



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05
(Campo Chocol)

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para
la Extracción de Hidrocarburos

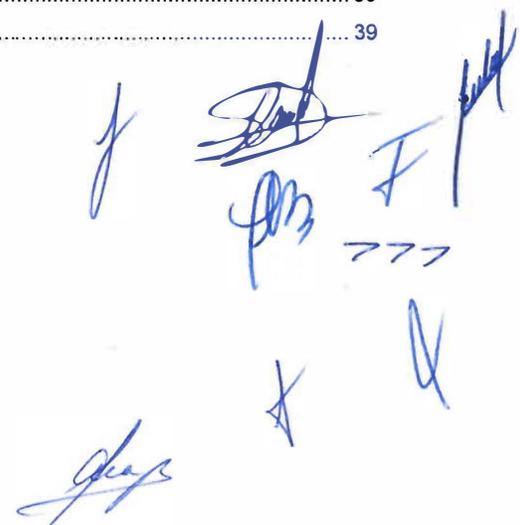
Pemex Exploración y Producción

Noviembre 2018

A collection of handwritten signatures in blue ink, including a large signature at the top, a signature with '13' below it, and several other smaller signatures.

Contenido

Contenido	2
i. Datos generales del asignatario	3
ii. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación de la información	5
iii. Criterios de evaluación utilizados en la evaluación	6
iv. Análisis y evaluación de los elementos del plan	7
A) Características generales	7
b) Plan de desarrollo para la extracción.....	7
c) Análisis técnico de la solicitud del plan de desarrollo.....	9
d) Análisis económico	16
e) Programa de inversiones	16
f) Evaluación económica	19
g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos.....	22
v. Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa en la extracción y métricas de evaluación del plan	34
vi. Sistema de administración de riesgos	36
vii. Programa de cumplimiento de contenido nacional y en su caso capacitación y transferencia de tecnología (economía)	37
viii. Resultado del dictamen técnico	38
a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país	38
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	38
c) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la nación y, a partir de los recursos prospectivos	38
d) Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país	39
e) La tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables.....	39
f) El programa de aprovechamiento del gas natural.....	39
g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos	39



I. Datos generales del Asignatario

El Asignatario promovente del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 (Campo Chocol), es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP o Asignatario), por medio de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio adscrita a la Subdirección de Administración del Portafolio Exploración y Producción, con facultades para representar a PEP en términos de los artículos 44, fracción I; 46, fracción XII del Estatuto Orgánico de PEP publicado en el Diario Oficial de la Federación (en adelante DOF) el 5 de enero de 2017.

La Asignación en comento se localiza a 6.5 km al Noreste de la ciudad de Paraíso en el estado de Tabasco y aproximadamente a 10 km al Sureste de la ciudad de Comalcalco. La ubicación de la Asignación se muestra en la Figura 1. Los datos generales de la Asignación se muestran en la Tabla 1.

Operador Petrolero	Pemex Exploración y Producción
Nombre de la Asignación	AE-0055-4M-Mezcalapa-05 (Campo Chokol)
Estado y municipio	Paraíso, Tabasco
Área de la Asignación (km²)	658.67
Fecha de emisión de la Asignación	27 de agosto de 2014
Fecha de Última Modificación	18 de diciembre de 2017
Vigencia	22 años (a partir del 18 de diciembre de 2017)
Tipo de Asignación	Exploración y Extracción de hidrocarburos
Profundidad para extracción	Todas las formaciones geológicas
Yacimientos y/o Campos	Todas las formaciones geológicas
Colindancias	A-0282-M Campo Puerto Ceiba, A-0264-M Campo Pareto
Otras características	Campo por desarrollar

Tabla 1. Datos generales de la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05.
(Fuente: CNH con información presentada por PEP).

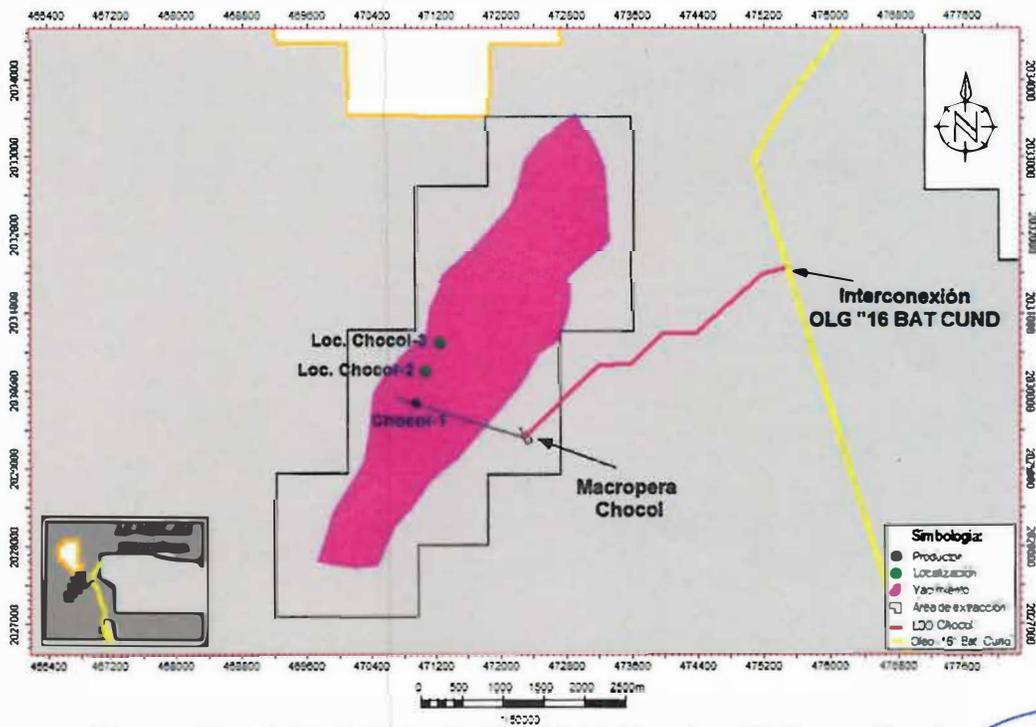


Figura 1. Ubicación de la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 (Campo Chokol).
(Fuente: CNH con información presentada por PEP).

El área dentro de la Asignación que corresponde a Extracción cubre 15.407 km². La Tabla 2, muestra los vértices que delimitan el área de extracción, de conformidad con los *Criterios para determinar el Área de Extracción asociada a Áreas de Contractuales y de Asignación* emitidos por la Comisión el 14 de junio de 2018.

Vértice	Coordenada UTM Este	Coordenada UTM Norte
1	469,184.78	2,028,933.58
2	469,184.78	2,027,089.57
3	470,943.78	2,027,089.57
4	470,943.78	2,028,008.83
5	471,808.76	2,028,008.83
6	471,808.76	2,028,929.53
7	472,700.82	2,028,929.53
8	472,700.85	2,030,772.29
9	473,579.34	2,030,772.29
10	473,579.34	2,033,537.08
11	471,808.79	2,033,537.08
12	471,808.79	2,032,618.94
13	470,930.30	2,032,618.94
14	470,930.30	2,030,774.89
15	470,068.09	2,030,774.89
16	470,068.09	2,028,932.19

*Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices correspondientes al área de Extracción propuesta para el Campo Chocol.
(Fuente: CNH con información presentada por PEP).*

Cabe hacer mención que las Actividades Petroleras materia del presente Dictamen deberán estar acotadas a dicha área conforme al Término y Condición Quinto, inciso C) del Título de Asignación, PEP podrá continuar realizando actividades de Exploración conforme al Plan de Exploración aprobado por esta Comisión en el resto del área de Asignación hasta la terminación del periodo adicional de Exploración.

II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación de la información

El proceso de evaluación técnica, económica y dictaminación del Plan de Desarrollo propuesto por PEP, involucró la participación de varias unidades administrativas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión), así como de la Secretaría de Economía (en adelante, Economía) y de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA).

La figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictaminación y resolución respecto del Plan de Desarrollo presentado por PEP para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0112/2018 DICTAMEN PLAN DE DESARROLLO ASIGNACIÓN AE-0055-4M-MEZCALAPA-05 (CAMPO CHOCOL) de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

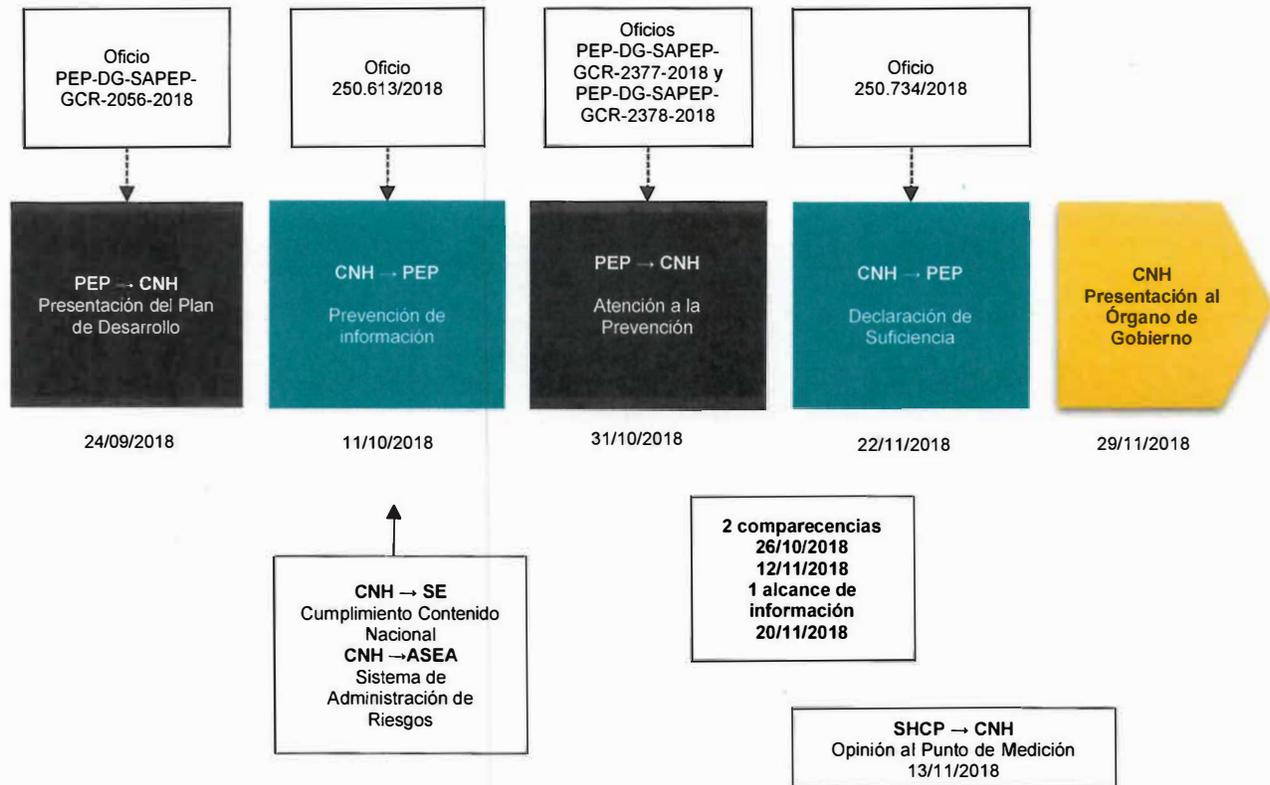


Figura 2. Diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictaminación y resolución (Fuente: CNH)

III. Criterios de evaluación utilizados

Se verificó que el Plan de Desarrollo propuesto por PEP sea congruente y dé cumplimiento al artículo 44 fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Plan de Desarrollo propuesto permita 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.

Aunado a lo anterior, la Comisión consideró los principios, criterios y elementos a evaluar contenidos en el artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (en adelante, LORCME) y los artículos 7 y 8 de los "Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones" (en adelante, Lineamientos), para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos en el Plan de Desarrollo.

Al respecto, se advierte que el Plan de Desarrollo cumple con los requisitos establecidos en los artículos 7, fracciones I, II, III, IV, VI y VII, 8, fracción II, 11, 12, fracción II, 19, 20, fracciones I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, XII y XIII y el Anexo 2 de los Lineamientos. Adicionalmente, el Plan de Desarrollo cumple con los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH) y las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos (Disposiciones para el aprovechamiento de gas).

A collection of handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right, several smaller initials and marks scattered below, and a single 'X' mark at the bottom right.

IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

a) Características Generales

Las principales características geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos del yacimiento Chocol-Cretácico Superior se muestran en la Tabla 3.

Características Generales	Chocol-KS
Área (km ²)	6.67
Porosidad (%) y tipo	5.6-8.5 / Fracturas e intercristalina
Densidad aceite (°API) @ c.s.	36.8
Viscosidad (cP) @ c.y. / Pb	0.539/0.308
Bo (m ³ /m ³) inicial y actual	1.338
Presión de saturación (kg/cm ²)	185.1
Presión inicial (kg/cm ²)	978.7
Presión actual (kg/cm ²)	920
Factor de recuperación actual (%)	0.2*

*Dato para aceite y gas a octubre 2018.

Tabla 3. Características generales de la Asignación.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

Los volúmenes originales de aceite y gas de la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 (Campo Chocol), se muestran en la Tabla 4.

Campo	Volumen original	
	Aceite (MMb)	Gas natural (MMMpc)
Chocol	129	96

Tabla 4. Volúmenes originales de aceite y gas.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

b) Plan de Desarrollo para la Extracción

Con base en la información remitida por el Asignatario se precisa que se presentaron 3 alternativas analizadas para el Plan de Desarrollo, cuyos pronósticos de producción se observa en la Figura 3. Dichas alternativas consisten en lo siguiente:

Alternativa 1

Mantener en producción el pozo Chocol-1 Cretácico Superior Agua Nueva (KSSAN), perforar Chocol 2 (KSSAN) con estos dos pozos se extraerá la reserva probada. Se reparará el pozo Chocol-1 y Chocol 2 Cretácico Superior San Felipe (KSSF) para extraer la reserva probable. Adicionalmente, se volverá a reparar el pozo Chocol 2 (base de KASAN) para producir la reserva posible. Con las actividades antes descritas se estima extraer 4.12 MMb de aceite y 3.38 MMMpc de gas de reservas 3P.

Alternativa 2

Continuar con la explotación el pozo Chocol-1 (KSSAN), perforar dos localizaciones adicionales Chocol 2 y Chocol 3 (KSSAN) con estos tres pozos se extraerá la reserva probada. Se repararán los tres pozos (KSSF) para extraer la reserva probable. Adicionalmente, se reparará por segunda ocasión el pozo Chocol 3 (base de KASAN) para producir la reserva posible. Con toda la actividad antes descrita se estima extraer 5.9 MMb de aceite y 4.8 MMMpc de gas de reservas 3P.

Alternativa 3

Mantener en producción el pozo Chocol-1 (KSSAN), perforar la localización Chocol 2 (KSSAN) con estos dos pozos se extraerá la reserva probada. Se perforará el pozo Chocol 3 (KSSF), para extraer la reserva probable. Adicionalmente se reparará el pozo Chocol 2 (base de KASAN) para producir la reserva posible. Con las actividades antes descritas se estima extraer 4.48 MMb de aceite y 3.68 MMMpc de gas de reservas 3P.

