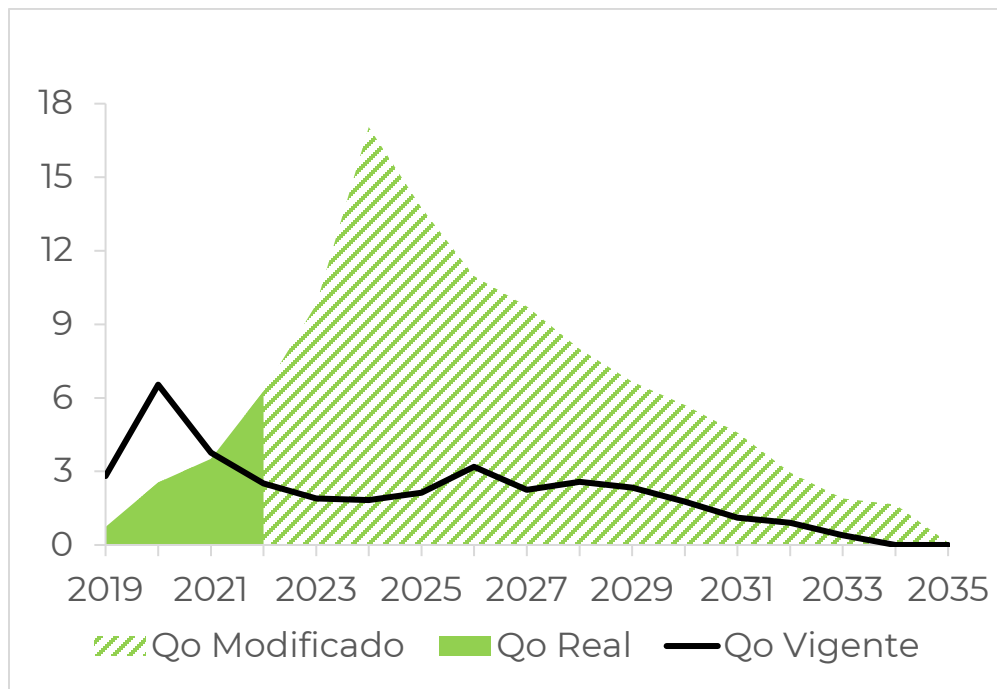
Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtAshvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC hdQbJ/av2V/LF14oyLFuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

Al considerar los montos erogados con anterioridad y los propuestos en la modificación se observa un incremento del 149%, respecto de los montos totales esperados bajo el Plan de Desarrollo vigente.

Por lo anterior, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción III, de los Lineamientos.

- **VOLUMEN DE HIDROCARBUROS A PRODUCIR EN UN AÑO (+- 30% ANUAL)**

El Operador, manifiesta que las diferencias en los volúmenes de hidrocarburos entre el Plan Vigente y los pronósticos estimados en el Plan de Desarrollo Propuesto radican en el incremento de la actividad física y, por lo tanto, los volúmenes del área asociada al descubrimiento de las arenas profundas del pozo Cibix-1001EXP. Lo anterior, tiene como resultado una variación mayor al 30% del volumen de hidrocarburos a producir, Comparativa 2 y 3.



Comparativa 2. Perfil de producción de aceite (Fuente: CNH y datos del Asignatario)

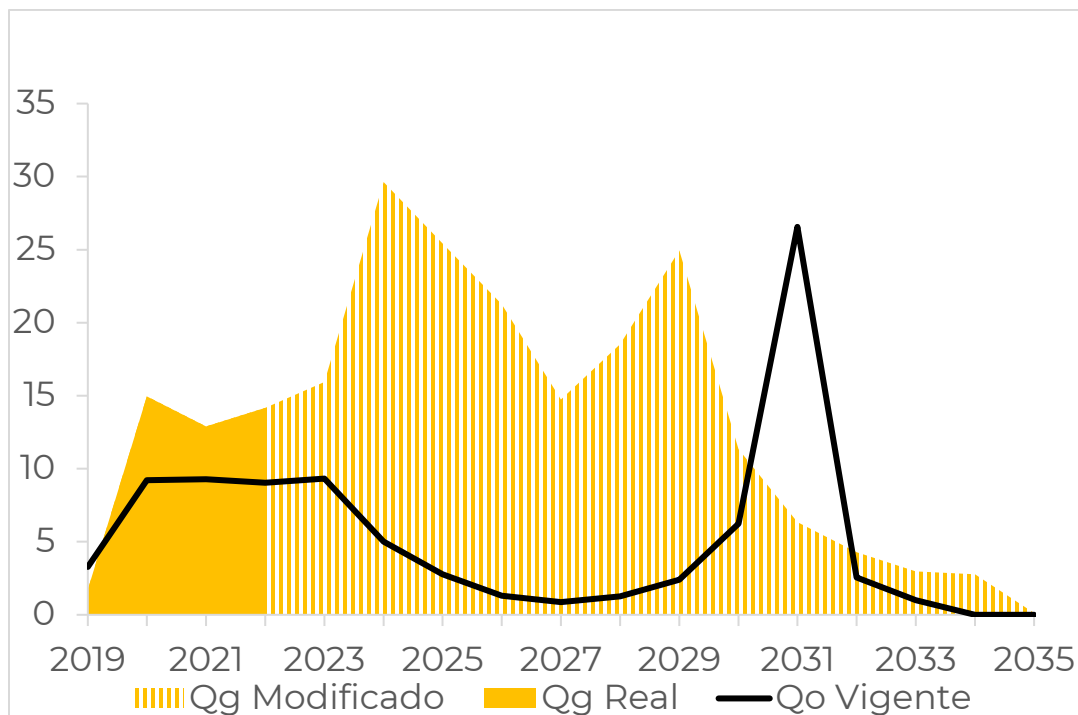
AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmU1FVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUijbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==



Comparativa 3. Perfil de producción de gas (Fuente: CNH y datos del Asignatario).

Por otro lado, derivado de la actividad incremental esta Comisión observa que existe una variación del volumen a producir para los años del 2023 al 2035, respecto del volumen pronosticado para el mismo periodo.

De esta manera la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción XI, inciso a), de los Lineamientos.

c) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS

1. Evolución histórica del volumen original de hidrocarburos del campo Cibix perteneciente al Área de Asignación.

En la Figura 4 y 5 se presenta la evolución histórica de los volúmenes originales a partir del año 2019, fecha en la cual se incorporaron las Reservas del campo Cibix al procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación, se cuantificó un volumen de 119.89 MMb para el aceite y de 86.01 MMMpc para el gas el cual se mantuvo hasta el año 2021. En el año 2022 se tuvo un incremento en los volúmenes originales de aproximadamente 2.01 MMb de aceite y 2.85 MMMpc de gas para la categoría probada, de 70.77 MMb de aceite y 95.89 MMMpc de gas en la categoría 2P, mientras para la categoría 3P se tuvo un incremento de 114.97 MMb de aceite y 155.7 MMMpc de gas, dichas variaciones se deben a decir del Asignatario por la actualización en la información

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUjbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUYVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

recabada por el desarrollo del campo y la incorporación del volumen asociado al yacimiento MS 101-110 con el pozo exploratorio Cibix-1001Exp.

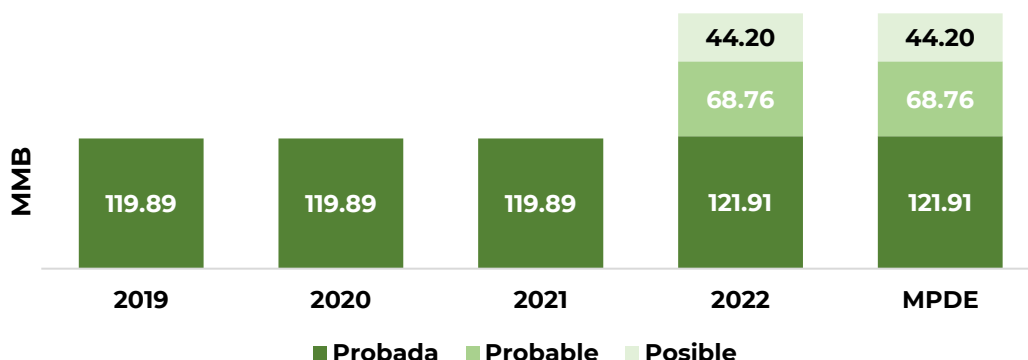


Figura 4. Evolución de los volúmenes originales de aceite del campo Cibix (Fuente: CNH).

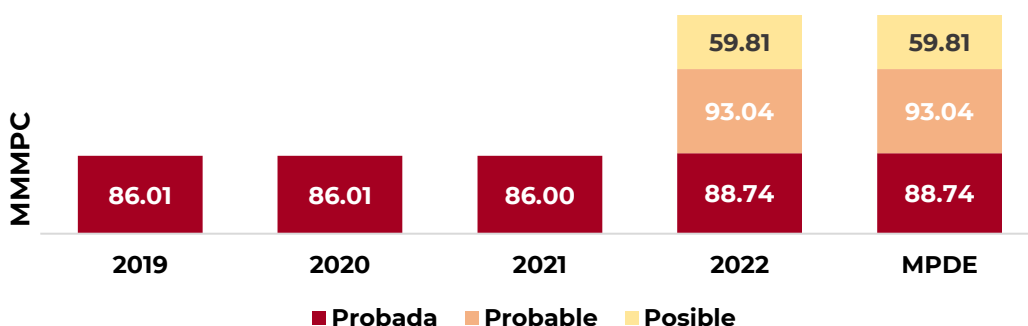


Figura 5. Evolución de los volúmenes originales de gas del campo Cibix (Fuente: CNH).

2. Evolución histórica de las Reservas asociadas a los campos pertenecientes al Área de Asignación.

La MPDE de la Asignación en el horizonte diciembre 2022-2035 contempla recuperar un volumen de 34.09 MMB de aceite y 65.44 MMMpc de gas, correspondiente a la totalidad de las Reservas 3P cuantificadas al 1 de diciembre de 2022, el factor de recuperación final para el campo Cibix asciende a 16.43% para el aceite y de 33.34% para el gas.

En este sentido, las reservas propuestas en la MPDE consideran variaciones con respecto de las Cifras Oficiales de Reservas al 01 de enero de 2022, ver Figuras 6 y 7, de la información presentada por el Asignatario se presentan variaciones debido al comportamiento de producción de los pozos, incorporación de las arenas MS 101-110 y la producción del periodo.

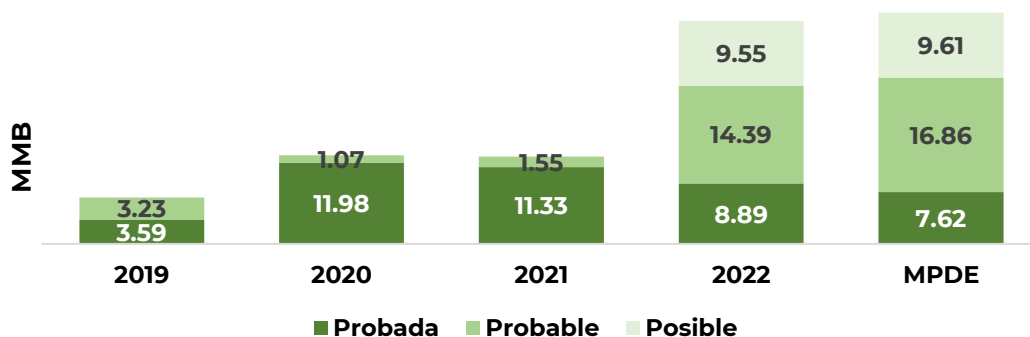


Figura 6. Evolución histórica de Reservas de aceite del Campo Cibix (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

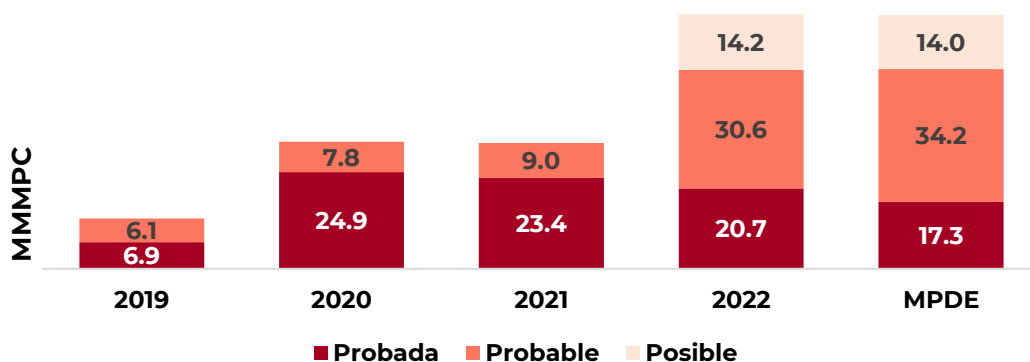


Figura 7. Evolución histórica de Reservas de gas del Campo Cibix (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

Los factores de recuperación actuales y finales esperados por campo al límite económico, objeto de la presente Modificación se presentan en la Tabla 4 a continuación:

Campo	Categoría	Factores de recuperación actuales		Factores de recuperación finales esperado	
		Aceite (%)	Gas (%)	Aceite (%)	Gas (%)
Cibix	1P	3.70	17.05	9.95	36.51
	2P	2.36	8.32	15.20	36.63
	3P	1.92	6.26	16.43	33.35

Tabla 4. Factores de recuperación objeto de la Modificación (Fuente: CNH con información del Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUijbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNtX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUYVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

Al analizar los pronósticos de producción por campo se logra observar consistencia en el comportamiento del pronóstico de producción de aceite, gas y agua, como se observa en las Figuras 8, 9 y 10.

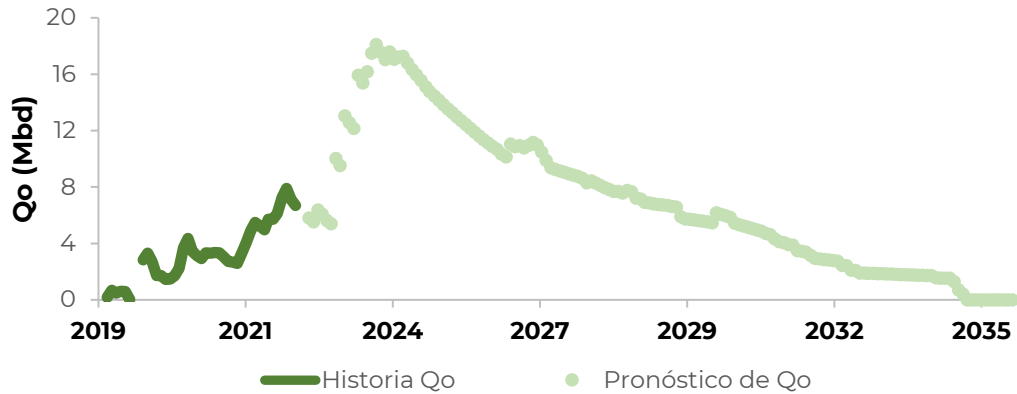


Figura 8. Comportamiento del pronóstico de producción de aceite del campo Cibix (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

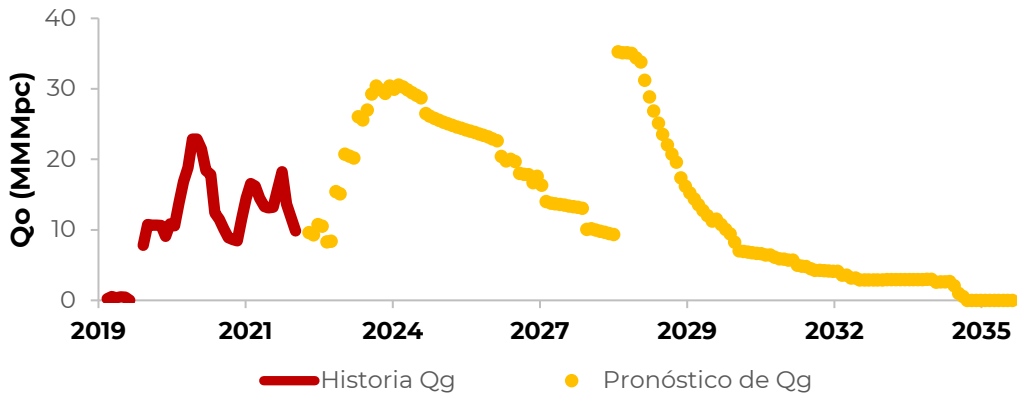


Figura 9. Comportamiento del pronóstico de producción de gas del campo Cibix (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmU1FVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22Gtkeve7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUijbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTx2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

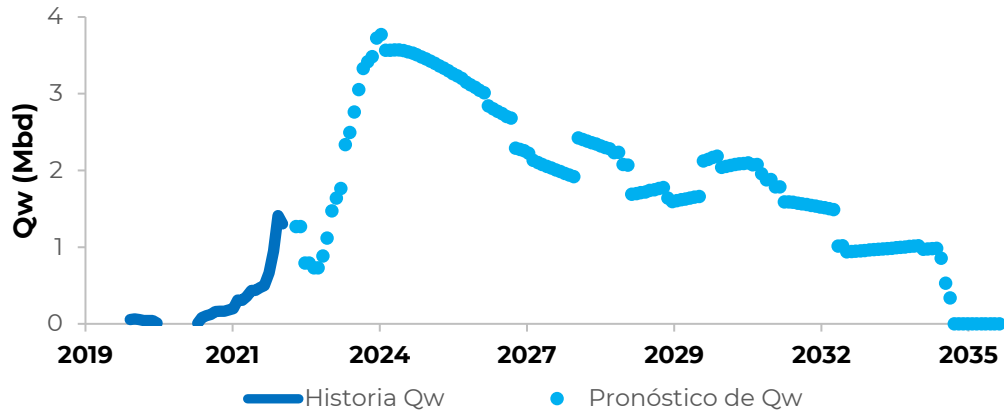


Figura 10. Comportamiento del pronóstico de producción de agua del campo Cibix (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

3. Actividades físicas asociadas a la cuantificación de Reservas de los campos del Área de Asignación.

Con respecto a la actividad física presentada en la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, el Asignatario tiene contemplada 10 terminaciones de pozo, 12 reparaciones mayores de pozo y para el caso de las reparaciones menores se tiene contempladas un total de 181. La actividad física presentada al 01 de enero de 2022 por el Asignatario consideró 12 terminaciones de pozos y 14 reparaciones mayores, con respecto a las reparaciones menores no se reportaron el procedimiento de cuantificación y certificación.

La comparación de las actividades físicas a desarrollar en la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción se muestra en la Tabla 5, la cual aumenta en términos generales la misma estrategia de perforación de pozos, sin embargo, se presentó una disminución en el número de reparaciones mayores y un aumento en el número de reparaciones menores consideradas.