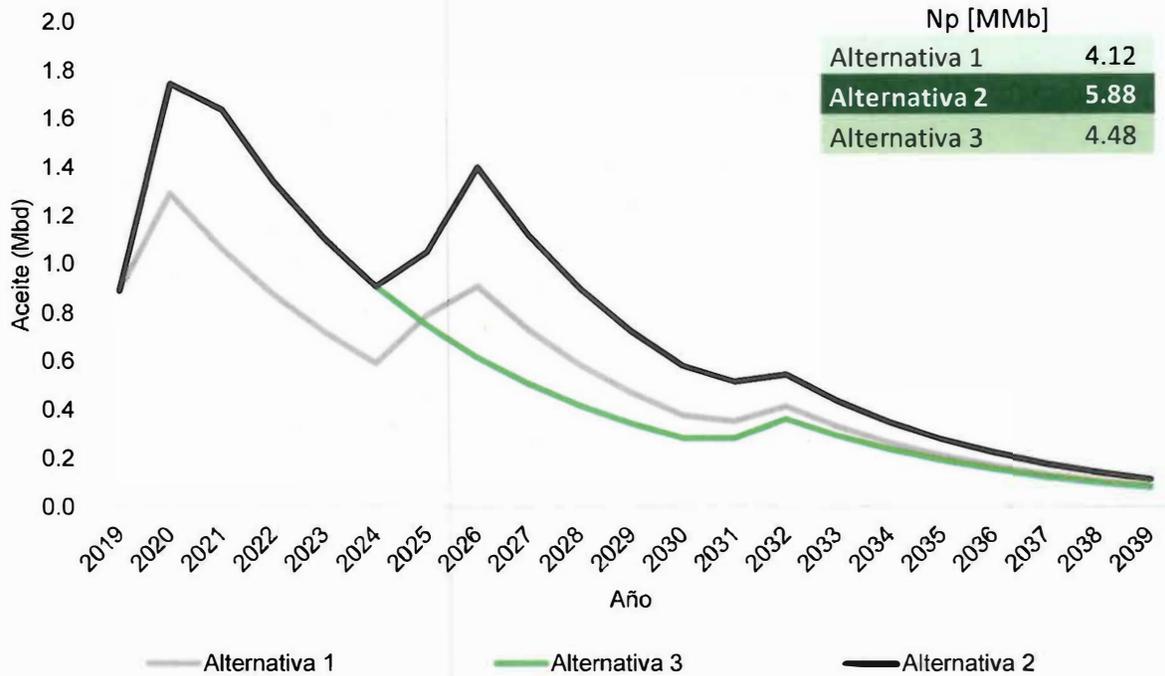


Figura 3. Análisis de alternativas de producción para la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 (Campo Chocol).
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

Derivado de los pronósticos de producción asociado a las alternativas de desarrollo analizadas, el Asignatario presenta las siguientes evaluaciones económicas:

Características	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
Metas Físicas (Número)			
Terminación de pozos de desarrollo	1	2	2
Intervenciones mayores a pozos	3	4	1
Macroperas	1	1	1
Cabezales	1	1	1
Ductos	0	0	0
Equipos	1	1	1
Producción			
Aceite (MMb)	4.1	5.9	4.5
Gas (MMMpc)	3.4	4.8	3.7
Incorporación de reservas (MMbpce)	-	-	-
Gastos de operación (MMusd)	48.8	69.41	53.0
Inversiones (MMusd)	25.1	46.02	43.7
Indicadores económicos			

VPN AI (MMUSD)	123.3	172.1	132.1
VPN DI (MMUSD)	7.8	8.8	-1.8
VPI (MMUSD)	22.1	40.8	39.2
VPN/VPI AI (USD/USD)	5.6	4.2	3.4
VPN/VPI DI (USD/USD)	0.4	0.2	0.0
Tecnologías	-	-	-
Otros parámetros	-	-	-

Tabla 5. Características de las alternativas de explotación para la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 (Campo Chocol).

(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

Como se puede observar en la Tabla 5, la opción que presenta una mayor promesa de VPN es la alternativa 2, el cual sería de 172.1 millones de dólares (MMUSD) y una relación VPN/VPI de 4.2 USD/USD antes de impuestos.

La proyección del Plan de Desarrollo para el periodo 2018-2039 plantea una inversión de \$46.02 MMUSD que sumados a gastos de operación por un monto de \$69.41 MMUSD, contabilizan un total del proyecto por \$115.43 MMUSD. Adicionalmente, se considera un monto de \$24.1 MMUSD por concepto de manejo de la producción y mantenimiento en las instalaciones fuera de la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 y del área del Campo Chocol, correspondiendo a pagos por servicios en otras Asignaciones.

Dicho lo anterior se precisa que, por consiguiente, la alternativa 2 asociada al Plan de Desarrollo contemplaría el mantenimiento de la producción del pozo Chocol-1, la perforación y terminación de 2 pozos, la realización de 4 reparaciones mayores y 134 reparaciones menores, así como el abandono de un ducto y el taponamiento de 3 pozos.

c) Análisis técnico de la solicitud del Plan de Desarrollo

Con base en la información remitida por PEP se procedió al análisis del comportamiento esperado de presión-producción del yacimiento KS como se muestra en la Figura 4 para el periodo 2019-2038, donde se precisa lo siguiente:

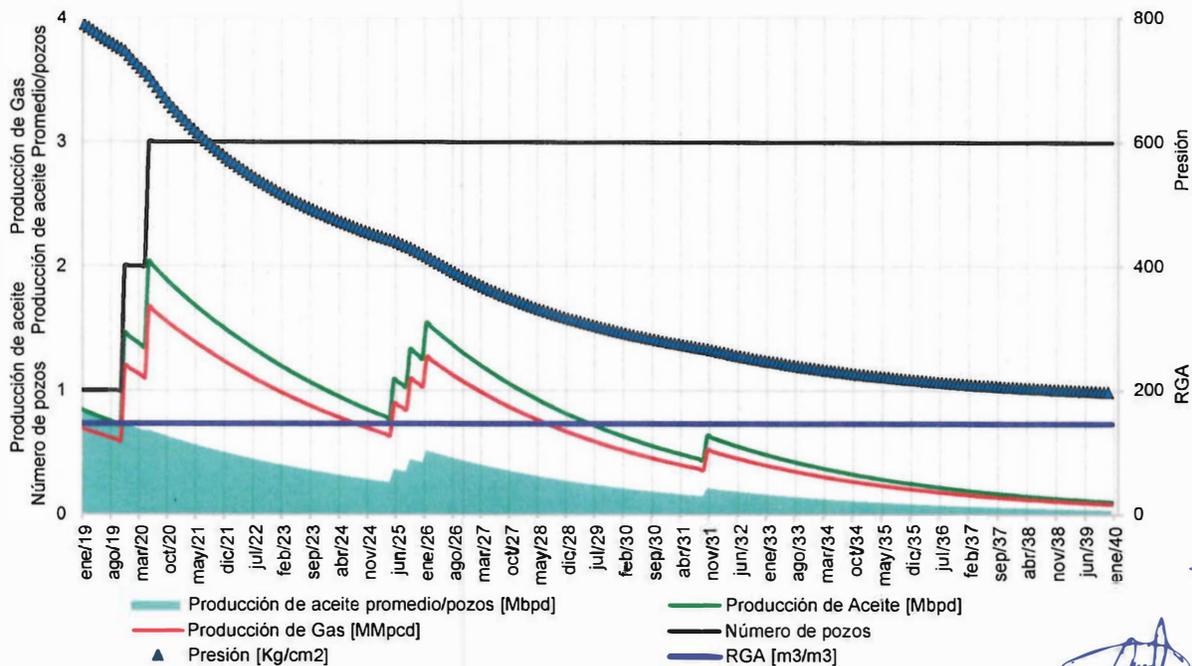


Figura 4. Comportamiento de presión-producción para el yacimiento Chocol-KS.
(Fuente: PEP).

- i. En campo Chocol inició producción el 14 de noviembre de 2017 con la prueba de producción de alcance extendido del pozo Chocol-1, autorizada por la Comisión mediante Resolución CNH.E.56.001-17, y cuya duración fue ampliada, en dos ocasiones mediante oficios 240.0492/2018 y 240.0663/2018. Lo anterior al amparo del Plan Adicional de Exploración y el Programa de Evaluación de la Asignación. Dicho pozo posee una producción acumulada de 0.3 MMb de aceite y 0.2 MMMpc de gas a octubre de 2018, además de un pronóstico acumulado estimado en noviembre y diciembre de 2018 de 0.06 MMb y 0.05 MMMpc. Chocol-1 alcanzó una producción máxima de 1,736 bd de aceite y 1.36 MMpcd de gas en diciembre de 2017. A la fecha, produce 877 bd y 0.51 MMpcd mediante estrangulador de 10/64". La fecha de término de la prueba de alcance extendido se estima sea el 31 de diciembre de 2018. El inicio de producción bajo el Plan de Desarrollo comenzará a partir del año 2019 y se contempla una producción máxima de 1.7 Mbd y 1.4 MMpcd en 2020 con tres pozos operando.