Actividad física	Plan Vigente	Cuantificación de Reservas 2022	Propuesta de Modificación
Terminación de pozos de desarrollo	6	12	10
Reparaciones Mayores	20	14	12

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtAshvtXf7b++7e7M4vKl8A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmU1FVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUijbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC hdQbJ/av2V/LFl4oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

Actividad física	Plan Vigente	Cuantificación de Reservas 2022	Propuesta de Modificación
Reparaciones Menores	159	-	181

Tabla 5. Comparación de las actividades que sustentan las reservas entre el Plan Vigente y la propuesta de Modificación (Fuente: CNH con datos de Operador).

5. Conclusiones:

Con base en la información observada, se concluye que:

- i. La propuesta de cuantificación de Volúmenes Originales y Reservas en la presente modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción es congruente con las cifras oficiales de Reservas al 1 de enero de 2022.
- ii. Existe una variación mínima con respecto a las Reservas cuantificadas al 1 de enero de 2022 para el campo Cibix, a decir del Asignatario derivado a la actualización en la información que alimenta el modelo dinámico de yacimiento, los modelos de flujo de pozo, cambios en la estrategia de desarrollo e implementación de sistemas artificiales de producción.

d) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO

El Asignatario evaluó dos alternativas de desarrollo, con el objetivo de maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos de la Asignación garantizando así, la máxima rentabilidad del proyecto mediante la selección de las posibles estrategias de explotación, analizando aquellas variables que influyen en la recuperación final de hidrocarburos, optimizando costos operativos e inversión y reduciendo los riesgos involucrados en la estrategia de Desarrollo.

A continuación, se describen las alternativas de explotación analizadas, considerando su viabilidad de aplicación de acuerdo con la información y condición actual de los yacimientos. En la Tabla 6 y en las Figuras 11 y 12 se describen las alternativas propuestas por el Asignatario juntamente con sus pronósticos de producción de hidrocarburos.

ALTERNATIVA 1 (SELECCIONADA)

Tiene por objetivo continuar la operación de los nueve pozos existentes, la perforación y terminación de diez pozos de desarrollo en las arenas MS 101-110, doce reparaciones mayores que consisten en explotar los yacimientos de forma selectiva, de las cuales ocho RMA a las arenas MS 11-18, dos RMA a las arenas MS Gas, dos RMA a las arenas MS 101-110,

así como 181 reparaciones menores (considera sistemas artificiales de producción y limpiezas de aparejo de producción).

Esta alternativa considera extraer volumen de 34.09 MMB de aceite y 65.44 MMMpc de gas en el horizonte de producción 2022 - 2036.

ALTERNATIVA 2

Pretende continuar la operación de los nueve pozos existentes, la perforación y terminación de diez pozos de desarrollo en las arenas MS 101-110, 19 reparaciones mayores que consisten en explotar los yacimientos de forma selectiva, de las cuales ocho RMA a las arenas MS 11-18, dos RMA para explotar las arenas MS Gas, nueve RMA a las arenas MS 101-110, así como, 201 reparaciones menores (considera sistemas artificiales de producción y limpiezas de aparejo de producción).

Esta alternativa considera extraer volumen de 34.50 MMB de aceite y 67.81 MMMpc de gas en el horizonte de producción 2022 - 2041.

Características	Alternativa 1 (Seleccionada)*	Alternativa 2
Perforación	10	10
Terminación	10	10
RMA	12	19
RME	181	201
Ductos	3	3
Abandono de pozos	19	19
Abandono de infraestructura	11	11
Aceite (MMb)	34.09	34.50
Gas (MMMpc)	65.44	67.81
Gastos de operación (MMUSD)	186.38	190.33
Inversiones (MMUSD)	364.82	387.38
VPN AI (MMUSD)	1,360.93	1,257.25
VPN DI (MMUSD)	501.7	454.08

*Considera el periodo diciembre 2022-2036.

Tabla 6. Resumen de las alternativas de Desarrollo (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWqxfmUijbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTx2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/LFl4oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

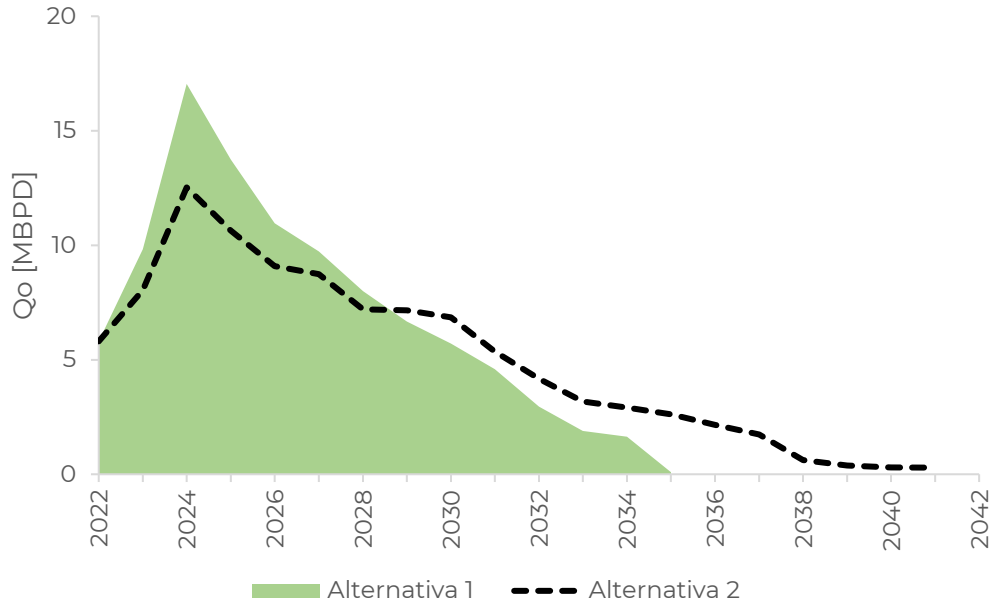


Figura 11. Pronóstico de producción de aceite de las alternativas analizadas (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

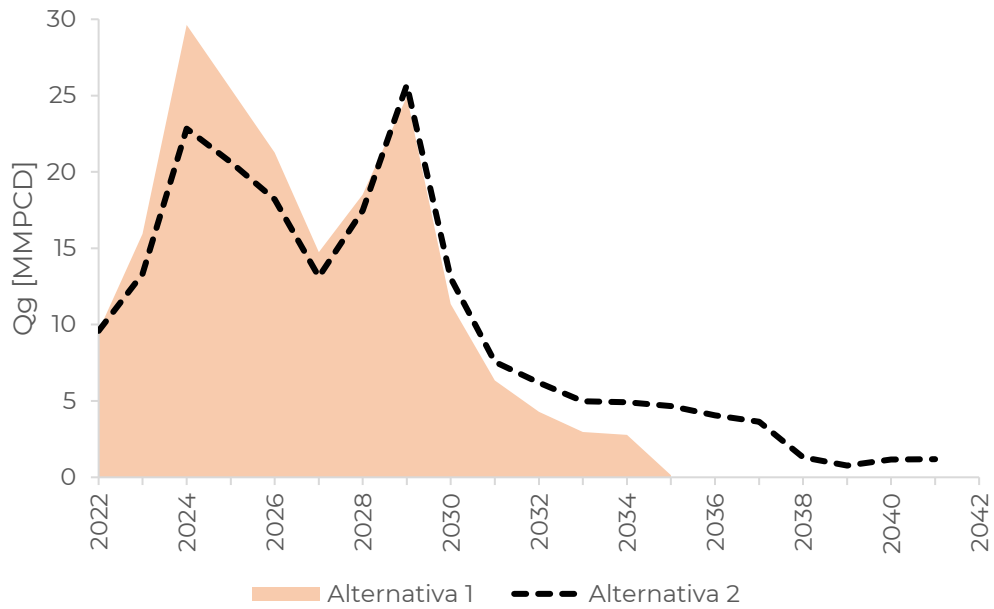


Figura 12. Pronóstico de producción de gas de las alternativas analizadas (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmU1FVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUijbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTx2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1ra193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC hdQbJ/av2V/LF14oyLFuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

e) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

En la Tabla 7 se muestra la comparación entre lo programado en el Plan Vigente y lo real ejecutado por el Asignatario, en un periodo comprendido de 2019 a 2022, así como lo propuesto en el Plan Modificado a la vigencia de la Asignación.

Descripción	Unidades	Plan Vigente 2019-2022	Real 2019-2022	Plan Modificado 2022 – 2039 (Vigencia de la Asignación)	Expectativa al Límite Económico de la modificación al Plan de Desarrollo 2022-2036
Perforación de pozos	Número	6	6	10	10
Terminaciones		6	6	10	10
RMA		2	1	12	12
RME		37	3	181	181
Reserva 1P	MMbpce	-	-	-	11.11
Reserva 2P		-	-	-	34.87
Reserva 3P		-	-	-	47.30
Volumen de aceite a extraer	MMb	13.17	4.72	34.09	34.09
Volumen de gas a extraer	MMMpc	32.91	16.1	65.44	65.44
Inversión	MMUSD	105.69	67.4	364.82	364.82
Gasto de Operación		78.29	-	186.38	186.38

Tabla 7. Comparación de avance entre el Plan Vigente vs real ejecutado y el Plan Modificado a la vigencia de la Asignación vs Expectativa al Límite económico de la modificación al Plan de Desarrollo, en la Asignación (Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

Seguimiento al Plan de Desarrollo Vigente

La comparación del avance en producción, actividades físicas y costos entre el Plan Vigente y lo real ejecutado (periodo 2019-2022) en la Asignación, se muestra en la Tabla 8.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtAShvtXf7b++7e7M4vkI8A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUijbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

Año	Qo		Qg		Perforaciones (número)		Terminaciones (número)		RMA (número)		Recuperación de pozos exploratorios (número)		RME (número)		Inversión (MMusd)		Gastos de Op. (MMusd)	
	(Mbd)		(MMpcd)		Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan ¹	Real ²	Plan ¹	Real ²
	Plan	Real*	Plan	Real*														
2019	1.24	0.73	1.64	1.73	2	0	1	0	1	0	1	1 ^a	0	1 ^b	37.4	0.6	3.1	0.0
2020	6.78	2.55	8.72	14.95	4	2	5	2	1	1	0	0	11	0	22.5	17.6	16.8	0.0
2021	4.11	3.29	9.40	12.43	0	2	0	2	0	0	0	0	14	2	5.9	22.4	11.6	0.0
2022	2.75	6.27	8.97	14.16	0	2	0	2	0	0	0	0	12	0	6.1	26.8	8.7	0.0

Tabla 8. Comparación de avance entre el Plan vigente vs real ejecutado, en la Asignación AE-0056 Campo Cibix.

Las cifras pueden no coincidir por redondeo. El plan vigente inicia su horizonte en junio de 2019.

*Corresponde a la producción de aceite/condensado y gas Real reportada a la CNH conforme a las condiciones definidas en el Art. 11 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos. Para 2022, es el promedio enero-agosto.

^{a, b} Corresponde a la recuperación del pozo exploratorio Cibix-1, considerado que el mismo ha reportado producción desde marzo de 2019, así como a la reparación menor del pozo Cibix-1, ejecutada en el año 2019 de acuerdo con información señalada por el Asignatario como parte de la propuesta de modificación al plan. **Esta Comisión no cuenta con el reporte de dichas actividades mediante los informes mensuales de conformidad con lo establecido en el artículo 100, fracción I de los Lineamientos.**

¹Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados a pesos@2022. El factor utilizado para la actualización es 1.33017 (con el INPP promedio ene-agosto 2022). Los gastos de operación plasmados no consideran el rubro de "Otros egresos".

²Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a dólares 2022, los factores de actualización y tipos de cambio utilizados son:

Factores:

<https://data.bls.gov/search/query/results?q=WPU00000000>

2019 = 1.326

2020 = 1.363

2021 = 1.166

2022 = 1.000

Fuente:

Tipos de Cambio pesos/usd. Fuente: <http://www.banxico.org.mx>

2019 = 19.26177

2020 = 21.49609

2021 = 20.28179

2022 = 20.31829

Inversión y Gasto de Op. Real corresponden a montos devengables, de conformidad con los informes mensuales ingresados en cumplimiento al Art. 100 de los Lineamientos de planes.

Nota: Las actividades a pozos e inversiones consideradas en la Tabla 8, corresponden únicamente a lo presentado mediante los informes mensuales de conformidad con lo establecido en el artículo 100, fracción I de los Lineamientos. Para efectos del seguimiento al plan, la inversión real corresponde a los montos devengables asociados a actividades de extracción, reportados por el Asignatario para el campo Cibix.

Seguimiento al Compromiso Mínimo de Trabajo

En términos de lo establecido en el Término y Condición Quinto "De las Actividades de Extracción", primer párrafo, del Título de Asignación vigente que a la letra señala:

"Las actividades de Extracción, se llevarán a cabo en términos del Plan de Desarrollo para la Extracción que en su caso apruebe la Comisión y el Compromiso Mínimo de Trabajo establecido en el Anexo 2 del presente Título de Asignación."

Al respecto, el Anexo 2 del Título vigente establece lo siguiente:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWqxfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNtX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dW0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/LF14oyLFuzp0buhByLaA0yQN8K55bVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/Ea0IQL56NAQJ3LA==

ANEXO 2. COMPROMISO MÍNIMO DE TRABAJO

ASIGNACIÓN: AE-0056-4M - Mezcalapa - 06

El Asignatario adquiere el Compromiso Mínimo de Trabajo para cumplir con las siguientes metas físicas correspondiente con el Campo Cibix:

Metas físicas (número)	
Perforación y Terminación de pozos de	6
Recuperación de Pozos Exploratorios	1
Reparaciones Menores	159
Reparaciones Mayores	20
Ductos	3
Inversiones (MMUSD)	105.69

Figura 12. Anexo 2 del Título de la Asignación (Fuente: Título de Asignación).

Al respecto, se precisa que de acuerdo con el “Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción Asignación AE-0056-2M-Mezcalapa-06 (Campo Cibix)”, el horizonte del Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE) vigente es de 2019 a 2033.

En virtud de lo anterior y dado que el PDE es anualizado y el CMT no, en la siguiente tabla se presenta un desglose del CMT establecido en el Título vigente de la Asignación conforme al PDE aprobado, para un mejor entendimiento (Tabla 9).

Asimismo, se plasma lo real ejecutado por el Asignatario (Tabla 10) y la diferencia existente entre ambos rubros (Tabla 11) bajo un seguimiento anualizado:

Año	CMT Perf.	CMT Term.	CMT Rec Pozos ¹	CMT RME	CMT RMA	CMT Ductos	CMT Inv ² (MMUSD 2019)	CMT Inv ³ (MMUSD 2022)
2019	2	1	1	-	1	1	28.12	37.40
2020	4	5	-	11	1	2	16.95	22.55
2021	-	-	-	14	-	-	4.41	5.87
2022	-	-	-	12	-	-	4.55	6.05
2023	-	-	-	12	-	-	4.49	5.97
2024	-	-	-	12	2	-	4.41	5.87
2025	-	-	-	12	12	-	4.71	6.27
2026	-	-	-	12	-	-	2.64	3.51
2027	-	-	-	12	-	-	3.04	4.04
2028	-	-	-	12	-	-	6.55	8.71
2029	-	-	-	12	2	-	4.55	6.05
2030	-	-	-	12	2	-	6.75	8.98
2031	-	-	-	12	-	-	4.31	5.73
2032	-	-	-	10	-	-	4.70	6.25
2033	-	-	-	4	-	-	5.50	7.32
Total	6	6	1	159	20	3	105.69	140.57

Tabla 9. Compromiso Mínimo de Trabajo, Asignación AE-0056 Campo Cibix (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

¹ Corresponde a la recuperación del pozo exploratorio Cibix-1.

² MMUSD a agosto de 2019 (fecha de notificación de la aprobación al Asignatario).

³ Inversiones del CMT actualizados a USD@2022. El factor utilizado para la actualización es 1.33017 (con el INPP promedio de ene-ago de 2022 y el INPP promedio y tipo de cambio de agosto 2019).

Año	Real Perf.	Real Term.	Real Rec.Pozos	Real RME	Real RMA	Real Ductos ¹	Real Inv (MMpesos)C/Año ²	Real Inv (MMUSD@2022) ³
2019	0	0	1 ^a	1 ^b	0	1	8.91	0.61

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/onQWJrbWq xfmUjbla2+vSpw/ObGkx3R6VA/XPJ7aNTx2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1ra1930bxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/LFl4oyLFuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/Ea01QL56NAQI3LA==

Año	Real Perf.	Real Term.	Real Rec.Pozos	Real RME	Real RMA	Real Ductos ¹	Real Inv (MMpesos)C/Año ²	Real Inv (MMUSD@2022) ³
2020	2	2	0	0	1	0	298.80	18.95
2021	2	2	0	2	0	3	482.71	27.74
2022 ^c	2	2	0	0	0	0	597.87	29.46
Total	6	6	1	2	1	4	1,388.29	76.76

Tabla 10. Real ejecutado por el Asignatario en la Asignación AE-0056 Campo Cibix, 2019 – agosto de 2022 (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

Las cifras pueden no coincidir por redondeo

^{a,b} Corresponde a la recuperación del pozo exploratorio Cibix-1, considerado que el mismo ha reportado producción desde marzo de 2019, así como a la reparación menor del pozo Cibix-1, ejecutada en el año 2019 de acuerdo con información señalada por el Asignatario como parte de la propuesta de modificación al plan. **Esta Comisión no cuenta con el reporte de dichas actividades mediante los informes mensuales de conformidad con lo establecido en el artículo 100, fracción I de los Lineamientos.**

^c Para el Año 2022 se considera el periodo enero a agosto de 2022.

¹ Información en proceso de solicitud/análisis en conjunto con el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. Las cifras plasmadas fueron obtenidas de la información ingresada por el Asignatario en la Solicitud (Tabla II.4. Inventario Ductos).

² Inversión reportada por el Asignatario correspondiente a los pesos 2019, 2020, 2021 y 2022, respectivamente.

³ Inversiones de lo real ejecutado actualizados a dólares del 2022, los factores de actualización y tipos de cambio utilizados son:

Factores:

Fuente:

<https://data.bls.gov/search/query/results?q=WPU00000000>

2019 = 1.326

2020 = 1.363

2021 = 1.166

2022 = 1.000

Tipos de Cambio pesos/usd.

Fuente: <http://www.banxico.org.mx>

2019 = 19.26177

2020 = 21.49609

2021 = 20.28179

2022 = 20.31829

Nota: Para efectos del seguimiento al CMT, la inversión real corresponde a los montos devengables asociados a actividades de extracción, reportados por el Asignatario para toda la Asignación.