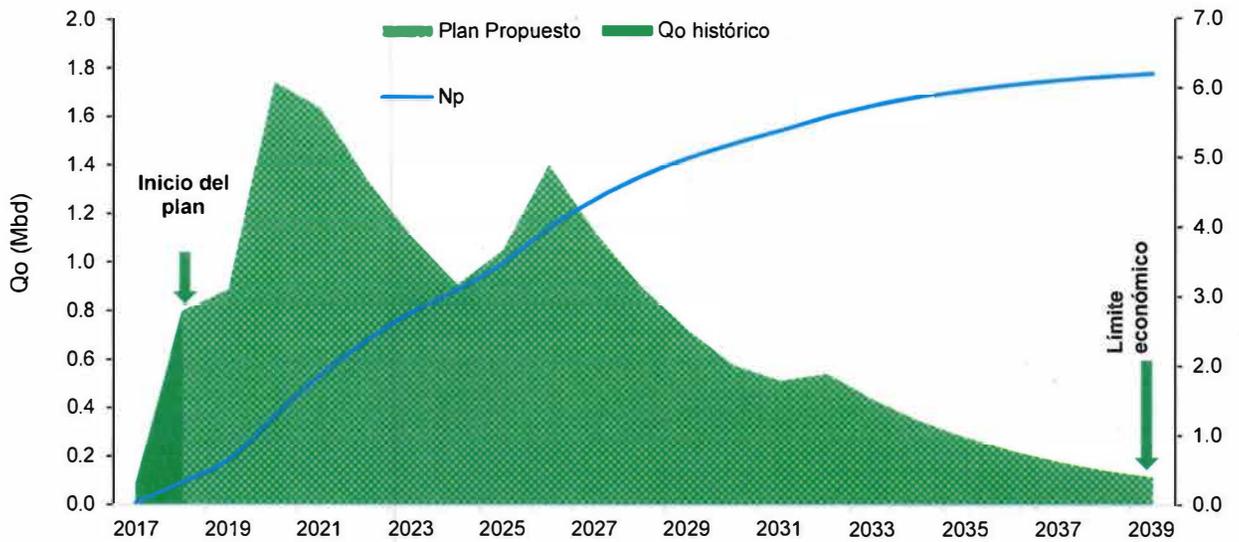


Figura 5. Producción acumulada de aceite del pozo Chocol-1 y pronóstico de producción para la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 (Campo Chokol).
(Fuente: CNH con información presentada por de PEP).

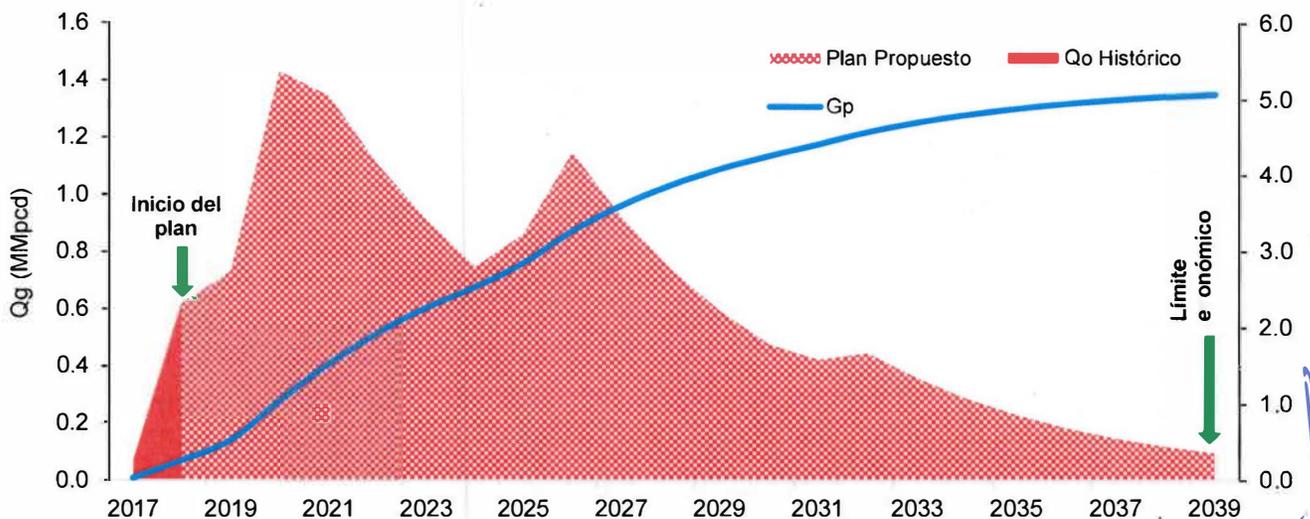


Figura 6. Producción acumulada de gas del pozo Chocol-1 y pronóstico de producción para la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 (Campo Chokol).
(Fuente: CNH con información presentada por PEP).

Dado el comportamiento de presión-producción que presenta el pozo Choccol-1 se infiere un yacimiento volumétrico, por lo que se utilizó el gráfico propuesto por Satter y Thakur (Satter, A., & Thakur, G. C. (1994) "Integrated Petroleum Reservoir Management: a Team Approach". PennWell Books) para identificar el mecanismo de empuje y el factor de recuperación final esperado como se muestra en la Figura 7. Este tipo de yacimientos presenta: caída constante de la presión, relación gas aceite constante, poca producción de agua, y en caso de producirla estaría relacionada a una alta saturación de agua congénita.

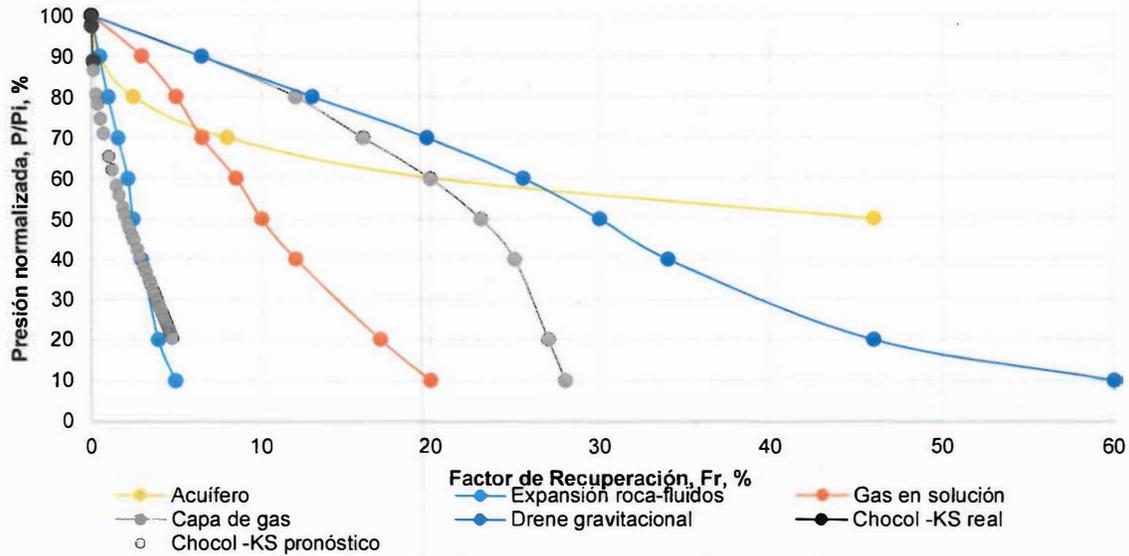


Figura 7. Mecanismos de empuje para la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 (Campo Choccol). (Fuente: CNH con información presentada por PEP).

Como se pudo observar, el aporte de energía al yacimiento estará gobernado principalmente por el mecanismo de empuje por expansión roca-fluidos que coadyuvará a obtener un factor de recuperación final de 4.8% lo que equivale a un volumen a producir de 5.9 MMb. Actualmente el campo Choccol consume un kilogramo sobre centímetro cuadrado de presión por cada dos mil barriles producidos (1 kg/cm²/2Mb).

iii. Como resultado del ritmo de producción y el decaimiento de la presión en el yacimiento, y, a pesar de las reparaciones contempladas al pozo perforado y a los pozos propuestos, el comportamiento de la producción declina dado que el sistema no puede soportar por mayor tiempo el ritmo de vaciamiento al que está sometido, y éste presenta una relación de cambio constante por unidad de tiempo a partir de 2033 hasta el año 2039 en el que se estima el cierre total de los pozos productores por llegar al límite económico de los mismos como se muestra en la Figura 8.