Año	Perforación (Real-CMT)	Terminación (Real-CMT)	Recuperación de pozos exploratorios (Real-CMT)	Reparación Menor (Real-CMT)	RMA (Real-CMT)	Ductos (Real-CMT)	Inversión MMUSD (Real-CMT)
2019	-2	-1	0	1	-1	0	-36.79
2020	-2	-3	0	-11	0	-2	-3.60
2021	2	2	0	-12	0	3	21.87
2022	2	2	0	-12	0	0	23.41
Total	0	0	0	-34	-1	1	4.89

Tabla 11. Desviaciones entre lo Real ejecutado y el CMT (2019 – agosto de 2022) por el Asignatario (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

Tomando en consideración la tabla que antecede y con el objetivo de identificar si la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo presentado por el Asignatario considera las actividades necesarias para dar cumplimiento al CMT, a continuación, se presentan las metas físicas contempladas para su ejecución dentro de la propuesta del nuevo Plan (Tabla 12), así como los resultados de la evaluación parcial al CMT, considerando las nuevas metas propuestas (Tabla 13).

	Perforación PDE propuesto	Terminación PDE propuesto	Recuperación de pozos exploratorios PDE propuesto	RME PDE propuesto	RMA PDE propuesto	Ductos PDE propuesto	Inversión (MMpesos) PDE propuesto
2022	0	0	0	1	0	0	11.63
2023	7	6	0	11	2	3	128.10
2024	3	4	0	19	3	0	36.86
2025	0	0	0	17	0	0	14.00
2026	0	0	0	18	1	0	13.85
2027	0	0	0	17	2	0	13.48

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgI3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/onQWJrbWq xfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNtX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/LF14oyLfuZp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/Ea0IQL56NAQI3LA==

	Perforación PDE propuesto	Terminación PDE propuesto	Recuperación de pozos exploratorios PDE propuesto	RME PDE propuesto	RMA PDE propuesto	Ductos PDE propuesto	Inversión (MMpesos) PDE propuesto
2028	0	0	0	17	3	0	13.07
2029	0	0	0	17	0	0	15.31
2030	0	0	0	13	1	0	15.14
2031	0	0	0	18	0	0	18.71
2032	0	0	0	11	0	0	14.32
2033	0	0	0	10	0	0	12.51
Metas del PDE propuesto	10	10	0	169	12	3	306.97

Tabla 12. Actividades contempladas en la propuesta de Modificación del Plan de Desarrollo, 2022-2033 (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

	Perforación (Número)	Terminación (Número)	Rec. de pozos expl. (Número)	RME (Número)	RMA (Número)	Ductos (Número)	Inversión (MMpesos)
Metas del PDE propuesto [diciembre 2022-2033]	10	10	0	169	12	3	306.97
Real Ejecutado [2019-ago 2022]	6	6	1	3	1	4	76.76
Metas del CMT [2019-2033]	6	6	1	159	20	3	140.57
Diferencia [(Metas PDE+Real)-CMT]	10	10	0	13	-7	4	243.17

Tabla 13. Resultados de la evaluación parcial al CMT, 2019-2033 (Fuente: CNH y datos del Asignatario).

De conformidad con lo plasmado en los resultados de la evaluación parcial al CMT en el horizonte 2019-2033 presentados en la Tabla 13, se identifica que para el horizonte 2019-2033, las metas establecidas en la Solicitud del Asignatario no consideran las actividades necesarias para dar cumplimiento al CMT durante dicho periodo (2019-2033) que son: Metas del PDE propuesto, relativas a las reparaciones mayores. Por lo anterior, se anexa la Opinión para modificar el CMT, únicamente con respecto a las RMA.

Modificación al Plan de Desarrollo

El Plan de Desarrollo Modificado contempla la ejecución de las actividades físicas, así como la inversión y gastos de operación presentados en la Tabla 14.

Actividad	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	TOTAL
Perforaciones desarrollo (Número)	-	7	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10
Terminaciones desarrollo (Número)	-	6	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10
Reparaciones Mayores (Número)	-	2	3	-	1	2	3	-	1	-	-	-	-	-	-	12
Reparaciones Menores^a (Número)	1	11	19	17	18	17	17	17	13	18	11	10	8	4	-	181
Instalaciones (Número)	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Ductos (Número)	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3
Taponamientos (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	19	-	19
Abandono de ductos^c (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-	7
Abandono de infraestructura^d (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	-	4
Inversión (MMusd)	11.63	128.10	36.86	14.00	13.85	13.48	13.07	15.31	15.14	18.71	14.32	12.51	11.94	1.32	44.59	364.82
Gastos de Op. (MMusd)	0.93	18.45	32.89	27.05	21.97	17.87	17.25	18.08	11.54	8.18	5.36	3.52	3.13	0.16	0.00	186.38
Otros egresos (MMusd)	0.14	1.07	0.72	0.85	0.98	0.97	0.79	0.58	0.29	0.25	0.23	0.34	0.30	0.05	0.47	8.03

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgI3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/onQWJrbWqxfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNtX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obvFXwJ1KA4L4dw0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/LF14oyLfuZp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

Tabla 14. Actividades físicas y costos contemplados en el Plan de desarrollo modificado (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

*La fecha de inicio de la vigencia del nuevo Plan de Desarrollo es a partir de diciembre de 2022.

^a Las RME considera sistemas artificiales producción y limpiezas de aparejo.

^b Corresponde a la construcción de macroperas.

^c El Abandono de ductos incluye: desmantelamiento e inertización de ductos.

^d El Abandono de infraestructura incluye el abandono de macroperas

Nota: De acuerdo con el Título de la Asignación AE-0056, la vigencia para realizar actividades petroleras es hasta el año 2039.

A continuación, se presentan los pronósticos de producción contemplados en el Plan de Desarrollo Modificado para la Asignación, Tabla 15.

Año	2022*	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	TOTAL
Producción Aceite (Mbd)	5.81	9.82	17.05	13.74	10.97	9.73	7.99	6.66	5.70	4.58	2.95	1.89	1.64	0.09	NP
anual (MMb)	0.18	3.58	6.24	5.02	4.00	3.55	2.93	2.43	2.08	1.67	1.08	0.69	0.60	0.03	
acumulada (MMb)	0.18	3.77	10.00	15.02	19.02	22.57	25.50	27.93	30.01	31.68	32.76	33.46	34.06	34.09	
Producción Gas (MMpc)	9.61	15.94	29.63	25.43	21.27	14.74	18.52	24.94	11.34	6.34	4.29	2.97	2.78	0.13	GP
anual (MMMpc)	0.30	5.82	10.84	9.28	7.76	5.38	6.78	9.10	4.14	2.31	1.57	1.08	1.01	0.05	
acumulada (MMMpc)	0.30	6.12	16.96	26.24	34.01	39.39	46.16	55.27	59.41	61.72	63.29	64.38	65.39	65.44	

Tabla 15. Pronóstico de producción del Plan de desarrollo modificado (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

*La fecha de inicio de la vigencia del nuevo Plan de Desarrollo es a partir de diciembre de 2022.

f) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO

f.1) Características geológico - estructurales

La caracterización del modelo sedimentológico del Campo Cibix procede de la información analizada de los pozos exploratorios Cibix-1EXP y Cibix-1001EXP la cual, corresponde a una secuencia terciaria Neógena-Mioceno Superior conformada por areniscas de grano fino a medio, subanguloso a subredondeado, regularmente clasificada y regularmente consolidado en matriz arcillo-calcárea que intercala con horizontes de espesor variable de lutitas ligeramente arenosas en un sistema de canales y barras de desembocadura asociadas a un sistema de planicie deltaica, ambiente Nerítico interno-Medio a transicional / Frente Deltaico.

A partir de la integración del modelo mineral, modelo de saturación de agua, modelo de porosidad se caracterizaron diez cuerpos de areniscas de edad Mioceno superior en Cibix-1001Exp, objetivo del presente Plan de Desarrollo, de las cuales seis se encuentra con impregnación de aceite y cuatro invadidas de agua, Tabla 16 y Figura 13.

Zona	Cima (m)	Base (m)	Hb (m)	Hn (m)	Hn/Hb	Vcl	Phi	Sw
A-101	3,001	3,039	39	25	73%	6%	23%	36%
A-102	3,057	3,066	8	0				
A-103	3,075	3,099	24	3	12%	9%	24%	39%
A-104	3,105	3,134	29	15	61%	7%	24%	28%

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeXv7UObQzKLs77Q9/onQWJrbWq xfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTx2AskYElRv7dWQqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/LF14oyLFuzp0buhByLaA0yQN8K55bVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQJ3LA==

A-105	3,147	3,177	30	0				
A-106	3,241	3,274	33	10	30%	12%	21%	37%
A-107	3,314	3,387	73	6	7%	7%	20%	42%
A-108	3,405	3,461	56	0				
A-109	3,539	3,552	12	0				
A-110	3,650	3,677	27	12	43%	16%	26%	23%

Tabla 16. Valores promedio para las arenas identificadas por el pozo Cibix-1001EXP. Profundidad de cima y base en metros verticales (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

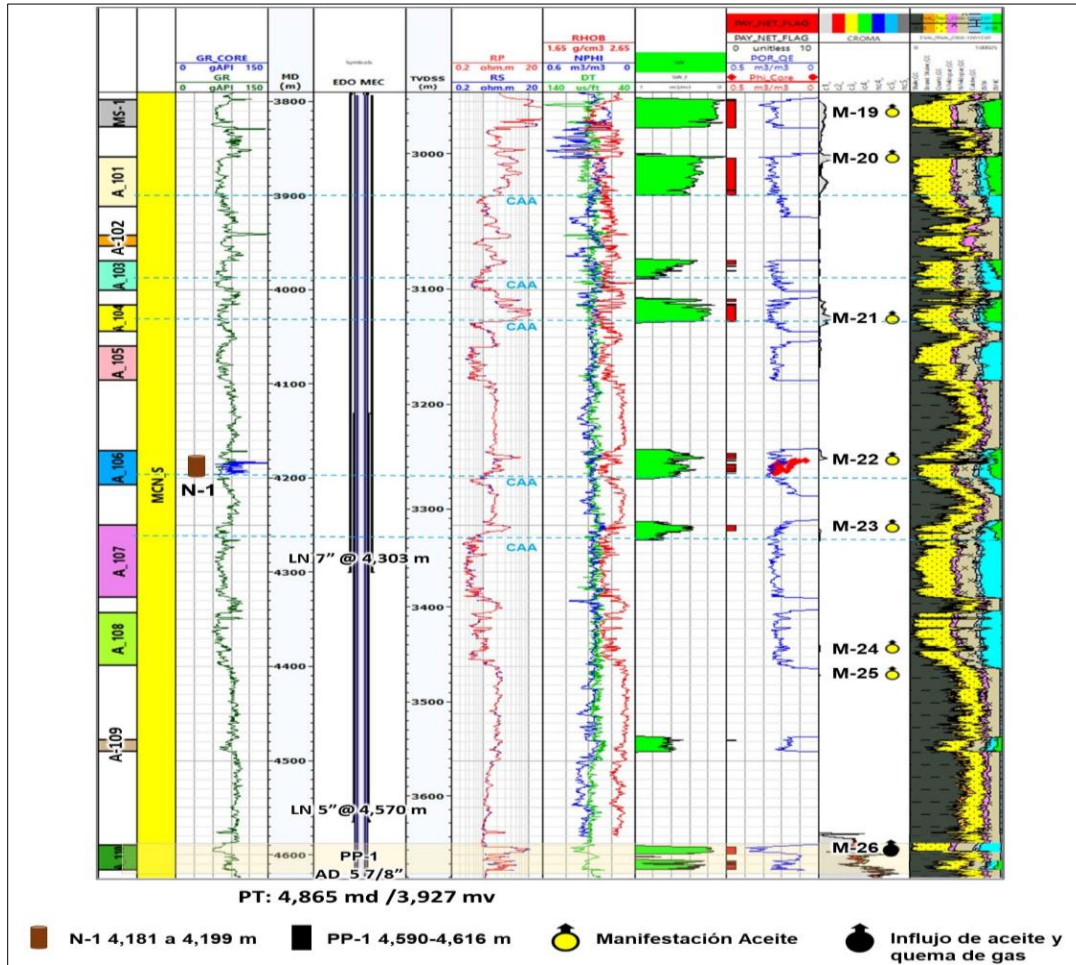


Figura 13. Evaluación petrofísica en el pozo Cibix-1001EXP (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

Los primeros 6 yacimientos MS-101 al MS-106, han sido descritos con base a la clasificación de Folk como Arenisca del tipo Arcosa lítica, de grano muy fino a grueso, subangulosos a subredondeados, moderadamente seleccionada, inmadura a submadura, de cuarzo monocristalino y policristalino, feldespatos del tipo ortosa y plagioclasa, moscovita, con minerales accesorios de origen carbonatado, glauconita y pirita diseminada. Las

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLs77Q9/onQWJrbWqxfmUjbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUFJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K55bVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/Ea0IQL56NAQI3LA==

secuencias restantes MS-107 al MS-110, corresponden a arenisca del tipo Litoarenita de grano fino a grueso, subangulosa a subredondeada, moderadamente seleccionada, inmadura a submadura, de cuarzo monocristalino y policristalino, feldespatos del tipo ortosa y plagioclasa.

f.2) PERFORACIÓN DE POZOS

Con respecto a la actividad de perforación de pozos, en la Tabla 17 se presenta la comparación del Plan Vigente 2019-2022, la actividad real ejecutada 2019-2022 y lo relativo al Plan Modificado 2022-2036.

Perforación de Pozos	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Plan Vigente	2	4	-	-	-	-	-	-	-
Real (2019-2022)	0	2	2	2	-	-	-	-	-
Plan Modificado	-	-	-	-	7	3	-	-	-

Perforación de Pozos	2028	2029	2030	2031	2032	2033...	2036	Total
Plan Vigente	-	-	-	-	-	-	-	6
Real (2019-2022)	-	-	-	-	-	-	-	6
Plan Modificado	-	-	-	-	-	-	-	10

Tabla 17. Comparativo entre Planes de actividades de perforación (Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

Para la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo, el Asignatario definió la posibilidad de usar 1 pozo tipo en función de los requerimientos, características de la formación productora, aparejo de terminación, costos, tiempo de ejecución, equipos, materiales y servicios necesarios, así como el uso de nuevas tecnologías en el campo y otros parámetros de importancia.

Los pozos tendrán una trayectoria tipo J con una profundidad desarrollada de hasta 4300md y tres escenarios de terminación, Tabla 18.

Características	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Objetivo general	Desarrollo	Desarrollo	Desarrollo
Formación	MS 101-110	MS 101-110	MS 101-110
Geometría	Direccional Tipo J	Direccional Tipo J	Direccional Tipo J

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYUN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC hdQbJ/av2V/LF14oyLFuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

Características	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Profundidad	3,336 mv / 4,300 md	3,336 mv / 4,300 md	3,336 mv / 4,300 md
Diseño de tuberías	20" Ø x 13 3/8" Ø x 9 5/8" Ø x 7" Ø	20" Ø x 13 3/8" Ø x 9 5/8" Ø x 7" Ø	20" Ø x 13 3/8" Ø x 9 5/8" Ø x 7" Ø
Terminación	Convencional	Dual con un empacador en la sarta larga	Dual con dos empacadores en la sarta larga
Tecnologías	Empacador convencional TR 7" Ø Medio Árbol de Producción 11" x 3 1/8" x 2 1/16" 5M Aparejo de producción en grados resistentes a la corrosión por CO ₂ , TRC-95 y/o L-80 Conexión sello metal - metal	Empacador Dual p/TR 9 5/8" Ø Medio Árbol de Producción Dual 11" x 3 1/2" x 3 1/8" x 2 7/8" x 2 9/16" 5M Servicios de apriete e introducción de aparejo dual Accesorios especiales para equipamiento de aparejo dual Registro CCL-GR Aparejo de producción en grados resistentes a la corrosión por CO ₂ , TRC-95 y/o L-80	Empacador Dual p/TR 9 5/8" Ø Medio Árbol de Producción Dual 11" x 3 1/2" x 3 1/8" x 2 7/8" x 2 9/16" 5M Servicios de apriete e introducción de aparejo dual Accesorios especiales para equipamiento de aparejo dual Registro CCL-GR Aparejo de producción en grados resistentes a la corrosión por CO ₂ , TRC-95 y/o L-80
Distancia entre pozos	30 - 50 m (conductor) de la misma pera.		
Costo (Paridad: 20.9458 pesos/usd)	Perforación \$ 136.53 MMP / 6.52 MMUSD	Perforación \$ 136.53 MMP / 6.52 MMUSD	Perforación \$ 136.53 MMP / 6.52 MMUSD
	Terminación Tipo I \$ 29.11 MMP / 1.39 MMUSD	Terminación Tipo II \$ 39.59 MMP / 1.89 MMUSD	Terminación Tipo III \$ 42.73 MMP / 2.04 MMUSD
Tiempo de ejecución	38 días de Perforación		
	19 días de Terminación convencional	25 días de Terminación Dual con 1 empacador en la sarta larga	27 días de Terminación Dual con 2 empacadores en la sarta larga
Equipo	2000 HP		

Tabla 18. Características del pozo Tipo de perforación y terminación Campo Cibix 101-110 (Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

En las Figuras 14 y 15, se presenta el diseño optimizado del estado mecánico del pozo tipo que será empleado para explotar las arenas objetivo MS 101-110, de acuerdo con el análisis realizado de la configuración del pozo exploratorio Cibix – 1001EXP y pozos de desarrollo Cibix MS 11-18 (Cibix-12, Cibix-14, Cibix-20, Cibix-22, Cibix-23 y Cibix-24).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhg13L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLs77Q9/onQWJrbWq xfmUijbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA1930bFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/Ea0IQL56NAQI3LA==