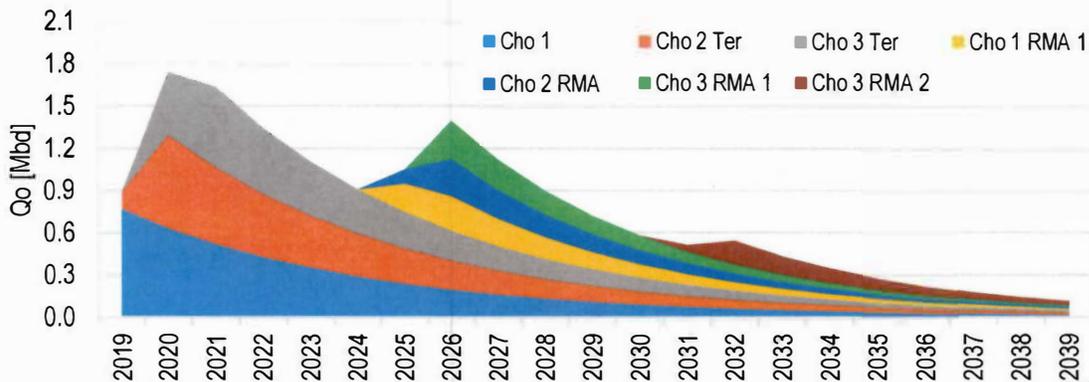


Figura 8. Producción por pozo para el yacimiento KS-Choccol. (Fuente: PEP).

En consonancia con lo anterior y con base en la información remitida por PEP (Figura 9 y Tabla 6) así como en el análisis efectuado por la Comisión (Figuras 10 y 11), se advierte que la producción pronosticada para cada pozo de la Asignación está por encima del gasto crítico, el cual fue determinado mediante la correlación de Ernesto Pérez Martínez, lo cual puede derivar en la irrupción temprana de agua, por lo cual PEP deberá dar seguimiento al avance del contacto agua-aceite (CAA) así como, a las condiciones operativas de los pozos con la finalidad de optimizar dichos gastos de producción y mitigar efectos de conificación o canalización del agua al intervalo productor. Cabe precisar que el gasto crítico se puede definir como el gasto máximo por encima del cual puede desarrollarse conificación o canalización para una configuración específica de yacimiento y pozo por un desbalance entre las fuerzas gravitacionales y las fuerzas viscosas alrededor de la zona de los disparos.

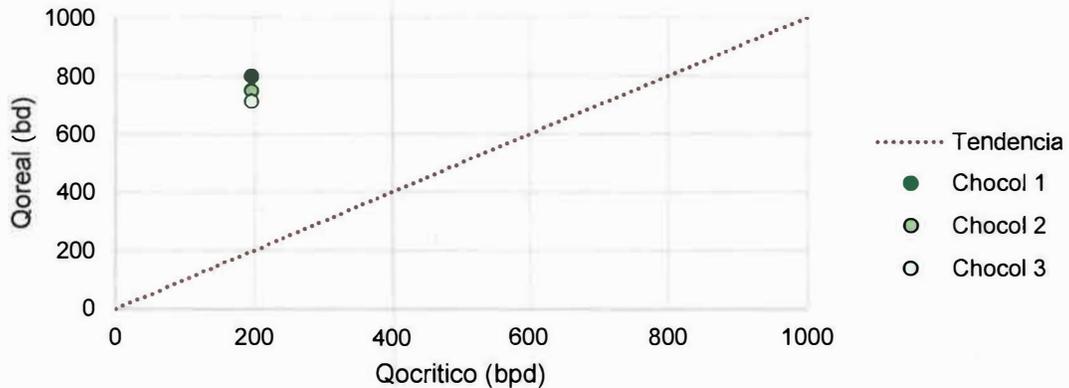


Figura 9. Gastos críticos del pozo perforado y los pozos propuestos para la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-04 (Campo Chocol).
(Fuente: PEP).

Pozo	Qoc (bd)	Qoreal (bd)
Chocol-1	137	800
Chocol-2	137	750
Chocol-3	137	713

Tabla 6. Relación de los gastos críticos con los gastos iniciales de los pozos de para la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 (Campo Chocol).
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

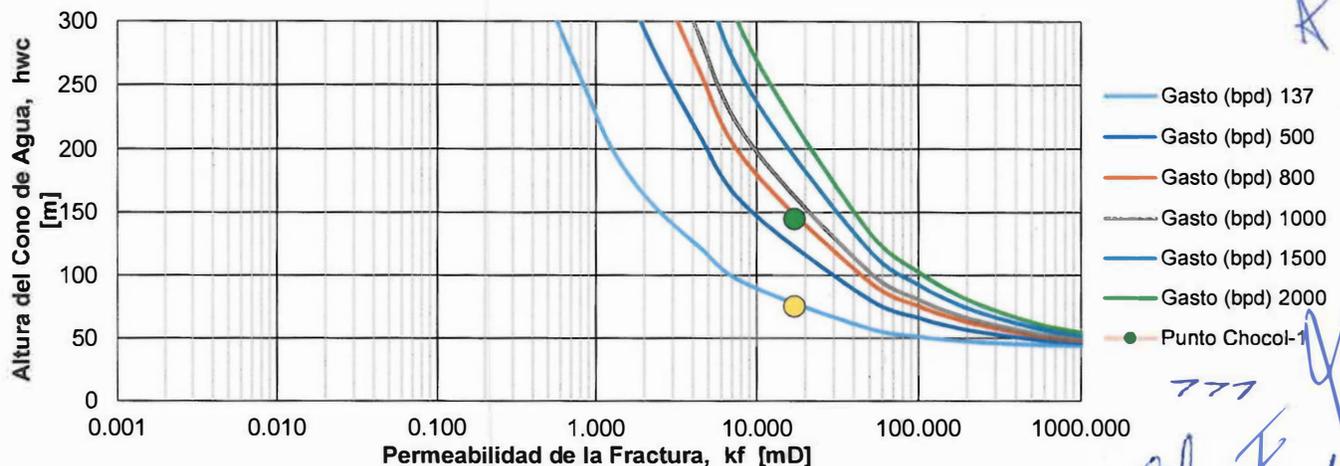


Figura 10. Sensibilidad de la altura del cono de agua respecto a q_o y k_f .
(Fuente: CNH con información presentada por PEP.)

En la Figura 10 se presenta el cálculo de la sensibilidad del gasto de producción, para determinar la altura de un cono de agua con respecto a la permeabilidad de la fractura. En este caso, la altura del contacto es altamente sensible a la variación de la permeabilidad de la fractura y al gasto de producción por encontrarse en la parte creciente vertical de la gráfica (punto verde), dando como resultado que variaciones a la baja o a la alza respecto a estos dos parámetros, tengan un impacto significativo que se pudiese ver reflejado en decenas de metros respecto a la altura del cono, por lo cual PEP deberá establecer un programa de toma de información con el objeto de mitigar la incertidumbre respecto a las variaciones laterales y verticales de la permeabilidad así como de las condiciones operativas y aforos a los pozos.

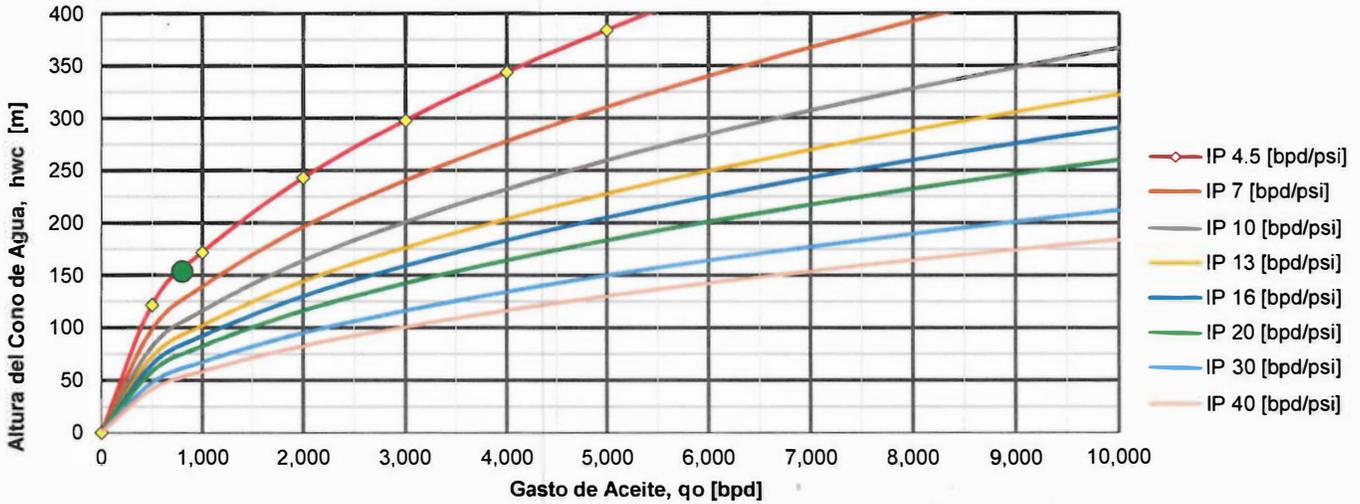


Figura 11. Sensibilidad de la altura del cono de agua respecto a q_o e IP.
(Fuente: CNH con información presentada por PEP).