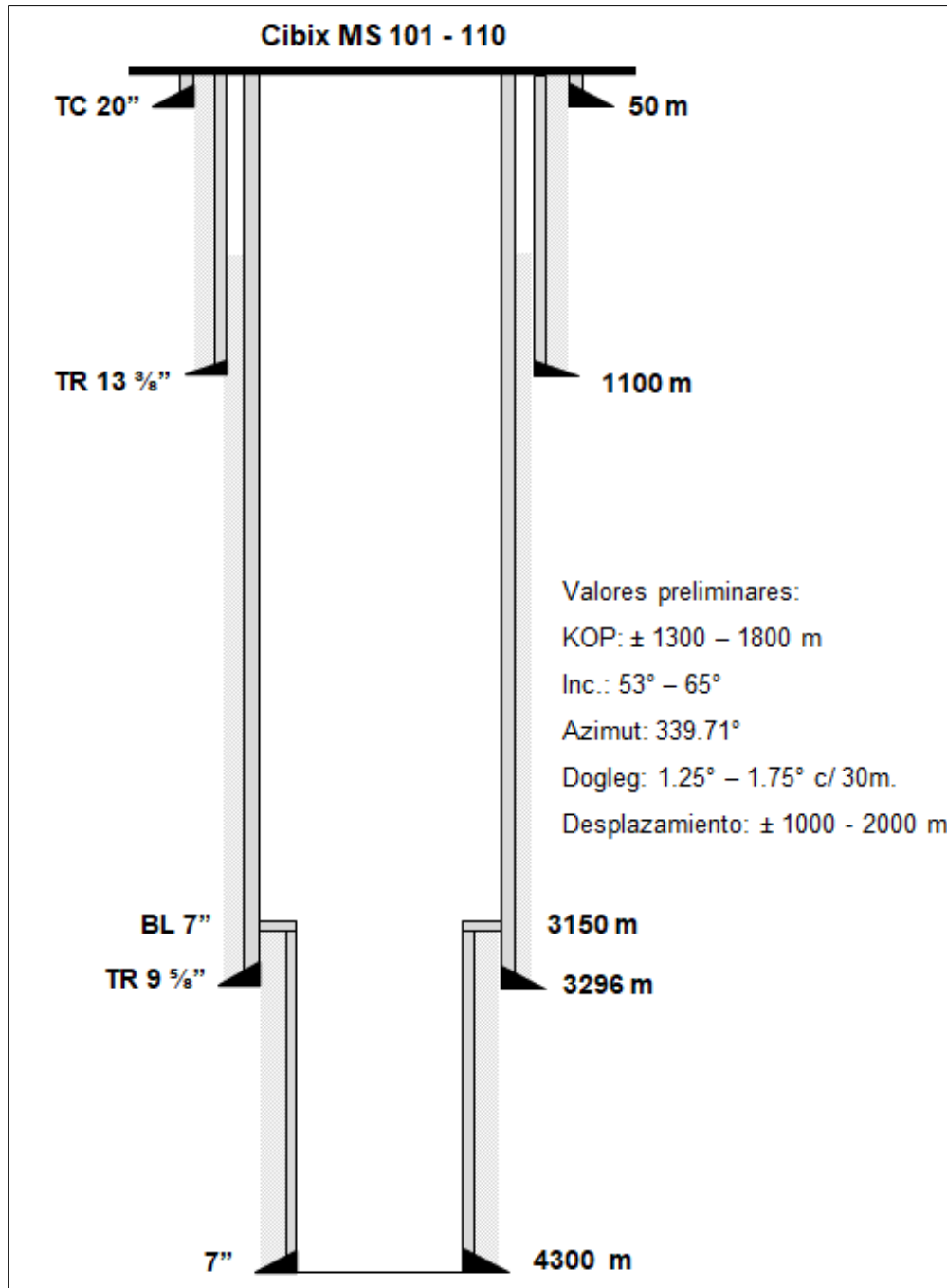


Figura 14. Estado mecánico programado tipo de Perforación de los pozos del Campo Cibix MS 101-110 (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtAshvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmU1FVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq
 xfmUijbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC
 hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUYVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

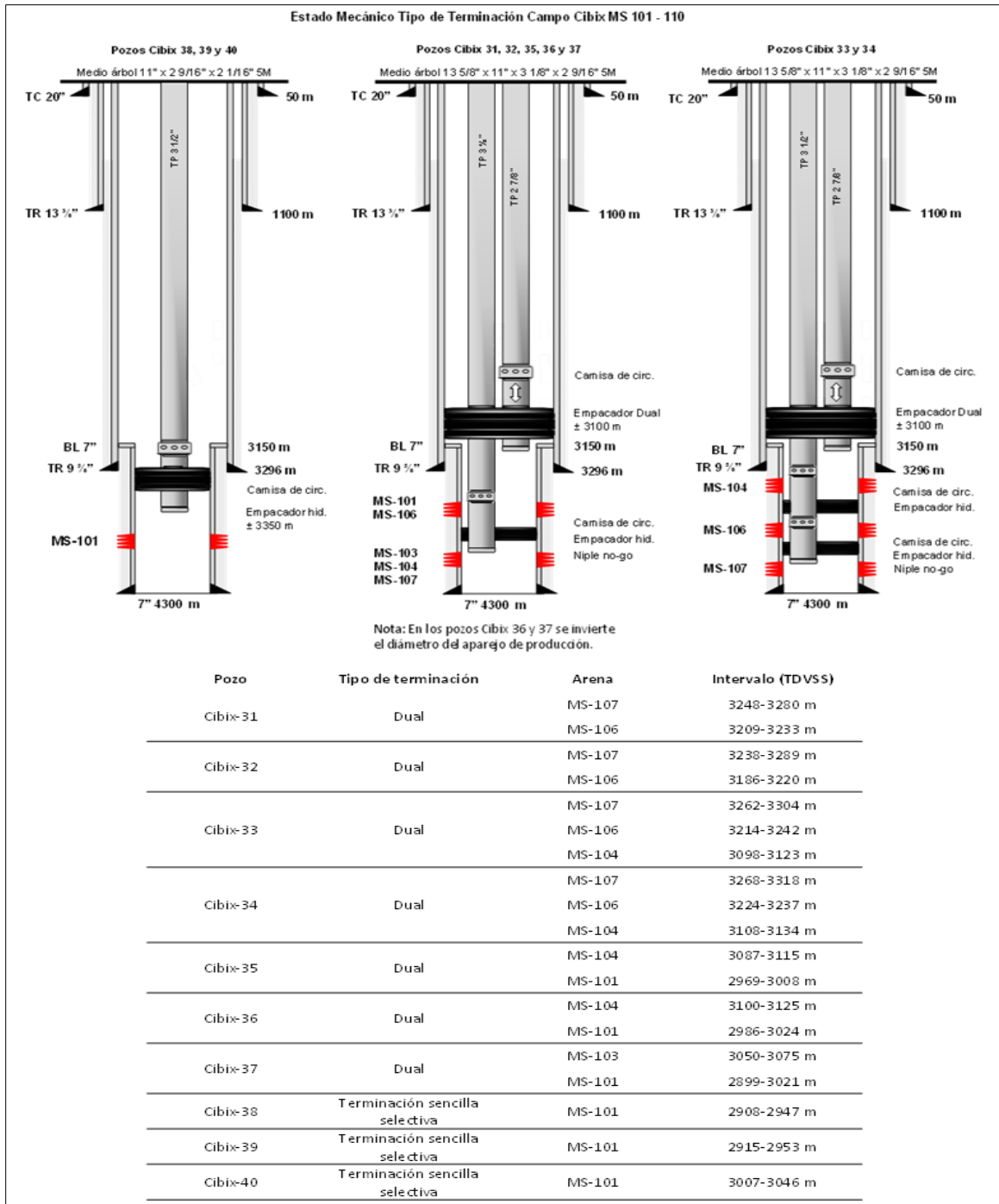


Figura 15. Estado mecánico de la terminación Tipo del campo Cibix MS 101-110, tipo de terminación, arena e intervalo productor (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUijbla2+vSpw/ObGkx3R6VA/XPJ7aNTx2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dW0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/Lf14oyLfuzp0buhByLa0yQN8K55bVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/Ea0IQL56NAQJ3LA==

f.3) PRINCIPALES TECNOLOGÍAS A IMPLEMENTAR

El Asignatario visualiza la incorporación de nuevas tecnologías, dirigidas a optimizar la explotación de la Asignación. En las siguientes Tablas (19 a 23) se muestran las principales tecnologías para el caso de geociencias, yacimientos, perforación y terminación, instalaciones de producción, así como productividad de pozos.

Iniciativa Tecnológica	Tecnología	Beneficios
Caracterización estática de yacimientos	1) Núcleos extendidos (no convencionales).	5) Definición de las unidades litoestratigráficas del yacimiento.
	2) Modelado sedimentológico 4D.	6) Control bioestratigráfico para el ajuste del modelo estratigráfico-sedimentológico.
	3) Registro sísmico de pozo VSP offset cero u offset lejano.	7) Definición de la extensión lateral del campo.
	4) Registros especiales y su procesado (registros de resonancia magnética y de imágenes).	8) Historia geológica del origen de los yacimientos.
Procesos sísmicos especiales	• Inversión sísmica	9) Calibración de las velocidades en el campo y ajuste del modelo de velocidades.
		10) Cálculo de permeabilidad y porosidad de fractura para el modelo de simulación.
		11) Optimización del modelo sedimentario y estratigráfico para el soporte de la ubicación de localizaciones de desarrollo.
		12) Reducir incertidumbre en el desarrollo de campos.
		13) Volumen de propiedades.

Tabla 19. Tecnologías visualizadas en el área de geociencias (Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

Iniciativa Tecnológica	Tecnología	Beneficios
Toma de información	• Pruebas de presión (incremento, decremento, interferencia, entre otras).	• Reducción de la incertidumbre en la caracterización del yacimiento. Definición del grado de comunicación areal y vertical, determinación de fronteras y elementos que afectan el comportamiento dinámico del yacimiento.
Análisis de laboratorio	• Pruebas de laboratorio de fluidos para su caracterización fisico-termodinámico y pruebas especiales de núcleo: Pruebas SCAL (presión capilar, saturación de aceite residual, permeabilidad relativa, mojabilidad, compresibilidad de la roca, mojabilidad, pruebas de	• Caracterización el sistema roca-fluido.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rIoYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTx2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4d4w0MSrj5cFU9dC hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

	desplazamiento y drenaje e imbibición, análisis uniaxiales y triaxiales.	
--	--	--

Tabla 20. Tecnologías visualizadas en el área de yacimientos (Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

Iniciativa Tecnológica	Tecnología	Beneficios
Optimización de la perforación	<ul style="list-style-type: none"> • Uso de herramientas direccionales. 	<ul style="list-style-type: none"> • Control de la trayectoria direccional apegándose al plan de manera más efectiva con visualización de parámetros en tiempo real.
	<ul style="list-style-type: none"> • Perforación con sistema rotatorio y sección de poder (motores de fondo). 	<ul style="list-style-type: none"> • Tener mayor control de la perforación y aumentar el ROP.
	<ul style="list-style-type: none"> • Uso del equipo bajo balance (MPD). 	<ul style="list-style-type: none"> • Control en la ventana operativa de perforación en zonas permeables para evitar la pérdida de fluidos por diferencial.
	<ul style="list-style-type: none"> • Optimización en el diseño de pozos VCDSE-ATERI. 	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de tiempos y costos de perforación, terminación e intervención de pozos.
Terminaciones Dobles	<ul style="list-style-type: none"> • Empacadores de producción dual. • Medio árbol de válvulas dual. • Llave de apriete dual. • Juntas de expansión. • Camisas de circulación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Producción selectiva en los objetivos del pozo. • Medición de pozo por TP independiente. • Apriete óptimo simultáneo. • Mitigación de los esfuerzos de aparejo de producción. • Ajuste de la sarta corta. • Comunicación TP – E.A.

Tabla 21. Tecnologías visualizadas en el área de perforación y terminación de pozos (Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

Iniciativa Tecnológica	Tecnología	Beneficios
Modelos de redes de distribución y transporte de hidrocarburos en estado transitorio.	<ul style="list-style-type: none"> • Construcción de modelo de simulación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Estudios de infraestructura de transporte para identificar comportamientos relacionados con la inestabilidad de flujo en la infraestructura de transporte y distribución de hidrocarburos.

Tabla 22. Tecnologías visualizadas en el área de infraestructura (Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

Iniciativa Tecnológica	Tecnología	Beneficios
Tratamiento a pozos	<ul style="list-style-type: none"> • Pozos con terminación doble. 	<ul style="list-style-type: none"> • Perforación de los intervalos productores con trayectoria tipo

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUjbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

		“J” para acelerar la extracción de reservas del campo a través de terminación con doble aparejo de producción.
	<ul style="list-style-type: none"> Sistema artificial de producción. 	<ul style="list-style-type: none"> Instalación de infraestructura para la implementación de sistema de bombeo neumático autoabastecido e hidráulico tipo jet en los pozos.
	<ul style="list-style-type: none"> Inhibición de depósitos orgánicos. 	<ul style="list-style-type: none"> Suministro de tratamientos que permitan la inhibición de depósitos orgánicos en la vecindad del yacimiento y en la tubería de producción.
	<ul style="list-style-type: none"> Disparos selectivos Big Hole. 	<ul style="list-style-type: none"> Ubicación y orientación de los disparos para generar la perforación en las zonas más competentes de la roca del yacimiento, de tal manera de disminuir las caídas de presión entre el yacimiento y el pozo.

Tabla 23. Tecnologías visualizadas en el área de productividad de pozos (Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

f.4) MÉTODO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA O MEJORADA

El Programa de Recuperación Secundaria o Mejorada (en adelante, Programa), fue presentado y documentado por el Asignatario conforme a los artículos 5, apartado A, 6, 7 y 8 de los LTMRSM. Cabe señalar que para la evaluación de la viabilidad técnica y económica del Programa esta Comisión tomó en consideración los criterios establecidos en el artículo 10 de los LTMRSM por lo que ha sido incorporado al presente Dictamen Técnico.

Así mismo, y de conformidad con el artículo 11 de los LTMRSM la Comisión evaluó la viabilidad técnica y económica del Programa conforme los siguientes elementos:

- I. Resumen ejecutivo que incluya los elementos generales del Programa,
- II. Resultados del Estudio de campo Análogos y Tablas de Apoyo de los procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada,
- III. Resultados del Estudio de Factibilidad Económica probabilista,
- IV. Resultados del Estudio de Factibilidad Técnica del Programa, y
- V. Las conclusiones de la evaluación del Programa presentado, en donde se indique si cumple o no con la viabilidad técnica y económica para maximizar la rentabilidad del Yacimiento.

En lo referente a los yacimientos en cuestión el Asignatario concluye que, la implementación de un método de recuperación secundaria y/o mejorada no resulta económicamente viable, debido a la caracterización actual que se tiene de los

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtAShvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmU1FVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWqxfmUijbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNtX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA1930bxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

yacimientos y a las condiciones de mercado actuales, lo anterior, brinda también el sustento para que la Comisión determine que los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada propuestos no son viables y que no maximizan el factor de recuperación en condiciones rentables.

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

f.5) MODELO DE INFRAESTRUCTURA

Sistema de recolección primera etapa (actual – julio 2023)

Para el manejo de la producción de los 4 (cuatro) pozos existentes Cibix-20, Cibix-22, Cibix-23, y Cibix 24 ubicados en la macropera existente Cibix-20, es transportado en flujo multifásico al cabezal de la macropera existente Cibix-1Exp a través de los dos oleogasoductos existentes de 8" Ø x 1.2 km y de 6" Ø x 1.2 km, integrándose con la producción de los cinco pozos existentes Cibix-1Exp, Cibix-1001Exp, Pachil-1Exp, Cibix-12 y Cibix-14, ubicados en la macropera existente Cibix-1Exp, la corriente de ambas macroperas se envía en flujo multifásico para su procesamiento a la batería de separación Cunduacán, a través de tres oleogasoductos existentes de 10" Ø x 5.12 km del cabezal Cibix-1Exp al cabezal Ayapa, de 16"Ø x 10.8 km del cabezal Ayapa a la interconexión con el oleogasoducto de 16" Ø x 54.4 km de la TMDB-BS Cunduacán y de 16" Ø x 54.4 km de la TMDB-BS Cunduacán.

Una vez separado el flujo multifásico en baja presión en la batería de separación Cunduacán, se envían los hidrocarburos a los puntos de entrega a través de ductos existentes, en el caso del aceite a la Batería de Separación Samaria II y planta de deshidratación Samaria II; posteriormente es enviado al Centro Comercializador de Crudo Palomas (CCCCP). Para el caso del gas, se envía a la estación de compresión Cunduacán y Cunduacán II, después de su proceso de compresión se envía al Complejo Procesador de Gas Cactus (CPGC), Figura 16.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmU1FVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWqxfmUijbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

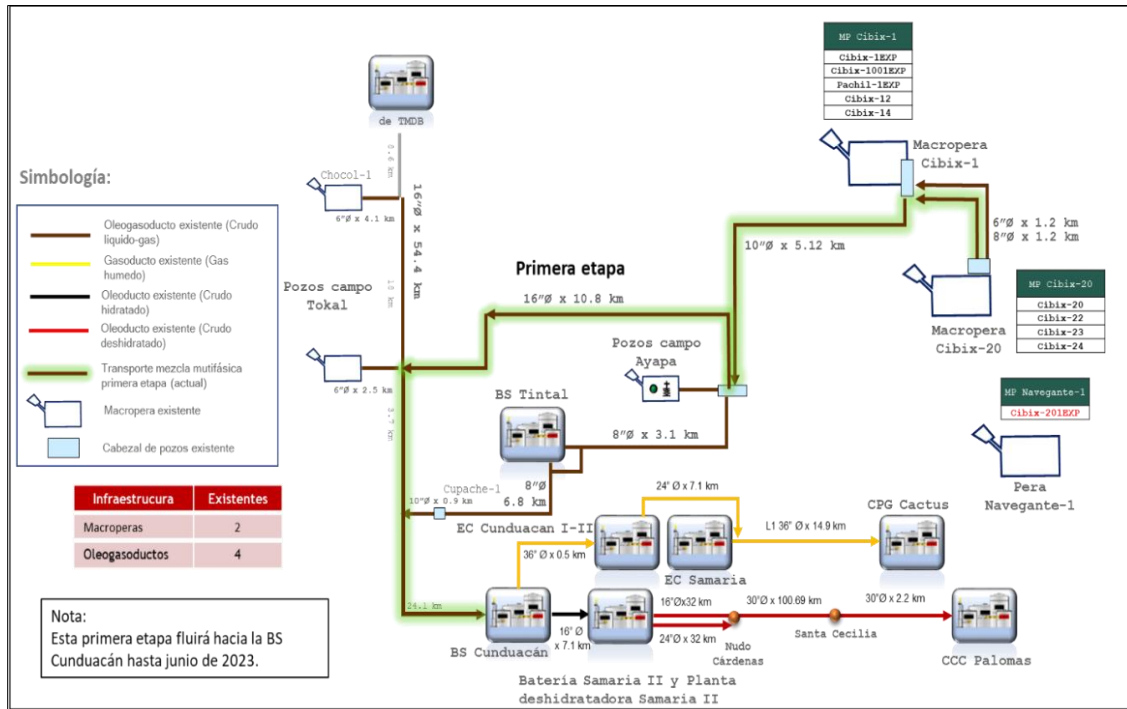


Figura 16. Manejo actual de la producción en el campo Cibix (Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

Sistema de recolección segunda etapa (julio 2023 – 2036)

La producción recolectada de los pozos en el cabezal de la macropera existente Cibix-20, continuará el manejo en flujo multifásico hacia el cabezal existente de la macropera existente Cibix-1Exp, a través del oleogasoducto existente de 8" Ø x 1.20 km, integrándose a la producción recolectada en el cabezal existente de la macropera existente Cibix-1Exp.