A partir de las propiedades del sistema roca-fluidos y de los gastos de producción, es posible calcular el tiempo de irrupción del agua mediante el método de Bournazel-Jeason para diferentes gastos de producción. La Figura 12 muestra el comportamiento del tiempo de irrupción respecto del pozo Chocol-1 como ejemplo de este proceso: en dicho pozo se observa que, para el gasto de producción propuesto por PEP de 800 bpd, el tiempo de irrupción del agua sería de 2.3 años, sin embargo, es preciso señalar que en el caso que el acuífero no actué de fondo o se tengan efectos de canalización, el tiempo de irrupción sería menor, lo que derivaría en el detrimento de la vida productiva del pozo.

En consecuencia, se reitera que PEP deberá establecer un proceso de seguimiento respecto del avance del CAA en función del ritmo de vaciamiento y los gastos críticos, los cuales deberán adecuarse de conformidad con el comportamiento del yacimiento y las condiciones operativas de los pozos. Lo anterior con el objeto de garantizar que el tiempo de vida productiva de los pozos maximice la recuperación de hidrocarburos por pozo en condiciones técnica y económicamente viables. Adicionalmente, se recomienda a PEP generar el modelado dinámico del yacimiento que coadyuve a pronosticar el avance del CAA.

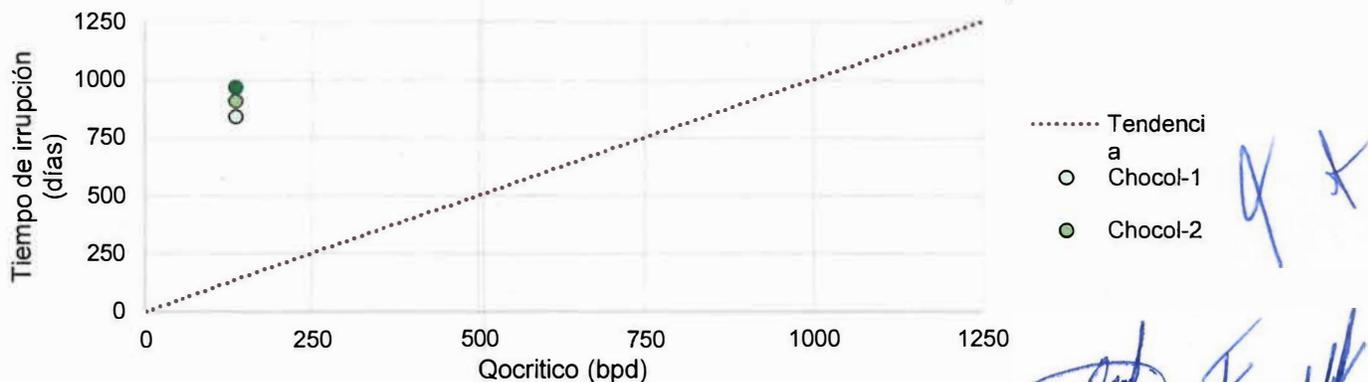


Figura 12. Tiempos de irrupción para los pozos de la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 (Campo Chocol).
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

Pozo	Qoc (bd)	Tbt (días)
Chocol-1	137	842
Chocol-2	137	910
Chocol-3	137	969

Tabla 7. Relación de los gastos iniciales con los tiempos de irrupción de los pozos de desarrollo para la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 (Campo Chocol).
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

- iv. Derivado de que se estima que la presión del yacimiento no caiga por debajo de la presión de saturación (185.1 kg/cm²) a lo largo de su vida productiva, se prevé una relación gas aceite (RGA) constante, por lo cual, el gas que maneje en superficie será exclusivamente el gas asociado que se libere en la infraestructura de producción, recolección y manejo.

Dado lo anterior y con base en los pronósticos de producción, así como de la capacidad de manejo de la producción del campo Chocol por medio del Oleogasoducto de 16" TMDB-BS Cunduacán de 3,520 bd, se puede observar en la Figura 13 que se tiene capacidad de transporte suficiente para la corriente de fluidos a ser transportados de forma multifásica.

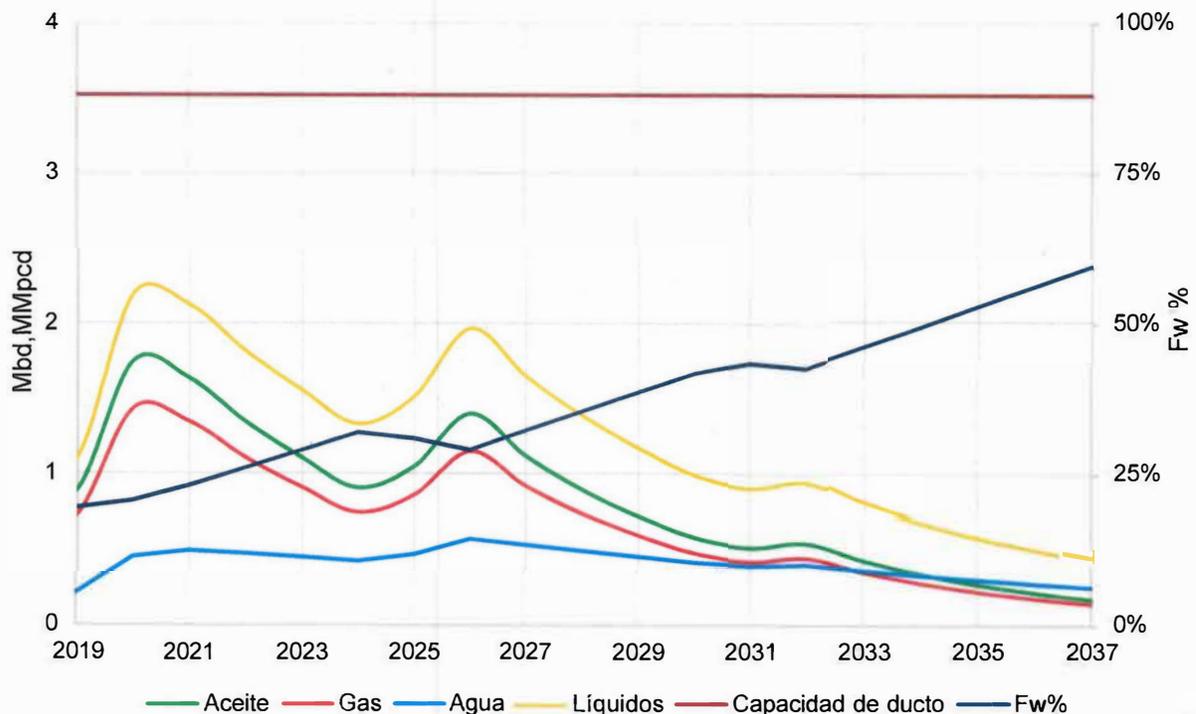


Figura 13. Capacidad de manejo para la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 (Campo Chocol).
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

- v. Con base en la información de campos nacionales, se realizó la búsqueda de campos análogos para el campo Chocol, para ello se seleccionaron los campos que contienen yacimientos de edad Cretácico Superior y que presentan condiciones similares a nivel roca y fluido, considerando propiedades promedio de porosidad, saturación de agua inicial, calidad API, factor de volumen de aceite y relación de solubilidad considerando tipo de yacimiento aceite negro y aceite volátil, se toma en cuenta un parámetro importante en el comportamiento dinámico, identificando la magnitud de energía del yacimiento comparando la presión inicial de los campos y comportamiento durante su vida productiva,

[Handwritten signatures and marks]

identificando como posibles análogos del campo Chocol a los campos: Agave, Arroyo Zanapa, Chiapas-Copanó, Chintul, Comoapa, Gaucho, Nicapa, Puerto Ceiba y Sunuapa. Los factores de recuperación finales de estos campos análogos se presentan en la Figura 14 y Tabla 8.