La producción recolectada de los pozos, cabezales y en las macroperas futuras de Cibix-31 y Cibix-32, se enviará en flujo multifásico hacia el cabezal existente de la macropera existente Cibix-1Exp, a través de los oleogasoductos futuros de 16" Ø x 0.20 km y 16" Ø x 3.50 km, integrándose a la producción recolectada del campo Cibix, en el cabezal existente de la macropera existente Cibix-1Exp.

Por las contrapresiones que se tienen pronosticadas en los ductos de transporte de la producción del campo Cibix hacia la batería de separación Cunduacán, se tiene la estrategia de fluir la producción máxima hacia la batería de separación Oxiacaque en flujo multifásico por el oleogasoducto futuro de 24" Ø x 22 km del cabezal de la macropera Cibix-1Exp a la batería de separación Oxiacaque, Figura 16.1.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2Fa07PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLs77Q9/oNQWJrbWqxfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUFjAJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/LF14oyLFuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/Ea0IQL56NAQI3LA==

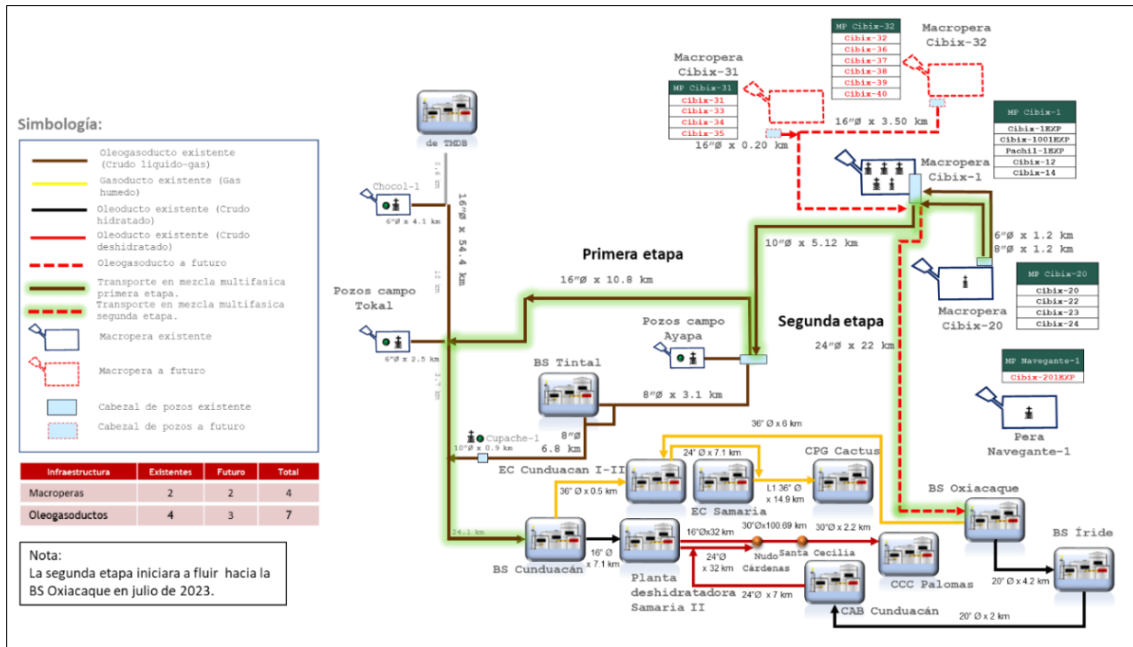


Figura 16.1. Manejo futuro de la producción en el campo Cibix (Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

g) MECANISMO DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

De conformidad con lo establecido en los artículos 6, 9, 19, 21, 22, 23, 24, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40, 42, 43 y 44, de los LTMMH, se realizó el análisis y la evaluación técnica para la Implementación de los Mecanismos y Puntos de Medición propuestos para el Campo Pareto, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación en materia de Medición de Hidrocarburos, y para lo cual el Operador Petrolero realizó la siguiente propuesta:

En cuanto a la implementación de los Mecanismos de Medición, el Asignatario describe el manejo y medición de petróleo y gas mediante dos etapas (etapa 1 y etapa 2). Para la etapa 1 manifestó continuar con lo aprobado mediante la resolución CNH.E.48.002/19 de fecha 20 de agosto de 2019 hasta julio 2023, mientras que para la etapa 2 manifestó cambios en el recorrido de la partícula, tanto para petróleo como para gas, los cuales se observan en la Figura 17 y 18.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2Fa07PSitpGhmUIFVhuhgI3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLs77Q9/oNQWJrbWq xfmUjbla2+vSpw/ObGkx3R6VA/XPJ7aNTx2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUFJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/LF14oyLfuZp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/Ea01QL56NAQI3LA==

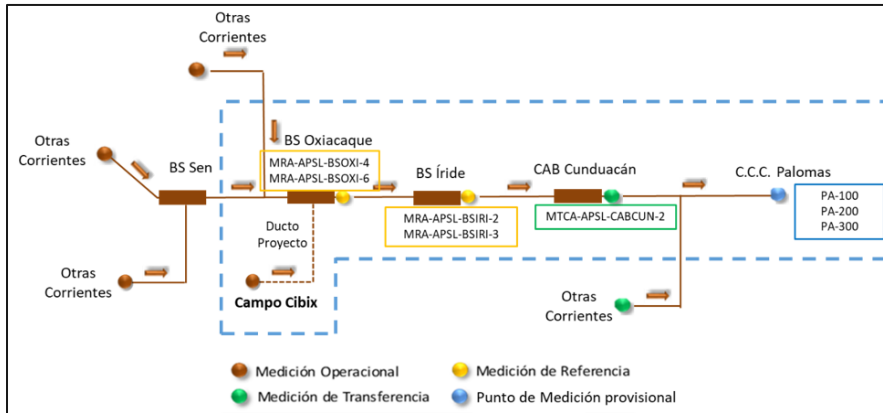


Figura 17. Manejo y Medición de petróleo de la Asignación Condición futura (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

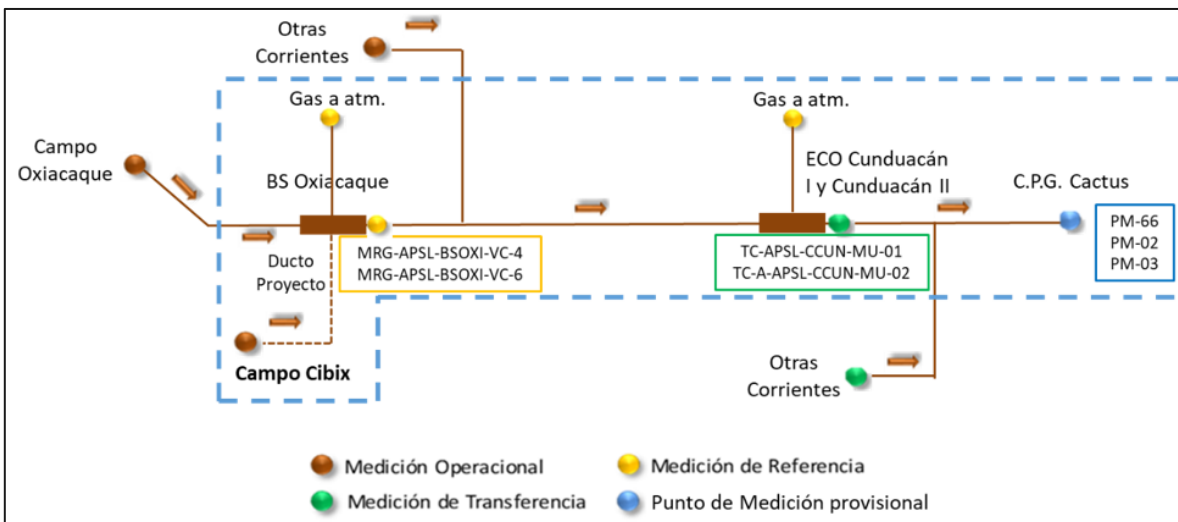


Figura 18. Manejo y Medición de gas y condensado de la Asignación condición futura (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

Derivado de la recuperación de los condensados que se generan en los procesos de compresión y separación, el Asignatario presentó la propuesta de manejo y medición de los condensados, así como el Punto de Medición de acuerdo con los requisitos del artículo 42 de los LTMMH, mismo que se ubicará en el Centro de Proceso de Gas Cactus (en adelante, CPG Cactus) tanto para la continuación de la etapa 1 como la etapa 2, propuesto como Punto de Medición para condensado en el Sistema de Medición másico de tipo Coriolis identificado con TAG FE-420, ver figura 18.

Con respecto a los Condensados contenidos aún en la corriente de gas, estos serán determinados y asignados de manera teórica, a través de la recomendación internacional API MPMS 14.5, y para lo cual se utilizarán como insumo los resultados de análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado por los sistemas de medición ubicados en los Puntos de Medición CPG Cactus, de igual manera para la determinación del

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTx2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/Ea01QL56NAQJ3LA==

volumen teórico de condensados en la medición operacional se utilizarán los análisis de cromatografía obtenidos a boca de pozo.

Por último, en cuanto al manejo y medición del agua congénita producida en la Asignación se continuará realizando lo mismo que fue aprobado mediante la Resolución CNH.E.48.002/19 de fecha 20 de agosto de 2019.

Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

Una vez revisada la información e identificada la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para Condensado de la Asignación AE-0056-4M-Mezcalapa-06 (Campo Cibix) se llevó a cabo la siguiente evaluación:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmU1FVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUijbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNtX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUYVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

Datos Generales:		Pemex Exploración y Producción				 Comisión Nacional de Hidrocarburos	
Nombre del Asignatario o Contratista:		AE-0036-4M-Mezcalapa-06					
No. de Contrato o Asignación:		CAMPO CIBIX					
Nombre de la Asignación o Área Contratada:		Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción					
Tipo de Plan a evaluar:							
No.	Artículo de los LTMHM/Contrato/Culada de	Requerimiento	Criterio de evaluación	Presentó SI/No	Cumplimiento SI/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.M.	LTMHM, Capítulo III y IV	determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	SI	SI	El Asignatario presenta la descripción y propuesta para el manejo y medición de los hidrocarburos (Petróleo, Gas y Condensado) desde el pozo hasta su Punto de venta, el cual manifiesta que se llevará a cabo para el Petróleo en el Centro Comercializador de Crudo Palomas y para el Hidrocarburo Gas y Condensado en el Centro de Procesamiento de Gas Cactus.	La propuesta de implementación de los Mecanismos y Puntos de Medición es congruente.
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTMHM, Capítulo II	De los sistemas de medición	SI	SI	Presenta como propuesta los Puntos de Medición ubicados en el C.C.C. Palomas para petróleo, CFC, Cactus para gas y Condensado	0
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTMHM	SI	SI	El Asignatario presenta su política de medición la cual se encuentra basada en la aplicación y cumplimiento a la normatividad aplicable, así como a la adopción de un sistema de gestión basado en la norma NMX-CC-10012-IMNC-2004.	De acuerdo a la información presentada se identifica que la política de medición se encuentra sustentada en un documento conocido como plan rector, con la finalidad de implementarla y difundirla al interior de la empresa, información ubicada en el documento Mecanismos de Medición.
4	42, fracción II	Procedimientos:					
		Mantenimiento		SI	SI	Presento "Procedimiento operativo para mantenimiento a sistemas de medición de Hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción" con clave PO-PO-MA-0002-2017 y fecha septiembre de 2017.	Presenta los programas de mantenimiento para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de los procedimientos.
		Confirmación metrológica	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.	SI	SI	Presento "Procedimiento Operativo para realizar la Confirmación Metrológica a los Sistemas de Medición de Hidrocarburos en PEP" con clave PO-PO-CP-0144-2017 y fecha noviembre de 2017.	Presenta los programas de confirmación metrológica para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de estos procedimientos.
		Elaboración de balance		SI	SI	Presenta el Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Producción de Aceite (PO-PO-CP-0108-2019), así como el Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Producción de Gas (PO-PO-CP-0129-2021), el cual se encuentra ubicado en los anexos, de las carpetas de medición.	0
		Calibración de los instrumentos de medida		SI	SI	Presenta el Procedimiento Operativo para Calibrar Sistemas de Medición de Hidrocarburos (PO-PO-CP-0134-2017), el cual se encuentra ubicado en los anexos, de las carpetas de medición, con lo cual recibirá la trazabilidad a través de patrones propios o de un tercero acreditado.	Presenta los programas de calibración para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de estos procedimientos.
5	42, fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTI's, isométricos), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacional, referencial y de transferencia existentes.	SI	SI	El Asignatario presenta el diagrama general del proceso donde se identifican los diferentes tipos de medición a realizar, así mismo también se presenta los diagramas correspondientes a las instalaciones que conforman los Mecanismos de Medición desde el pozo hasta el Punto de Medición, esta información se encuentra en los anexos presentados.	Adicionalmente a los diagramas en el documento Mecanismos de Medición se presenta la descripción de la conformación de los sistemas de medición tanto para hidrocarburos líquidos como para gas.
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMHM	SI	SI	Se presenta la ubicación de los sistemas de medición mediante coordenadas geográficas, además de su categoría o uso, información ubicada en el documento Mecanismos de Medición y en el documento Ubicación de los Instrumentos de Medición contenido en las carpetas de medición.	Estas ubicaciones y cambios deberán mantenerse actualizados y deberán formar parte del censo que se entrega anualmente de conformidad con los LTMHM y utilizando los formatos correspondiente.
7	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTI's, isométricos). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia in situ o bien los a utilizar en caso de no contar con ellos, de conformidad con el artículo 22 de los LTMHM	SI	SI	Se identifican diagramas isométricos y DTI's correspondientes a los sistemas de medición existentes, en los cuales se observa la conformación de los sistemas de medición, información ubicada a lo largo del documento Mecanismos de Medición y en las carpetas de medición.	Se presentan los diagramas isométricos y DTI's, estos diagramas deberán mantenerse actualizados ya que forman parte de la información documental de los Mecanismos de Medición.
8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a los establecidos en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores.	SI	SI	De acuerdo a la información presentada no se identifica el uso compartido de los puntos de medición propuestos, por lo que no aplica.	Sin observaciones.
9	42, fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	SI	SI	El asignatario presenta los programas correspondientes a la implementación de los requisitos para el cumplimiento de los LTMHM. Información ubicada en el documento Mecanismos de Medición, así como en las carpetas de medición.	Los programas se encuentran relacionados con la implementación de los procedimientos, así como el desarrollo de actividades para el cumplimiento a los requerimientos de implementación de los Mecanismos de Medición de la Asignación.
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTMHM, y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conformen el Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición correspondientes como soporte.	SI	SI	Se presentan presupuestos de incertidumbre correspondientes a los Puntos de Medición, así como los programas relacionados para su actualización, con la finalidad de mantener una mejora continua a los sistemas, información ubicada en las carpetas de incertidumbre.	Es importante resaltar, que no todos los valores están dentro de lo establecido, sin embargo se identifica el compromiso de mejora a corto plazo para tener un mejor aseguramiento de la medición, y con lo cual se mantendrá la trazabilidad y mantenimiento a los sistemas de medición que influyen directamente en el resultado de medición. Lo anterior, con sustento en programas para la implementación de los Mecanismos de Medición.

AUTORIZO

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVuhg13L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKs77Q9/onNQWjrbWqxfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brZUFJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFxwJKA4L4dw0MSrj5cFUC9DcdhdQbJ/av2V/Lf14oyLfuZp0buhByLaA0yQN8K55bVTKuv2FFiReRJe2EYLIUUVYR9x2/Ea01QL56NAQJ3LA==

11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y aseguramiento de la medición durante el Plan de Desarrollo, las cuales tendrán como finalidad el dar cumplimiento a los valores de incertidumbre establecidos en los LTMMH.	Si	Si	De acuerdo a la información presentada por el Asignatario se identifica un análisis técnico-económico, en el cual se incluyen las inversiones y gastos operativos relacionados con mediciones hasta el año 2036, año en el que se termina el perfil de producción del campo, información ubicada en la carpeta de medición.	Estos gastos e inversiones de acuerdo a lo observado garantizarán los parámetros de incertidumbre solicitados en los LTMMH, siempre y cuando se lleve a cabo el correcto seguimiento a las mismas.
12	42, fracción X	Programa de implementación de la Bitácora de registro	Deberá dar cumplimiento al artículo 7, fracción IV artículo 10, artículo 42 fracción X, artículo 50	Si	Si	De acuerdo a la información presentada, Los datos e información manejada por la Bitácora Electrónica para la Gestión y el Cereamiento de la Medición (BECyCM) son de carácter institucional y confidencial. Se resguarda en un ambiente protegido bajo los protocolos informáticos de PEMEX, tanto para el acceso, como para el mantenimiento, integridad de la información, el respaldo y la preservación de la actividad	Cabe resaltar que la información da cumplimiento a lo solicitado en los LTMMH.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Si	Si	El Asignatario presenta los programas de diagnósticos y auditorías a los sistemas de medición que conforman los Mecanismos de Medición, información que se encuentra ubicada en los anexos de las carpetas de medición.	Sin Observaciones
14	42, fracción XII	Competencias técnicas	Se tendrán que incluir certificados, reconocimientos, evidencias que demuestran que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalar. Adicionalmente se debe incluir el organigrama y CV's del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación.	Si	Si	El Asignatario presenta un Programa de Capacitación de Competencias Técnicas, donde se considera realizar la capacitación de las personas involucradas en la medición de hidrocarburos, con lo cual se considera mantener al personal debidamente capacitado.	El organigrama presentado corresponde al actualizado y formalizado del año 2022 y corresponde a los Actos de Producción Bellota Jujo y Samaria Luna. Adicionalmente presenta el programa de capacitación del personal en el cual se encuentra incluido el Responsable Oficial propuesto.
15	42, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	Si	Si	Se presenta propuesta de tres indicadores de desempeño el cual esta contenido en el documento Indicadores de Desempeño, en los anexos de las carpetas de medición, los cuales cumplen con la información mínima a contener de acuerdo a lo establecido en los LTMMH.	Se identifica que manifiesta con estos indicadores del cumplimiento a lo solicitado en los LTMMH para los indicadores, sin embargo una vez implementados estos deberán ser evaluados en su ejecución y cumplimiento dándole seguimiento.
16	42, fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 9, incluyendo sus datos generales como es el puesto que ocupa en la empresa y sus datos de contacto.	Si	Si	Presenta la designación del Responsable Oficial	Se identifica al Administrador del Activo de Producción Bellota Jujo y Samaria Luna como responsables oficiales.
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, verificar en diagramas.	Si	Si	De acuerdo a los diagramas presentados no se identifican derivaciones en los sistemas de medición	Sin Observaciones
18	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemetricos con que se cuentan o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	Si	Si	El Asignatario presenta el estado actual de los Sistemas Telemetricos en los Puntos de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19.	Sin observaciones
19	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes Lineamientos.	Si	Si	Con base a los procedimientos presentados para la determinación de calidad y su asignación el Operador Petrolero asegura su determinación en los Puntos de Medición.	Se identifica de acuerdo a los documentos presentados en la carpeta de procedimientos se manifiesta que para el aceite, gas y condensado los puntos propuestos cumplen con la calidad, utilizando la infraestructura existente de pemex.
20	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resguardar la información.	Si	Si	Los Puntos de Medición propuestos cuentan con elementos terciarios de medición (computador de flujo), los cuales cuentan con seguridad para su acceso y contienen los algoritmos de calculo para la determinación de los volúmenes netos.	Sin Observaciones
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	Si	Se presentan certificados de calibración como evidencia de la trazabilidad de los instrumentos de medida, asimismo se presentan los cronogramas para realizar las calibraciones a los sistemas de medición, así como evidencia de la trazabilidad que se tiene actualmente en los sistemas de medición	Se identifica que hay programas asociados a la calibración con lo cual el Operador Petrolero asegura la trazabilidad de los instrumentos, programas que deberán ser actualizados anualmente, y aplicados en algunos casos a la brevedad para mantener en condiciones y dentro de los parámetros de incertidumbre.
22	22	patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permante. En casos excepcionales, Patrones portátiles.	Si	Si	El asignatario manifiesta que cuenta con probador volumétrico PB-1300 tipo bidireccional de 30" de diametro nominal en el Centro Comercializador de Crudo Palomas	0
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o calculo para el balance del área.	Si	Si	De acuerdo con el documento Mecanismos de Medición, el agua congénita se cuantifica a través de un Sistema de Medición estática en tanques de Almacenamiento previo a su disposición final.	Se menciona en el documento Mecanismos de Medición.
24	24	De la medición multifásica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	No	No Aplica	No aplica.	0
25	VI.9 anexo I guía de planes	Medición en pruebas de pozo	Presentar la descripción breve de los puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor, incertidumbre asociada, y calidad de los hidrocarburos, adicional a la ubicación en la que se entregarán al comercializador los hidrocarburos.	Si	Si	El Asignatario manifiesta que contempla efectuar programas de toma de información para cumplir con lo relacionado a especificaciones de medidores, incertidumbre, calidad además de la ubicación a utilizar en la entrega de hidrocarburos.	Sin Observaciones