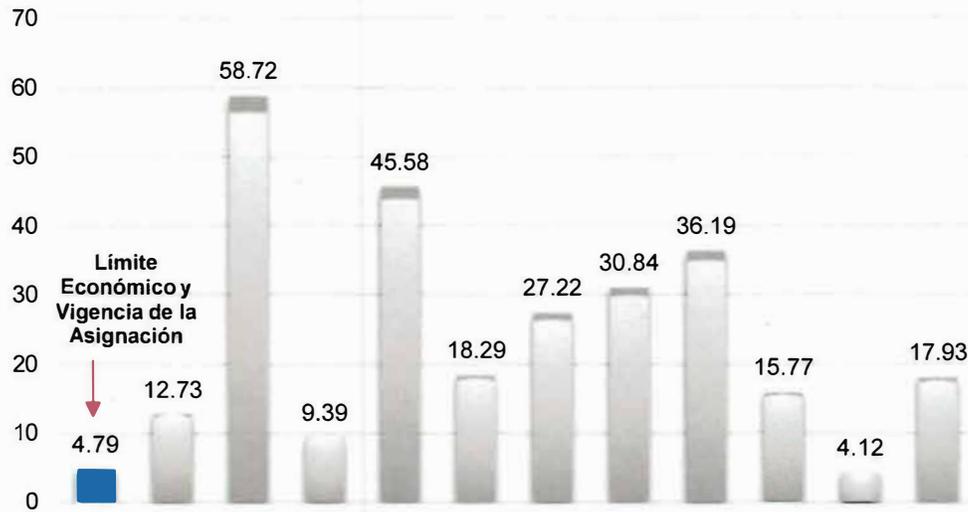


Figura 14. Factores de recuperación análogos para la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 (Campo Chocol).
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

Campo	Yacimiento	FR final %
Chocol	KS	4.79
Agave	KS BIII	12.73
Agave	KS BI	58.72
Arroyo Zanapa	KS	9.39
Chiapas-Copanó	KS	45.58
Chintul	KS	18.29
Comoapa	KS	27.22
Gaucho	KS	30.84
Nicapa	KS	36.19
Puerto Ceiba	KS-KI	15.77
Sunuapa	KS B-IV	4.12
Sunuapa	KS BE-CAMP	17.93

Tabla 8. Factores de recuperación análogos para la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 (Campo Chocol).
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

Mediante la Metodología de Thomas Blasingame, Valentina Bondar y J.C. Palacio, se graficó el inverso del gasto de producción de aceite ($1/q_0$) con respecto a la relación entre la producción acumulada de aceite y el gasto de producción de este fluido (Np/q_0) (Figura 15). En la curva obtenida se observan múltiples inflexiones que representan la entrada de los pozos de desarrollo, dichas inflexiones reducen su ocurrencia cuando todos los pozos de desarrollo considerados han iniciado producción. Al analizar la pendiente de la curva en el periodo creciente de la misma, la Metodología permite calcular recuperación final estimada (EUR, por sus siglas en inglés), a través del cálculo del inverso del valor de dicha pendiente, permitiendo estimar un EUR de 6.37 millones de barriles de aceite. En consecuencia, al dividir este volumen acumulado entre el volumen original del yacimiento se infiere que se pudiese alcanzar un factor de recuperación (FR) del 4.94% bajo el esquema de extracción propuesto.

[Handwritten signatures and scribbles in blue ink]

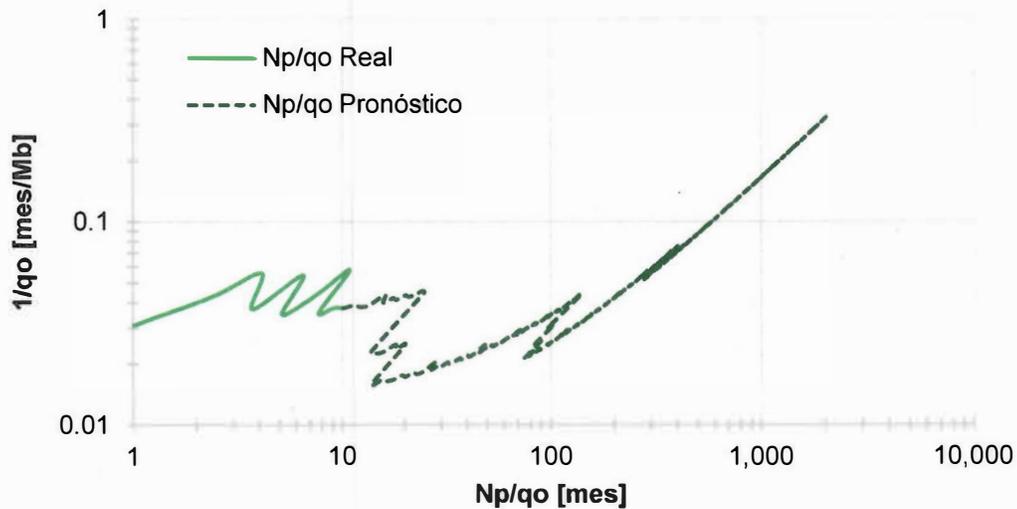


Figura. 15. Cálculo de la EUR mediante tiempo de balance de materia.
(Fuente: CNH con información presentada por PEP).

Por consiguiente, de los análisis antes expuestos con base en la información proporcionada por PEP, el Plan de Desarrollo prevé la utilización de métodos y procesos adecuados para maximizar el Factor de Recuperación en condiciones económicamente viables, en términos del artículo 44 fracción II de la Ley de Hidrocarburos y del artículo 7, fracción II de los Lineamientos.

d) Análisis Económico

La aprobación del Plan de Desarrollo considera un análisis económico respecto de los siguientes conceptos:

1. Programa de Inversiones y,
2. Indicadores de evaluación económica

Lo anterior, con base en lo establecido en los numerales I.6.3 y I.6.7, de la sección 2. Contenido del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, de la Guía para los Planes de Desarrollo de Hidrocarburos (Anexo II de los Lineamientos).

En los artículos 9 y 20 de los Lineamientos se establece que el contenido de los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos se detalla en el Anexo II de los Lineamientos. De igual forma, el artículo 11 de los Lineamientos señala que los planes deben contar con un análisis técnico económico que sustente la maximización del valor de los hidrocarburos a lo largo de la vida de los yacimientos o campos en condiciones económicamente viables, y la selección de las mejores prácticas de la industria.

Es así como, en cumplimiento al mandato legal establecido, a continuación, se presentan los resultados del Análisis económico. Al respecto, se destaca la observancia de la viabilidad económica del proyecto presentado en el Plan de Desarrollo, a través de la información referente al Programa de Inversiones e indicadores económicos.

e) Programa de Inversiones

El Programa de Inversiones es consistente con la información presentada correspondiente al Plan de Desarrollo; y fue presentado de conformidad con lo establecido en el catálogo de costos de los *Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos y la*

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature on the right and several initials below it.]

actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos, de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (en adelante, Lineamientos de Hacienda).

El Plan de Desarrollo estima un monto global de 139.58 millones de dólares: 115.43 millones de dólares asociados al Programa de Inversiones, de los cuales, 46.02 millones corresponden a Inversiones (40%) y 69.41 millones a gasto operativo (60%); y 24.15 millones de dólares correspondientes a otros egresos¹.

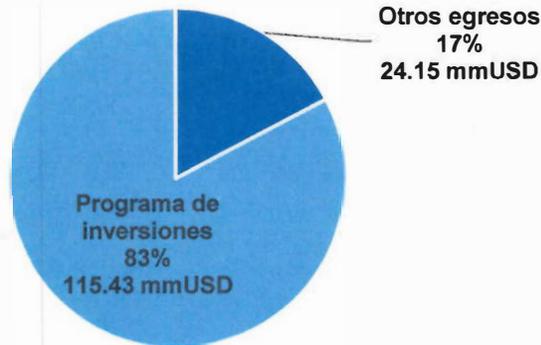


Figura 16. Distribución de gastos totales del Programa de Inversiones y Otros Egresos 139.58 millones de dólares.
(Fuente: CNH con información presentada por PEP).

Las Figuras 17, 18, 19, 20 y 21, muestran el monto del Programa de Inversiones, desglosado por Actividad Petrolera; y a su vez, cada una de ellas por Sub-actividad.