Tabla 24. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos (Fuente: CNH).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2Fa07PSitpgHmUIFvuhug13L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/onQWJrbWqxfmUjbla2+vSpw/ObGkx3R6VA/XPJ7ahtX2AskYEIRv7dWQqJftnXAH42e9+R478+brzRUFJaJgtFlnMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9PdhdQbJ/av2V/LF14oyLFuzp0buhByLaA0yQN8K55bVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVYR9x2/Ea0IQL56NAQJ3LA==

Producción y balances

De acuerdo a la solicitud de la Modificación del Plan de Desarrollo de la Asignación AE-0056-4M-MEZCALAPA-06 Campo Cibix de conformidad con lo establecido en el artículo 42 de los LTMMH, el Asignatario presenta para la condición actual y futura el “Procedimiento de medición volumétrica del hidrocarburo líquido y gas en los Puntos de Medición Fiscal y sistemas de medición del tipo operacional, referencial y transferencia”, el “Procedimiento para la determinación de la participación volumétrica del hidrocarburo líquido y gas en los Puntos de Medición Fiscal y sistemas de medición del tipo operacional, referencial y transferencia” así como los “Procedimientos Operativos para la Elaboración del Balance”, los cuales cuentan con los elementos necesarios para la cuantificación, asignación y determinación del volumen bruto a neto de los hidrocarburos producidos en la asignación AE-0056-4M-MEZCALAPA-06 Campo Cibix.

El Asignatario manifiesta que la producción de hidrocarburo líquido, en la condición actual, posterior a su medición operacional, pasa por Batería de Separación Cunduacán (medición de referencia), Batería de Separación Samaria II y Planta Deshidratadora Samaria II (medición de transferencia), y posteriormente para su medición de tipo Fiscal el hidrocarburo pasa al Centro de Comercialización de Crudo Palomas. Para la condición futura, después de la medición operacional la producción pasará por Batería de Separación Oxiacaque y Batería de Separación Íride (medición de referencia), para después pasar por el Centro de Almacenamiento y Bombeo Cunduacán (medición de transferencia) y finalmente al Centro de Comercialización de Crudo Palomas, donde se ubica el Punto de Medición para hidrocarburo líquido.

Por otra parte, la producción de gas de la asignación AE-0056-4M-MEZCALAPA-06 Campo, en la condición actual, posterior a su medición operacional, el gas pasa por Batería de Separación Cunduacán (medición de referencia), Estación de Compresión Cunduacán y Estación de Compresión Cunduacán II (medición de transferencia), para después realizar su medición de tipo Fiscal en Centro Procesador de Gas Cactus. Para la condición futura, después de cuantificar el gas operacionalmente, pasará por Batería de Separación Oxiacaque (medición de referencia), Estación de Compresión Cunduacán y Estación de Compresión Cunduacán II (medición de transferencia) y finalmente al Centro Procesador de Gas Cactus, donde se ubica el Punto de Medición para el gas. Adicionalmente, respecto a los Condensados contenidos en la corriente de gas, se determinarán y asignarán de manera teórica, por medio del cálculo con base al API MPMS 14.5 (Manual of Petroleum Measurement Standards) mediante el uso del análisis cromatográfico del gas medido.

Respecto al proceso de balance de hidrocarburos, este se realizará con los datos diarios de producción, de distribución y los puntos de venta, al fin de mes se verifica la información operativa y oficial, haciendo una nueva iteración en el cálculo de las redes con los datos oficiales se determina la asignación de la producción en función de los resultados provenientes de los sistemas de medición fiscal, los cuales son el Centro Comercializador de Crudo Palomas para el petróleo y los Centros Procesadores de Gas Cactus para el gas.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhg13L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWqxfmUjblb2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTx2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4d4w0MSrj5cFU9dChdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

El agua congénita producto del proceso de deshidratación y desalado, en la planta deshidratadora Samaria II, será enviada a los pozos inyectoros (Samaria 70, 80, 100, 254, 256 y 270) existentes del campo Samaria.

Para la determinación de calidad de los hidrocarburos producidos en la Asignación AE-0056-4M-MEZCALAPA-06 Campo Cibix, el Asignatario manifiesta que se llevará a cabo una toma de muestra de hidrocarburo líquido y gas en las bajantes de los pozos con una frecuencia mensual, así como su correspondiente análisis en laboratorio mediante la aplicación de los estándares ASTM D-287, D-1298, D-1945, D-3230, D-4007, D-4057, D-4294 y GPA 2166.

Comercialización de la Producción

La estrategia comercial de la Subsidiaria Pemex Exploración y Producción (PEP), con respecto al petróleo crudo tiene como prioridad satisfacer el requerimiento del Sistema Nacional de Refinación (SNR) en donde su dieta consta de crudo tipo maya y crudo tipo Istmo, esta comercialización se realiza a través de contratos de compraventa con la Subsidiaria Pemex Transformación Industrial (PTRI); así mismo si existen excedentes de producción de crudo acondicionado y en especificaciones de calidad, estos volúmenes se exportan a través de Petróleos Mexicanos Internacional (PMI).

Para el gas húmedo producto de la separación y estabilización, la estrategia comercial de PEP es venderlo a PTRI mediante contratos de compraventa para la carga de sus Centros de Proceso de Gas.

El aceite producido en el área de Asignación tiene una calidad que ronda en los 28.6 °API y 2.6 %S, sin embargo, como se mencionó anteriormente, éste se empleará en las dietas de elaboración de las mezclas de crudo que se realizan en el SNR, las cuales contienen las siguientes especificaciones para su Exportación y Refinación:

Análisis típico del Crudo “MAYA”	
°API	21.0 – 22.0
Viscosidad (SSU100F)	356
Agua y Sedimento (%vol)	0.5
Azufre (%peso)	3.4
PVR (lb/in)	5.15
Punto de escurrimiento (F)	-25
Salinidad (lb/1000 bbl)	50
Temperatura (F)	110 - 122

Tabla 25. Especificaciones del crudo Maya (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

Análisis típico del Crudo “ISTMO”	
°API	32.0 – 33.0
Viscosidad (SSU100F)	55
Agua y Sedimento (%vol)	0.5
Azufre (%peso)	1.8

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYUN9JZhtAShvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

PVR (lb/in)	5.75
Punto de escurrimiento (F)	-35
alinidad (lb/1000 bbl)	50
Temperatura (F)	90 - 105

Tabla 26. Especificaciones del crudo Istmo (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

Por otra parte, la calidad esperada del gas a ser comercializado se visualiza en la tabla siguiente:

Asignación	AE-0056-4M-Mezcalapa-06 Campo Cibix	
Fecha de muestra	30/05/2022	
Pozo representativo	Cibix 1	
Componentes en % mol	Metano	82.66
	Etano	9.17
	Propano	3.86
	i-Butano	1.1
	i-Pentano	0.3
	n-Butano	0.59
	n-Pentano	0.4
	Hexanos	0.56
	Octanos	0
	Nonanos	0
	Ácido clorhídrico	0
	Ácido sulfhídrico	0
	Dióxido de Carbono	0.36
	Hidrógeno	0
	Nitrógeno	1
	Oxígeno	0
Total	100	
Propiedades	Peso Especifico (kg/m3)	0
	Peso Molecular (g/mol)	0
	Poder Calorífico (BTU/FT3)	1208.2
	Presión (Kg/cm2)	0
	Temperatura (°C)	0
Densidad (kg/m3)	30.2	

Tabla 27. Calidad del gas a comercializar (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

En cuanto al punto de medición fiscal del aceite, el Operador señala que este se ubica en el Centro Comercializador de Crudo Palomas, mientras que la medición fiscal del gas se llevará a cabo en el Centro de Procesador de Gas Cactus.

Por otro lado, al objeto de realizar la comercialización, los escenarios de precios de Hidrocarburos líquidos de largo plazo se definen considerando la información disponible en el momento de su emisión. La metodología empleada por el Operador Petrolero parte de la proyección de precios de un crudo marcador, como el Brent Dated o West Texas Intermediate, así como el precio del gas natural en el sur de Texas.

En virtud de lo anterior, los precios de cada tipo de petróleo que componen la canasta mexicana de crudos de exportación se obtienen tomando en cuenta el diferencial histórico entre el precio de cada uno de ellos y los marcadores referidos en el párrafo anterior, incluyendo un ajuste en su comportamiento por las estimaciones de diferentes analistas del mercado.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmU1FVhuhgI3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUjbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTx2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

La tarifa de transporte por concepto de Logística es la tarifa ponderada por los puntos de venta y considera lo facturado por PEP por los servicios prestados por las Empresas Productivas Subsidiarias, resultando en una tarifa ponderada de 1.65 * [USD/bbl] para el aceite y de 0.73* [USD/Mpc] para el gas.

*Es importante reiterar que las tarifas señaladas son estimadas y preliminares, pues se encuentran a la espera de la revisión y validación u autorización por parte del Órgano Regulador correspondiente, así como al interior de Petróleos Mexicanos.

Por lo anteriormente expuesto, se considera que, con la información proporcionada por el Operador Petrolero, se da cumplimiento al numeral 4.2.5 de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos al ser consistente con la filosofía de operación del Operador Petrolero, considerando la infraestructura disponible y el aporte de producción para la elaboración de las mezclas mexicanas de exportación.

Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH (Lineamientos) y en alcance al Oficio 250.440/2019 de fecha 25 de julio de 2019 y la respuesta por parte de esa Secretaría de Hacienda y Crédito Público mediante el Oficio 352-A-I-017, se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición para condensado mediante el Oficio 250.1483/2022 de fecha 10 de noviembre de 2022, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-181 con fecha del 11 de noviembre de 2022, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario y correspondiente a la Asignación AE-0056-4M-Mezcalapa-06 (Campo Cibix), *"...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 CNH 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 Lineamientos, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en materia de Medición de Hidrocarburos.*
- 2) *Observar lo establecido en el artículo 8 de los Lineamientos en lo relativo a los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos medidos.*
- 3) *De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los Lineamientos, que los hidrocarburos por medir en los Puntos de Medición cumplan con las características de Calidad que se establezcan en el Dictamen Técnico que al efecto emita la CNH.*
- 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*

47

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYUN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmU1FVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWqxfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dChdQbJ/av2V/LF14oyLFuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQJ3LA==

internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo 2 de dichos Lineamientos.

- 5) *Dado que en el Punto de Medición propuesto convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario 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.*

Obligaciones del Asignatario:

1. El Asignatario deberá continuar con el cumplimiento de las obligaciones establecidas para el Plan de Desarrollo vigente, respecto de la medición de petróleo aprobado mediante la Resolución CNH.E.48.002/19 de fecha 20 de agosto de 2019.
2. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en la Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen, así mismo, deberá presentar avances de la puesta en marcha de la etapa futura de medición para petróleo, gas y condensado, de los programas de implementación de los mecanismos y Punto de medición.
3. El Asignatario deberá avisar a esta Comisión – Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción cuando se finalice con cada una de las actividades programadas relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas en la Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción y cuando se presente alguno de los casos que se estipula en los artículos 49, 50, 51 y 52, fracciones I, II, III, IV y V de los LTMMH.
4. El Asignatario 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 mismo como lo establecido en la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, asociadas a los Sistemas de Medición de las mediciones propuestas (operacionales, referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición y por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.
5. El Asignatario deberá mantener y actualizar el censo de los Sistemas de Medición e instrumentos de medida de los

48

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtAShvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq
xfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC
hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

Puntos de Medición Fiscal, así como los sistemas de medición tipo de referencia y transferencia para petróleo, gas y condensado natural conforme a lo establecido en el presente Dictamen.

6. El Asignatario deberá reportar la producción de los volúmenes de hidrocarburos de la Asignación A-0056-4M-Mezcalapa-06 (Campo Cibix), de conformidad con el artículo 10 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.
7. El Asignatario deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico en laboratorio del Gas Natural producido en la Asignación AE-0056-4M-MEZCALAPA-06 Campo Cibix, así como un análisis cromatográfico en el Punto de Medición para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.
8. El reporte del volumen y calidad de los hidrocarburos líquidos y gas, producidos en la Asignación AE-0056-4M-MEZCALAPA-06 Campo Cibix deberá de presentarse de manera mensual y estar acompañado por los documentos que den soporte en la determinación de la calidad, registros de los aforos de producción, así como los documentos necesarios para corroborar la aplicación de la determinación del volumen producido, así mismo, en caso de que ocurran eventos o contingencias operativas, se deberá de reportar a la comisión en los formatos correspondientes.
9. El Asignatario deberá reportar, entre otros, el volumen de los hidrocarburos producidos en la Asignación AE-0056-4M-MEZCALAPA-06 Campo Cibix, así como los cuantificados en los Puntos de Medición, y balance del hidrocarburo líquido y gaseoso, de manera mensual en los formatos establecidos en el Anexo 1 de los LTMMH. así mismo, se deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno.
10. El Asignatario deberá remitir diariamente a esta Comisión el volumen operativo extraído o producido de los hidrocarburos sin balance o ajuste alguno, como lo estipula el artículo 10, fracción 1, inciso b) de los LTMMH.
11. Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Asignatario 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, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los LTMMH.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtAshvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmU1FVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/0nQWJrbWq
xfrmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNtX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA1930bxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC
hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUYVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

En relación con lo anterior, el Asignatario deberá proponer a consideración la aprobación de un Punto de Medición para el Gas en caso de así convenir a los intereses en caso de visualizaren un futuro la comercialidad del gas producido en el Área Contractual AE-0056-Mezcalapa-06 (Campo Cibix).

Conclusiones:

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Asignatario, respecto al manejo y medición de los hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos en la Asignación AE-0056-Mezcalapa-06 (Campo Cibix) mediante la solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción y derivado de que la propuesta de los Mecanismos y Puntos de Medición para petróleo y gas para la etapa 1 continuará de acuerdo a lo aprobado mediante la Resolución CNH.E.48.002/19 de fecha 20 de agosto de 2019 mientras que para la etapa 2 aprobada mediante dicha Resolución se contemplan cambios en el manejo y recorrido de la partícula líquida y gaseosa de la Asignación AE-0056-Mezcalapa-06 (Campo Cibix), así como la adición del Punto de Medición para condensado para ambas etapas en el Centro de Proceso de Gas Cactus con medidores másicos de tipo Coriolis identificados con TAG FE-420.

Por lo anterior, esta Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, concluye que es congruente y técnicamente viable continuar con la propuesta de implementación de los Mecanismos y Puntos de Medición, para la determinación del volumen y calidad del hidrocarburo a producir durante la vigencia de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación AE-0056-4M-Mezcalapa-06 (Campo Cibix).

h) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL

Sobre el particular, se advierte que el Asignatario presentó dentro de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (en adelante, PAGNA), el cual fue analizado por esta Comisión y se concluye que la solicitud considera una actualización a la MAG con respecto al PAGNA vigente.

Las premisas para el cumplimiento del PAGNA correspondiente a la Asignación son:

- Mantener una MAG del 100% para el resto de la vigencia de la Asignación y el cumplimiento de las Disposiciones Técnicas.
- Administrar la declinación natural de la Asignación.

En cumplimiento a lo indicado en las Disposiciones Técnicas, en su artículo 4, fracción V, la obligación del Operador de aprovechar y conservar el Gas Natural Asociado, se privilegia la incineración sobre la quema y sólo por cuestiones de seguridad, se permitirá el venteo. Lo anterior, conforme a las disposiciones establecidas por la Agencia.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWqxfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTx2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

CARACTERÍSTICAS Y COMPONENTES DEL GAS

En la Tabla 28 se muestra la cromatografía de gases. Se puede observar la composición en porcentaje molar y algunas propiedades disponibles del mismo.

Asignación		AE-0056-4M-Mezcalapa-06 Campo Cibix
Fecha de muestra		30/05/2022
Pozo representativo		Cibix-1
Componentes en % mol	Metano	82.66
	Etano	9.17
	Propano	3.86
	i-Butano	1.1
	i-Pentano	0.3
	n-Butano	0.59
	n-Pentano	0.4
	Hexanos	0.56
	Octanos	-
	Nonanos	-
	Ácido clorhídrico	-
	Ácido sulfhídrico	-
	Dióxido de Carbono	0.36
Hidrógeno	-	

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmU1FVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWqxfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dChdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUYVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

	Nitrógeno	1
	Oxígeno	-
	Total	100
Propiedades	Peso Específico (kg/m3)	-
	Peso Molecular (g/mol)	-
	Poder Calorífico (BTU/FT3)	1208.2
	Presión (Kg/cm2)	-
	Temperatura (°C)	-
	Densidad (kg/m3)	30

Tabla 28. Análisis de la composición del gas (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

El cálculo de la MAG se realizó de acuerdo con lo establecido en las Disposiciones Técnicas, con la fórmula que se muestra a continuación:

$$MAG_t = \left[\frac{A+B+C+T}{G_P+G_A} \right] * 100$$

Donde:

- MAG = Meta de Aprovechamiento de Gas
- t = Año de cálculo
- A = Autoconsumo (volumen/año)
- B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año)
- C = Conservación (volumen/año)
- T = Transferencia (volumen/año)
- G_P = Gas Natural Asociado producido (volumen/año)
- G_A = Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área de Asignación o Contractual (volumen/año)

En cumplimiento a lo indicado en las Disposiciones Técnicas en el artículo 14, el Asignatario presentó los programas mensuales de aprovechamiento de gas de 2022 hasta el año 2024, y de manera anual hasta 2035 que es el año de la vigencia de la Asignación.

En la Tabla 29 se presenta la MAG mensual para el periodo 2022-2024.

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción/operación	Prom.	2022
-------------------------	--	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	------------------------------	-------	------

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWqxfmUjbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dChdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUYVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

Producción de gas	GP	14.493	13.310	13.134	13.213	15.575	18.247	13.672	11.749	10.694	10.302	9.942	9.608	365	12.842
	GA	1.909	3.690	3.610	2.985	0.282	0.282	2.539	3.279	1.100	1.100	1.100	1.100	365	1.917
Autoconsumo	A	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.100	0.100	0.100	0.200	365	0.042
Bombeo Neumático	B	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1.100	1.100	1.100	1.100	365	0.367
Conservación	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	365	0.000
Transferencia	T	16.402	17.000	16.744	16.199	15.856	18.529	16.211	15.027	10.594	10.202	9.842	9.408	365	14.350
Gas Natural no Aprovechado		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	365	0.000
% de aprovechamiento		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-	100%

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción/operación	Prom.
Producción de gas	GP	9.302	10.749	10.547	8.312	8.394	15.446	15.136	20.761	20.458	20.200	26.068	25.583	365	15.931
	GA	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	365	1.101
Autoconsumo	A	0.200	0.400	0.400	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	365	0.309
Bombeo Neumático	B	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	365	1.101
Conservación	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	365	0.000
Transferencia	T	9.102	10.349	10.147	8.012	8.094	15.146	14.836	20.461	20.158	19.900	25.768	25.283	365	15.622
Gas Natural no Aprovechado		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	365	0.000
% de aprovechamiento		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-	100%

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción/operación	Prom.
Producción de gas	GP	27.002	29.271	30.430	29.876	29.379	30.427	29.939	30.535	30.256	29.864	29.474	29.112	366	29.582
	GA	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	366	1.098
Autoconsumo	A	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.300	0.400	0.500	0.500	0.500	0.500	366	0.374
Bombeo Neumático	B	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	366	1.098
Conservación	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	366	0.000
Transferencia	T	26.702	28.971	30.130	29.576	29.079	30.127	29.639	30.135	29.756	29.364	28.974	28.612	366	29.207
Gas Natural no Aprovechado		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	366	0.000
% de aprovechamiento		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-	100%

Tabla 29. Aprovechamiento de gas mensual para los años 2022-2024 (Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

En la Tabla 30 se presenta la MAG anual para el periodo 2022-2035.

Programa de Gas (MMPCD)		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Prom.
Producción de gas	GP	12.842	15.931	29.582	25.432	21.270	14.741	18.518	24.941	11.343	6.342	4.292	2.970	2.779	0.130	14.701
	GA	1.917	1.101	1.098	1.100	1.100	1.838	2.200	3.770	5.252	2.950	1.967	1.242	1.150	0.041	2.056
Autoconsumo	A	0.042	0.309	0.374	0.408	0.333	0.367	0.392	0.726	0.800	0.934	0.916	0.800	0.758	0.065	0.556

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgI3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLs77Q9/oNQWJrbWq xfmUjbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/LF14oyLFuzp0buhByLaA0yQN8K55bVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

Bombeo Neumático	B	0.367	1.101	1.098	1.100	1.100	1.838	2.200	3.770	5.252	2.950	1.967	1.242	1.150	0.041	1.937
Conservación	C	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Transferencia	T	14.350	15.622	29.207	25.023	20.937	14.374	18.126	24.215	10.543	5.408	3.376	2.170	2.021	0.065	14.264
Gas Natural no Aprovechado		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
% de aprovechamiento		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Días en producción/operación		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	365

Tabla 30. Programa de Aprovechamiento de Gas para los años 2022-2035 (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

DE LAS FORMAS DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO

I. TRANSFERENCIA

Derivado de la producción de gas que maneja la Asignación y que no cuenta con instalaciones propias para procesar su producción de gas, este se transfiere totalmente. Por lo anterior no se considera o prevé tener infraestructura adicional para el aprovechamiento de gas.

RELACIÓN GAS-ACEITE

El cálculo para la obtención de la máxima RGA está basado en las características del yacimiento, las prácticas operativas y un análisis del comportamiento histórico de la RGA en el campo (Tabla 31). El valor propuesto en la tabla anterior puede cambiar de acuerdo con las necesidades de explotación y la vida productiva del yacimiento.

Con el objetivo de garantizar que la RGA maximice el factor de recuperación de hidrocarburos, el personal operativo cuenta con un programa de supervisión de pozos e instalaciones mensual. Dicho programa contempla muestreos frecuentes a pozos, recorridos diarios a instalaciones y cabezales de producción para monitorear el comportamiento y variación de la RGA mediante seguimiento y análisis del sistema integral de producción (yacimiento-pozo-superficie).

Si durante la supervisión de los pozos en los datos operativos se encuentran variaciones significativas en el valor máximo de la RGA establecida se procederá a realizar las siguientes acciones:

- Estrangulamiento de pozos y así, estabilizar la producción de gas.
- Reducir la producción en pozos con Sistema Artificial de Producción.

Dado el tiempo de explotación de la Asignación y el tipo de aceites que se producen en los yacimientos MS 1-10, MS 11-18 y MS 101-110 (aceite negro y aceite volátil) la estimación del valor de RGA máximo y mínimo se definió con base en el histórico de producción de los pozos.

Dado el tiempo de explotación de la Asignación, la estimación del valor de RGA máximo y mínimo se realizó con base en el histórico del comportamiento de producción de los

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWqxfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dChdQbJ/av2V/LF14oyLFuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIUEVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

pozos tomando en cuenta que, para el yacimiento MS 1-10 se ha alcanzado la presión de saturación.

Es importante mencionar que, el valor de la RGA máxima puede cambiar de acuerdo con las necesidades de explotación y la vida productiva del yacimiento.

Asignación	RGA (m3/m3)	
	Actual	Máxima
A-0056-4M-Mezcalapa-06-Campo Cibix	744	12,000

Tabla 31. Máxima RGA a la que podrán producir los pozos de la Asignación (Fuente: CNH con la información presentada por el Asignatario).

I) ANÁLISIS ECONÓMICO¹

El análisis económico relativo a la solicitud de aprobación para la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación AE-0056-4M-MEZCALAPA-06 Campo Cibix (en adelante Modificación), se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente:

- La variación de los montos de inversión y gasto operativo del Plan vigente respecto a la Solicitud de Modificación.
- La descripción del Programa de Inversiones de la Solicitud de Modificación.
- La consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la Solicitud de Modificación.
- La evaluación económica del proyecto de la Solicitud de Modificación.

a. La variación de los montos de inversión y gasto operativo del Plan vigente respecto a la Solicitud de Modificación.

El Plan de Desarrollo vigente para la Asignación considera costos totales del orden de \$248.88 millones de dólares (\$142.96 MM US\$ asociados a inversiones y \$105.91 MM US\$ a gastos de operación), correspondientes al periodo 2019 a 2033².

Como referencia, en el periodo 2019 a 2022 del Plan de Desarrollo vigente, el Operador reporta³ un monto erogado del orden de \$69.16 MM US\$, que corresponden en su totalidad a inversiones.

¹ La totalidad de los montos contenidos en el presente apartado se presentan en dólares de agosto de 2022. En el caso de los montos erogados, éstos se calculan con base en el tipo de cambio promedio de cada año y, posteriormente, se actualizan considerando el INPP de Estados Unidos al mes de agosto de 2022.

² El año 2033 corresponde al último año con actividad de abandono del PDE vigente. La vigencia de la Asignación es hasta agosto de 2039.

³ De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Asignatario en sus reportes mensuales.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWqxfmUjbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dChdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/Ea01QL56NAQI3LA==

Como parte de la Solicitud de Modificación, el Operador propone, para el periodo de diciembre de 2022 a diciembre de 2036⁴, erogar \$551.21 millones de dólares; de los cuales \$364.82 MM US\$ corresponden a inversiones y \$186.38 MM US\$ a gastos de operación.

Tal y como se muestra en la Figura 19 siguiente, al considerar los montos erogados con anterioridad y los propuestos en la modificación se observa un incremento del 149%, respecto de los montos totales esperados bajo el Plan de Desarrollo vigente. Por lo tanto, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción III, de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

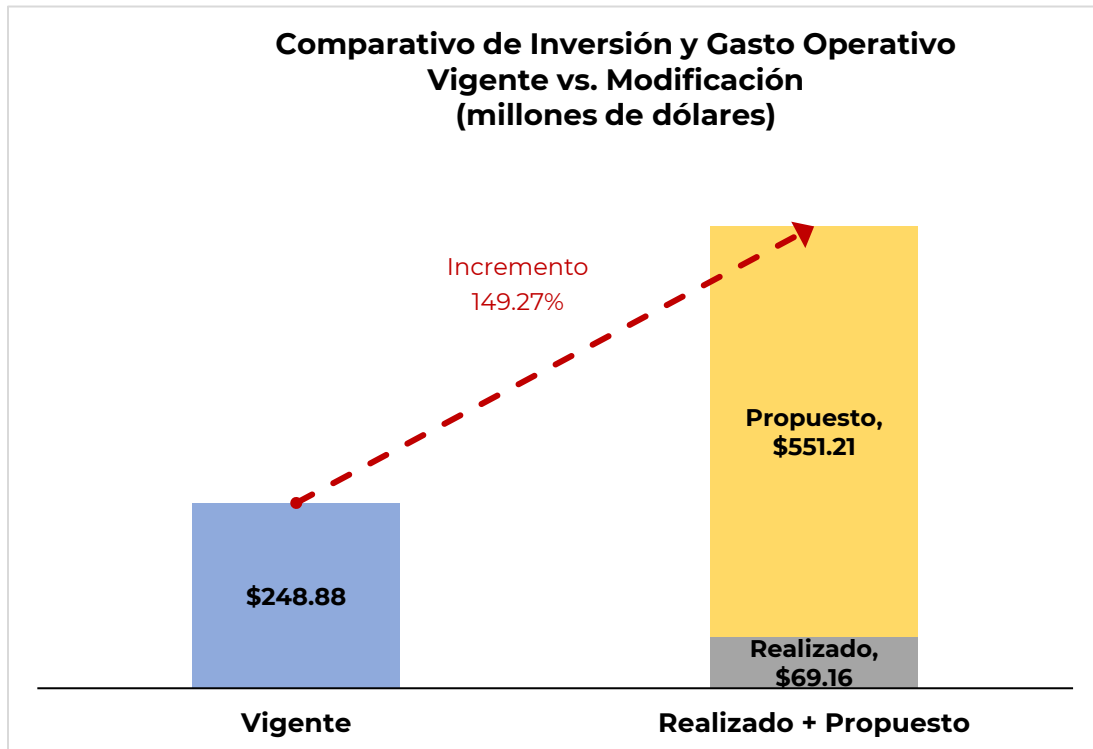


Figura 19. Comparativo de inversión y gasto operativo del Plan vigente respecto a la modificación del Plan (Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por el Operador).

b. La descripción del Programa de Inversiones de la Solicitud de Modificación.

A continuación, se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la Solicitud de Modificación elaborado por el Operador, desglosado por “Actividad” y “Sub-actividad”, de conformidad con lo establecido en los *Lineamientos*:

⁴ El operador somete una modificación al PDE que considera de diciembre de 2022 a diciembre de 2036. La vigencia de la Asignación es hasta agosto de 2039.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmU1FVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUijbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTx2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/Ea01QL56NAQI3LA==

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Monto (MM US\$)
Desarrollo	General	\$186.38
	Perforación de Pozos	\$82.88
	Construcción Instalaciones	\$53.14
Producción	General	\$29.24
	Pruebas de Producción	\$48.28
	Construcción Instalaciones	\$15.97
	Intervención de Pozos	\$85.71
	Operación de Instalaciones de Producción	\$0.71
	Ductos	\$4.30
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$44.59
Total general		\$551.21

Tabla 32. Desglose del Costo Total del proyecto (Fuente: Información presentada por el Operador)
Notas: Las sumas pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo.

c. La consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la Solicitud de Modificación.

Derivado del análisis realizado por la Comisión, se corroboró que la información económico-financiera presentada como parte de la Solicitud de Modificación es consistente con las actividades físicas propuestas en el Campo. Asimismo, el Operador presentó dicha información de conformidad con lo establecido en los Lineamientos.

d. La evaluación económica del proyecto de la Solicitud de Modificación.

d.1 Premisas de la evaluación económica

A continuación, se resumen las principales premisas utilizadas para la evaluación económica realizada por la Comisión, obtenidas a partir de los perfiles de costos y producción, así como la propuesta de tipo de cambio presentados por el Asignatario:

Premisas	Valor	Unidades
Producción de petróleo	34.09	millones de barriles
Producción de gas	65.44	miles de millones de pies cúbicos
Volumen de venta de gas	62.81	miles de millones de pies cúbicos
Precio del petróleo ^a	\$62.63	dólares por barril
Precio del gas ^a	\$4.41	dólares por millar de pie cúbico
Inversiones	\$364.82	millones de dólares
Gasto de operación	\$186.38	millones de dólares
Tasa de descuento	10%	Porcentaje anual
Tipo de cambio	\$20.95	pesos / dólar
Otros egresos ^b	\$8.02	millones de dólares

Tabla 33. Premisas de la evaluación económica (Fuente: Información presentada por el Operador).
Notas:

a. Precios ponderados, 2022-2035, obtenidos de las premisas de evaluación de PEP para el campo Cibix.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLs77Q9/oNQWJrbWq
xfrmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC
hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

- b. Erogaciones por concepto de manejo de la producción, mantenimiento y abandono a instalaciones compartidas, fuera de la Asignación AE-0056-4M-MEZCALAPA-06 Campo Cibix, que brindan servicio a la ésta.

A continuación, se muestra la proyección de Ingresos y Egresos asociados a la evaluación del proyecto, considerando las premisas antes descritas. La producción del campo termina en 2035 y las actividades de abandono se realizan en 2036.

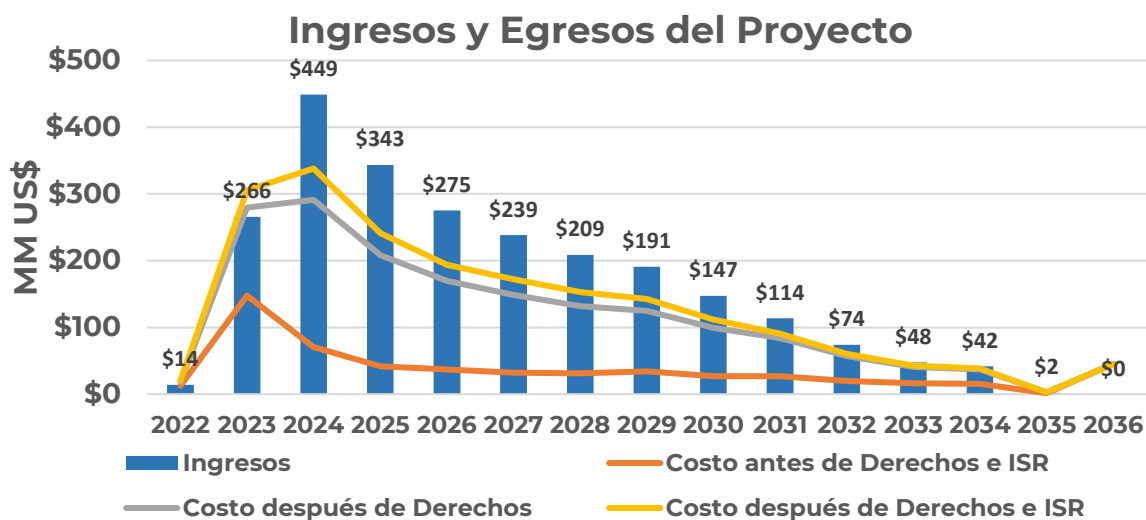


Figura 20. Ingresos y egresos del proyecto (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

d.2 Resultados de la evaluación económica

A continuación, se muestran los indicadores económicos obtenidos:

Indicador	Antes del Pago de Derechos e ISR	Después del Pago de Derechos ^a	Después del Pago de Derechos e ISR ^b
VPN (MM US\$)	\$1,240.81	\$453.43	\$301.92
VPI (MM US\$)	\$242.96		
VPN/VPI (US\$/US\$)	5.11	1.87	1.24
RBC (US\$/US\$)	4.34	1.39	1.23

Tabla 34. Resultados de la evaluación económica (Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador).

- a. Considera el pago del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
- b. Considera el cobro del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida, el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como el Impuesto Sobre la Renta (ISR).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYun9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWqxfmUijbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNtX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dChdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUYVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

d.3 Consideraciones

Con base en la información presentada por el Operador y el análisis realizado, esta Comisión considera que la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación AE-0056-4M-MEZCALAPA-06 Campo Cibix permitirá al Operador la realización de las actividades petroleras de Desarrollo, Producción y Abandono del campo, en el momento correspondiente, bajo condiciones económicamente viables después del pago de Derechos e Impuestos, para el Operador. Aunado a esto, se espera obtener un flujo de recursos positivos para el Estado por concepto de Derechos e Impuestos, durante el periodo productivo del proyecto.

VI. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación al Plan de Desarrollo, a continuación, en la Tabla 35 a se muestran los indicadores clave de desempeño conforme a los artículos 102 inciso a), c), d), e) y f) y 103 fracción I de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 43, fracción III de la Ley de Hidrocarburos.

a) Producción

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de desviación de la producción acumulada real del yacimiento con respecto a la pronosticada en un tiempo determinado	Porcentaje	$DPA = \frac{PAreal}{PAplan} \times 100\%$	Mensual

c) Reparaciones Mayores

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año	Porcentaje	$DRMA = \left(\frac{RMAreal}{RMAplan} \right) * 100$	Mensual

d) Pozos perforados

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance entre los Pozos perforados en el año	Porcentaje	$DPP = \left(\frac{PPreal}{PPplan} \right) * 100$	Mensual

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2Fa07PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNtX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/Ea0TQL56NAQI3LA==

respecto a los planeados en el año			
------------------------------------	--	--	--

e) Terminación de Pozos

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance entre los Pozos terminados en el año respecto a los programados en el año	Porcentaje	$DTP = \left(\frac{TP\ real}{TP\ plan}\right) * 100$	Mensual

f) Gastos de Operación

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de avance del gasto de operación real con respecto a lo programado en el año	Porcentaje	$DGO = \left(\frac{GO\ real}{GO\ plan}\right) * 100$	Mensual

Tabla 35. Indicadores de desempeño (Fuente: Comisión).

Conforme al análisis de las actividades que se contemplan en el Plan, la Comisión determinó los siguientes indicadores de desempeño para la revisión de la eficiencia operativa.

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 7, fracciones II y III de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22, fracciones XI y XIII de la LORCME, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Operador en la Asignación, con el fin de verificar que el proyecto se lleve a cabo, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los Hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento a la modificación al Plan de Desarrollo.

i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan a la vigencia de la Asignación como se observa en la Tabla 36.

Actividad	Programadas (2022-2035)	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación	10		
Terminación	10		
RMA	12		
RME	181		

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

Abandono			
Taponamientos	19		
Abandono	11		

Tabla 36. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer dentro de la Asignación.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario)

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 37.

Actividad	Sub-actividad	Programa de erogaciones (2022-2035) (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	General	\$186.38		
	Perforación de Pozos	\$82.88		
	Construcción Instalaciones	\$53.14		
Producción	General	\$29.24		
	Pruebas de producción	\$48.28		
	Construcción de instalaciones	\$15.97		
	Intervención de pozos	\$85.71		
	Operación de instalaciones de producción	\$0.71		
	Ductos	\$4.30		
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$44.59		
Monto Total del Programa de Inversiones		\$551.20		

Tabla 37. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera (Fuente: Comisión con información del Asignatario).

Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas al incremento de la producción actual de hidrocarburos en la Asignación, misma que está condicionada al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivada de la ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 38.

Fluido	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Volumen a recuperar* (2022-2035)
Producción de Aceite programado (Mbd)	5.81	9.82	17.05	13.74	10.97	9.73	7.99	6.66	5.70	4.58	2.95	1.89	1.64	0.09	34.09 MMb
Producción de Aceite real (MMpcd)															
Porcentaje de desviación															
Producción de	9.61	15.94	29.63	25.43	21.27	14.74	18.52	24.94	11.34	6.34	4.29	2.97	2.78	0.13	65.44 MMMpc

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rIoYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUijbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNtX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/LF14oyLFuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

Gas programado (MMpcd)															
Producción de Gas real (MMpcd)															
Porcentaje de desviación															

*Volumen contemplado a recuperar desde septiembre del 2022 al límite económico de la Asignación, 2035.

Nota: Los datos pueden variar por redondeo.

Tabla 38. Indicadores de desempeño de la producción de hidrocarburos en función de la producción de aceite y gas en relación con la producción reportada (Fuente: Comisión con datos ingresados por el Asignatario).

El Asignatario deberá presentar a la Comisión aquellos reportes que permitan dar seguimiento y verificar el cumplimiento de la ejecución de la modificación al Plan de Desarrollo, en los términos que establecen el artículo 100 de los Lineamientos.

El Asignatario deberá solicitar la modificación al Plan de Desarrollo cuando derivado del seguimiento al Plan, se actualice alguno de los supuestos contenidos en el artículo 62 de los Lineamientos.

VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

Mediante Oficio 250.1544/2022 de 23 de noviembre de 2022, la Comisión remitió a la ASEA la información asociada a la Solicitud, a fin de que sea considerada en los trámites o autorizaciones iniciados por el Operador, relacionados con el Sistema de Administración de Riesgos, sin que a la fecha exista pronunciamiento de la ASEA.

Cabe señalar que esta Comisión tiene conocimiento que mediante Oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 de 13 de julio de 2017, la ASEA otorgó al Asignatario el Sistema de Administración de Riesgos identificado con el número ASEA-PEM16001C/AI0417.

Por tanto, el presente Dictamen Técnico 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

Mediante oficio 250.1545/2022 de 23 de noviembre de 2022, la Comisión solicitó a la SE emitir opinión sobre el Programa de Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional.

Esta Comisión aún no cuenta con la opinión que corresponde emitir, en el ámbito de sus atribuciones, a la SE sobre dicho programa, motivo por el cual una vez que, en su caso,

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWqxfmUijbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

esa autoridad emita la opinión en sentido favorable, se tendrá por aprobado y formará parte del Plan de Desarrollo para la Extracción.

Lo anterior en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos y tomando en consideración la competencia material de la SE en materia de Contenido Nacional.

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico sin perjuicio de la obligación del Operador 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 presente Plan.

IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación Plan de Desarrollo presentado por el Asignatario de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la LORCME, Artículos 21, 22, 25, 59 fracciones I, II, III, IV, V, 62, fracciones VII y VIII de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan de Desarrollo propuesto dan cumplimiento a la normativa aplicable y es congruente con las obligaciones establecidas en el Título de Asignación, ya que las mismas serán ejecutadas en el plazo que establece el Título de Asignación.

a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país

La toma de información, particularmente durante la perforación de los pozos propuestos para explotar el campo permitirá la actualización del modelo estático, con la finalidad de darle mayor certidumbre al modelo estructural en la zona de interés, lo cual, tendrá como resultado el acelerar el desarrollo del potencial petrolero de la Asignación y del país.

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 las actividades (10 perforaciones y terminaciones, 12 RMA, 181 RME) propuestas por el Operador en la modificación al Plan de Desarrollo, pretende recuperar al límite económico 34.09 MMB de aceite y 65.44 MMMpc de gas. El factor de recuperación final propuesto para el campo Cibix asciende a 16.43% para el aceite y de 33.34% para el gas.

c) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos

Con esta modificación al Plan de Desarrollo el Asignatario tiene como estrategia, desarrollar las formaciones productoras y recuperar la totalidad de la reserva 3P,

63

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmU1FVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWqxfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dChdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUYVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

hasta el límite económico, ejecutando para ello actividades que dan mantenimiento a la producción base como las RME y que promueven el incremento de la producción como la perforación y las RMA.

d) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos en beneficio del país

La modificación al Plan de Desarrollo tiene como objetivo continuar con la producción de las formaciones productoras en el Campo hasta su límite económico y desarrollar actividades de Extracción en las mismas. Por lo tanto, se planean ejecutar 10 perforaciones y terminaciones, 12 RMA y 181 RME. Lo anterior, promueve el desarrollo de las actividades de extracción de hidrocarburos.

e) 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 Asignatario, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar en el ámbito técnico para la producción, así como el abandono de la Asignación, propuestas en la presente modificación al Plan de Desarrollo, son adecuadas para realizar las actividades de Extracción, tales como: perforación de pozos, Reparaciones Mayores y Menores. Las anteriores, contribuirán al mantenimiento de la producción base y a la producción incremental maximizando el factor de recuperación en el campo Cibix, en condiciones económicamente viables.

f) El programa de aprovechamiento del gas natural

Sobre el particular, se advierte que el Asignatario presentó dentro de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo, el PAGNA, el cual fue analizado por esta Comisión y se concluye que la Solicitud considera una actualización a la MAG con respecto al PAGNA vigente.

El PAGNA tiene como objetivo la maximización del uso y aprovechamiento del gas Natural Asociado, basado en las Disposiciones y normatividad aplicable en la materia. Teniendo como premisa el no ventear gas como condición normal de operación y un máximo aprovechamiento del gas con base a las factibilidades técnico-económicas, de conformidad con el Artículo 11 de las Disposiciones.

El aprovechamiento del gas de acuerdo al Artículo 5, fracción IV de las Disposiciones Técnicas será por Transferencia.

Cabe destacar que dicha actualización fue presentada y dio cumplimiento a lo establecido por los artículos 11, 13 y 14 de las Disposiciones.

En lo que respecta a la máxima RGA a la que podrán producir los pozos, se indica en la Tabla 39.

Asignación	RGA (m ³ /m ³)	
	Actual	Máxima
A-0056-4M-Mezcalapa-06-Campo Cibix	744	12,000

Tabla 39. Máxima RGA a la que podrán producir los pozos de la Asignación (Fuente: CNH con la información presentada por el Asignatario).

Se considera técnicamente viable aprobar la modificación a dicha RGA en términos del artículo 13 de las Disposiciones Técnicas. Es importante mencionar que, el valor de la RGA máxima puede cambiar de acuerdo con las necesidades de explotación y la vida productiva del yacimiento.

Por lo tanto, de conformidad con los principios de economía y celeridad que rigen la actuación administrativa, con la Solicitud se tiene por actualizado el Programa de Aprovechamiento de Gas.

g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por PEP respecto los Sistemas de Medición tipo Fiscal, Transferencia, Referencial y Operacional, se mantiene en los términos previamente aprobados mediante la Resolución CNH.E.48.002/19 de 20 de agosto de 2019 para la etapa 1 de Medición, sin embargo, para la etapa 2 se modifica el recorrido de la partícula, manteniendo el Punto de Medición Fiscal y adicionando el Punto de Medición para Condensados, este para ambas etapas.

Por lo anterior, esta Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, concluye que es congruente y técnicamente viable continuar con la propuesta de implementación de los Mecanismos y Puntos de Medición, para la determinación del volumen y calidad del hidrocarburo a producir durante la vigencia de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación AE-0056-4M-Mezcalapa-06 (Campo Cibix).

X. RECOMENDACIONES

Esta Comisión después del análisis técnico realizado a la información presentada por el Asignatario recomienda lo siguiente:

- Muestreo y experimentos PVT de los fluidos del yacimiento MS 101-110 que permitan caracterizar su comportamiento volumétrico debido a que, se trata de un fluido con alto contenido de gas en solución.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtAShvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUYVR9x2/Ea01QL56NAQI3LA==

- Actualización constante del modelo estático y dinámico derivado la perforación de pozos y del análisis al comportamiento histórico de los datos de presión-producción.
- Elaboración de un modelo de simulación de los yacimientos MS 1-10, MS 11-18, MS Gas y MS-101-110 que ajuste el comportamiento histórico de presión y producción de estos de modo que, coadyuven en la generación de pronósticos de producción con menor incertidumbre.
- Replantear el cronograma de abandono de pozos debido a que, se identifican pozos productores cuyo gasto de abandono se presenta anterior al año 2035.
- Optimizar la ejecución de las metas físicas propuestas en el cronograma de actividades de modo que, exista un beneficio en la producción de hidrocarburos (congruente con la producción pronosticada) y en la eficiencia de la inversión.

XI. OPINIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL TÍTULO DE LA ASIGNACIÓN

Derivado de que la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo analizada en este Dictamen Técnico, presenta desviaciones a la información documentada en el Título de la Asignación, siendo que las actividades propuestas por el Asignatario en la modificación al Plan de Desarrollo resultan técnicamente viables; la Comisión recomienda, a consideración y con base en las atribuciones de la Secretaría de Energía (en adelante, Secretaría) modificar el Anexo 2 del Título de la Asignación, a fin de reflejar la realidad descrita.

Anexo 2

Con respecto al CMT establecido en el Título de Asignación, se advierte que el Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario no es coincidente con las actividades establecidas en el mismo. Por lo anterior y, dado el análisis técnico realizado por esta Comisión a la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo, con fundamento en los artículos 6 de la Ley de Hidrocarburos y 16 de su Reglamento se recomienda, a consideración y con base en las atribuciones de la Secretaría, la modificación del Anexo 2 del Título de Asignación, a fin de que sea consistente con las actividades propuestas por el Operador en la modificación al Plan de Desarrollo, conforme a la Tabla 6.

De acuerdo con lo anterior, en la Figura 21 se indican las actividades que debe realizar el Asignatario para dar cumplimiento al CMT, las cuales consisten en 6 perforaciones y terminaciones de pozos, 1 recuperación de pozo exploratorio, 159 reparaciones menores, 20 reparaciones mayores, 3 ductos y una inversión de 105.69 MMUSD.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmU1FVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWqxfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

ANEXO 2. COMPROMISO MÍNIMO DE TRABAJO

ASIGNACIÓN: AE-0056-4M - Mezcalapa - 06

El Asignatario adquiere el Compromiso Mínimo de Trabajo para cumplir con las siguientes metas físicas correspondiente con el Campo Cibix:

Metas físicas (número)	
Perforación y Terminación de pozos de	6
Recuperación de Pozos Exploratorios	1
Reparaciones Menores	159
Reparaciones Mayores	20
Ductos	3
Inversiones (MMUSD)	105.69

Figura 21. Actividades programadas en el CMT.
(Fuente: Título de la Asignación)

Adicionalmente, en la Tabla 40 se presentan los vectores para las actividades de perforación y terminación de pozos, recuperación de pozos exploratorios, reparaciones menores, reparaciones mayores y ductos, actividades ejecutadas y propuestas por el Asignatario en la modificación al Plan de Desarrollo.

Metas físicas	2019	2020	2021	2022*	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Total
Perforaciones	0	2	2	2	7	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16
Terminaciones	0	2	2	2	6	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	16
Recuperación de pozos exploratorios	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
RME	1	0	2	1	11	19	17	18	17	17	17	13	18	11	10	172
RMA	0	1	0	0	2	3	0	1	2	3	0	1	0	0	0	13
Ductos	1	0	3	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7

Tabla 40. Actividad real (2019-2022) y programada en la modificación del Plan de Desarrollo (dic 2022-2033).
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario)

Cabe resaltar que, únicamente se propone modificar lo relacionado con las reparaciones mayores, el resto de las actividades se mantiene conforme a lo establecido en el CMT vigente. En la Tabla 41, se presenta el total de las actividades propuestas por la CNH como parte del CMT.

Metas físicas (número)	Total
Perforación y terminación de pozos	6
Recuperación de pozos exploratorios	1
Reparaciones menores	159

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLs77Q9/oNQWJrbWqxfmUjbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTx2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1raI933obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dc hdQbJ/av2V/LF14oyLFuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTkuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

Reparaciones mayores	13
Ductos	3
Inversiones (MMUSD)	105.69

Tabla 41. Actividades propuestas por la CNH como parte del CMT para el periodo 2019 – 2033. Se observa un ajuste en el rubro de Reparaciones Mayores (Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).

Finalmente, esta Comisión remite los elementos técnicos a efecto de que, eventualmente puedan ser considerados por dicha Secretaría como parte lo dispuesto en el artículo 10 de la Ley de Hidrocarburos.

XII. CONCLUSIONES

Con base en las consideraciones anteriores, se propone el pronunciamiento en sentido favorable respecto de la modificación al Plan de Desarrollo, asociado a la Asignación AE-0056-4M-Mezcalapa-06 Campo Cibix mismo que estará vigente hasta que concluya la vigencia de la Asignación, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características de la Asignación, toda vez que se cumple con lo establecido en los Lineamientos.

Adicionalmente, la estrategia propuesta en la modificación al Plan de Desarrollo permite evaluar de manera positiva los elementos considerados en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y se alinea con los principios establecidos en el artículo 39 de la LORCME.

Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Asignatario deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del Título de Asignación para la Extracción de Hidrocarburos emitido por la Secretaría de Energía.

ELABORÓ

ING. DAVID ALBERTO PAREDES GASPAR
Director de Área

REVISÓ

MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ
Director General de Dictámenes de Extracción

68

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtAshvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmU1FVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWqxfmUijbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTx2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dChdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUYVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

AUTORIZÓ

ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO

Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

Los firmantes y colaboradores del presente Dictamen Técnico lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 36, 37, 39 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la presentación de la modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación AE-0056-4M-Mezcalapa-06 Campo Cibix.

Ing. David Alberto Paredes Gaspar
Dirección de Contratos Terrestres Sur

ELABORÓ

Firma de David Alberto Paredes Gaspar

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 12:59:26 p. m.

Sello Digital:

DdJuxL3ehFIJrrn3DujVa4QKeuSs8e8UOCsLEg/+CjavNRpsXikAfeSVT7PUOsBVhadXw5ZWlRBNuMVztkhTFCd1BfFBjn25xbJ/gjzYtwYOjMQfQ6lvm8cPQEFnE0iz3AB/EgmfwuggjYhs2+ArhxhgUuqloHbPCim/Y03uSET6MzUbn7AuxI8CHppwxAnkamVKsYn eCtlZ+ged7/FhDSUNf0R/vnj2JdREV3sFHLXGWesi38mAncm920eolGCF3ukXGcvorLZTenMZ940LNIjriW7aEN8Is3TmdIU4H8EtI Yy8HmmpRtFvEztdeekUL13WPJEh3kNJz2rXMwnNg==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

Mtro. Francisco Castellanos Páez
Director General de Dictámenes de Extracción

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0rloYuN9JZhtASHvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmUIFVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtkxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq xfmUjbla2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfJaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4d4w0MSrj5cFU9dC hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUVVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

REVISÓ

Firma de Francisco Castellanos Paez

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 04:10:57 p. m.

Sello Digital:

CHNDBrXjPyxWQR9kCwxL8oo4aXM6MMWkWiIn5kvtkxFQc8QMccqwtwqajf3pgOcX/f4U7EfhDoYzK5AEV2M76kBTZ3TPadEyXR
OGr5s/V4SuREqJXeOkijaw7NHLDBrmM2OuUfX3HpPRKBC3UIIhym5pJCK0iE1Qyr3p1m4p81hukBYZlInw8pOCInkAyOkwmrZS
6Vv0wQFr0mVuJPKJiHijEWxtJRHLZiM1DbsUPYW81tyE8MKi3VhCv7CnNH0yrrkNGunLhThUcAQA67/T8uhJZrOLBqo761l4fjV
Vrb/BXvg/jHrjRZghZUWmofw6dluAewdtztDChRfIEFmbEqg==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla 11.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

Ing. Rafael Guerrero Altamirano

Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtAShvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmU1FVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtK
xeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWqxfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfj
aJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dChdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv
2FFiReRJe2EYLIEUYVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla 11.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 13/12/2022 05:21:42 p. m.

Sello Digital:

Y+ZivuyolQ6pBj0r1oYuN9JZhtAShvtXf7b++7e7M4vK18A1uh2u7AoQxNp2FaO7PSitpgHmU1FVhuhgl3L/4tUGvS5kXAONRE22GtKxeV7UObQzKLS77Q9/oNQWJrbWq
xfmUjbl2+vSpw/ObGkX3R6VA/XPJ7aNTX2AskYEIRv7dWQqqJftnXAH42e9+R478+brzRUfjAaJgtFlhNMM6m6vPOTGeE8T/1rA193obxFXwJKA4L4dw0MSrj5cFU9dC
hdQbJ/av2V/LF14oyLfuzp0buhByLaA0yQN8K5SbVTKuv2FFiReRJe2EYLIEUYVR9x2/EaO1QL56NAQI3LA==