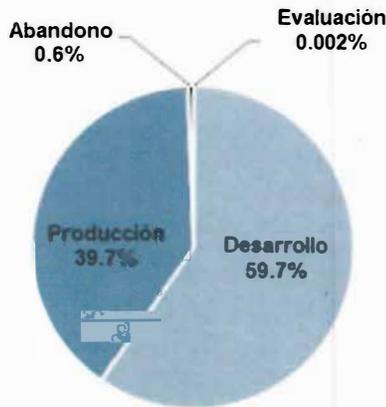


Fig. 17. Distribución de Inversiones por Actividad Petrolera 115.43 millones de dólares.
(Fuente: CNH con información de PEP).



Fig. 18. Distribución de Inversiones. Actividad Petrolera Evaluación. 0.002 millones de dólares.
(Fuente: CNH con información de PEP).

¹ Monto que Pemex especifica se refiere a erogaciones por concepto de manejo de la producción y mantenimiento en las instalaciones fuera de la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 y del área del Campo Chocol, correspondiendo a pagos por servicios en otras Asignaciones.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and several smaller ones, some with the number '777' written below.

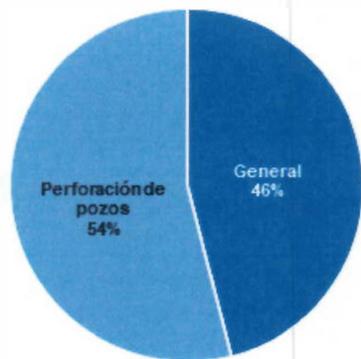


Fig. 19. Distribución de Inversiones. Actividad Petrolera Desarrollo. 68.89 millones de dólares. (Fuente: CNH con información de PEP).

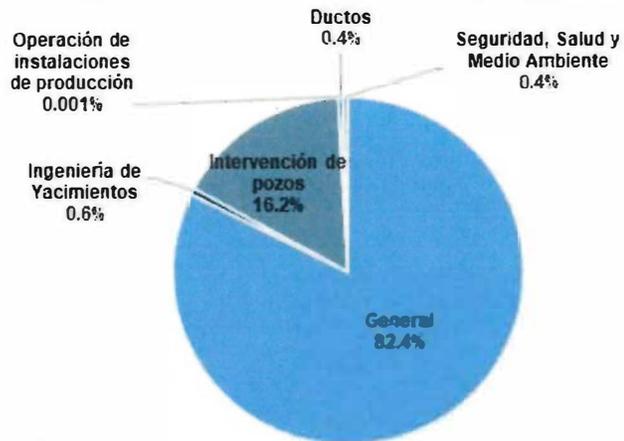


Fig. 20. Distribución de Inversiones. Actividad Petrolera Producción. 45.88 millones de dólares. (Fuente: CNH con información de PEP).



Figura 21. Distribución de Inversiones. Actividad Petrolera Abandono. 0.66 millones de dólares. (Fuente: CNH con información presentada por PEP).

Actividad Petrolera	Sub-Actividad Petrolera	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Evaluación	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Desarrollo	General*	0.54	4.82	4.82	3.96	3.25	2.68	2.20	1.80	1.48	1.22	1.00
	Perforación de pozos	37.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Producción	General**	3.32	2.75	2.25	1.83	1.50	1.24	2.33	4.22	3.34	2.66	2.10
	Ingeniería de Yacimientos	0.00	0.00	0.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Intervención de pozos	0.12	0.26	0.22	0.19	0.18	0.19	1.83	0.99	0.23	0.20	0.18
	Operación de instalaciones de producción	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Ductos	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones***	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total Programa de Inversiones		41.19	7.86	7.58	6.00	4.95	4.13	6.38	7.03	5.08	4.10	3.30
Otros egresos		1.78	3.48	2.08	1.54	2.93	1.40	1.49	1.74	1.15	1.11	0.95
Total gastos Plan de Desarrollo		25.47	28.84	9.66	7.54	7.88	5.53	7.87	8.77	6.22	5.20	4.25

Actividad Petrolera	Sub-Actividad Petrolera	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	Total
Evaluación	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.002
Desarrollo	General*	0.82	0.67	0.56	0.46	0.37	0.31	0.25	0.21	0.17	0.10	31.69
	Perforación de pozos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	37.20
Producción	General**	1.67	1.53	1.78	1.40	1.11	0.88	0.70	0.55	0.44	0.24	37.83
	Ingeniería de Yacimientos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.27
	Intervención de pozos	0.18	1.03	0.20	0.18	0.23	0.20	0.18	0.23	0.18	0.14	7.39
	Operación de instalaciones de producción	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.0004
	Ductos	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.19
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones***	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.66	0.66
Total Programa de Inversiones		2.69	3.26	2.56	2.06	1.74	1.40	1.15	1.01	0.81	1.15	115.43
Otros egresos		1.04	0.42	0.39	0.39	0.38	0.48	0.22	0.35	0.58	0.26	24.15
Total gastos Plan de Desarrollo		3.73	3.68	2.95	2.45	2.11	1.88	1.38	1.36	1.39	1.40	139.58

Las sumas pueden no coincidir por redondeo

*Considera un monto por 31.69 MMUSD de gasto operativo.

**Considera un monto por 0.11 MMUSD de inversión y 37.72 MMUSD de gasto operativo.

***Esta cifra, 0.66 millones de dólares, corresponde a inversión relacionada a la actividad de Abandono con un horizonte de tiempo de 2040. Se considera el total del monto de abandono (a 2040), en virtud de la obligación que tiene el Operador de realizar tal actividad independientemente del periodo a considerar.

Tabla 9. Desglose anual del Programa de Inversiones por Actividad Petrolera y otros egresos (millones de dólares).
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

f) Evaluación Económica

En este apartado, se presentan los indicadores económicos obtenidos de la evaluación económica realizada por la Comisión, a partir de los perfiles de costos y producción, tasa de descuento y tipo de cambio propuestos por el Asignatario.

La evaluación económica se efectúa considerando las siguientes premisas:

Premisas	Valor	Unidades	Comentarios
Producción de aceite	5.9	mmb	
Producción de gas	4.7*	mmmpc	
Precio del aceite	65.75	USD/b	Promedio
Precio del gas	6.21	USD/mpc	Promedio
Inversiones	46.02	mmUSD	
Gasto operativo	69.41	mmUSD	
Otros egresos**	24.15	mmUSD	
Tasa de descuento	7.5	%	Se asume igual durante la vida del proyecto
Tipo de cambio	18.7	MXN/USD	Se asume igual durante la vida del proyecto

* Gas producido menos gas no aprovechado.

** En virtud de que Pemex determinó que se refiere a erogaciones por concepto de manejo de la producción y mantenimiento de instalaciones fuera de la Asignación y del Campo Chocol, que corresponden a pagos por servicios, se consideró como gasto operativo en la evaluación económica.

Tabla 10. Premisas consideradas al realizar la evaluación económica.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

Los resultados del ejercicio de evaluación económica que se obtienen considerando las variables descritas, se muestran a continuación:

	Antes de Impuestos	Después de Impuestos*	Unidad
VPN	172	0.01	mm USD
VPI	40.8	40.8	mm USD
VPN/VPI	4.23	0	Adimensional
TIR	527	7.5	%

*El Asignatario también presenta indicadores económicos positivos en el ejercicio de evaluación económica.

Tabla 11. Indicadores de Evaluación Económica.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

A partir del análisis descrito, se concluye que el proyecto propuesto resulta rentable y económicamente viable, antes de impuestos, así como considerando lo establecido en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos en cuanto al régimen fiscal aplicable.

Lo anterior considerando que las actividades físicas contempladas en el Plan de Desarrollo no sufran variación que impacte la rentabilidad del proyecto.

Impacto en la evaluación económica de variaciones en principales variables

Utilizando las mismas premisas descritas, a continuación, se presentan los factores de riesgo asociados a la viabilidad económica del proyecto, derivado de variaciones en precio del gas y de la producción.

Precio del gas

En las Figuras 22 y 23 se presenta el valor presente esperado de los flujos antes y después de impuestos y derechos a favor del Estado en los términos arriba indicados. Cada punto de las líneas se asocia a una realización de precio del gas de acuerdo con el eje horizontal, que va de 6.18 a 6.24 dólares por miles de pies cúbicos; cabe mencionar que, para el análisis realizado, el precio del aceite se mantiene constante. En el panel superior se muestra el valor después de impuestos y de derechos y en el inferior, antes de impuestos y derechos. Se observa la sensibilidad del proyecto frente a variaciones de precio del gas. Para que el proyecto sea económicamente inviable después de impuestos y derechos el precio del gas debe mantenerse por debajo de 6.20 dólares por miles de pies cúbicos.

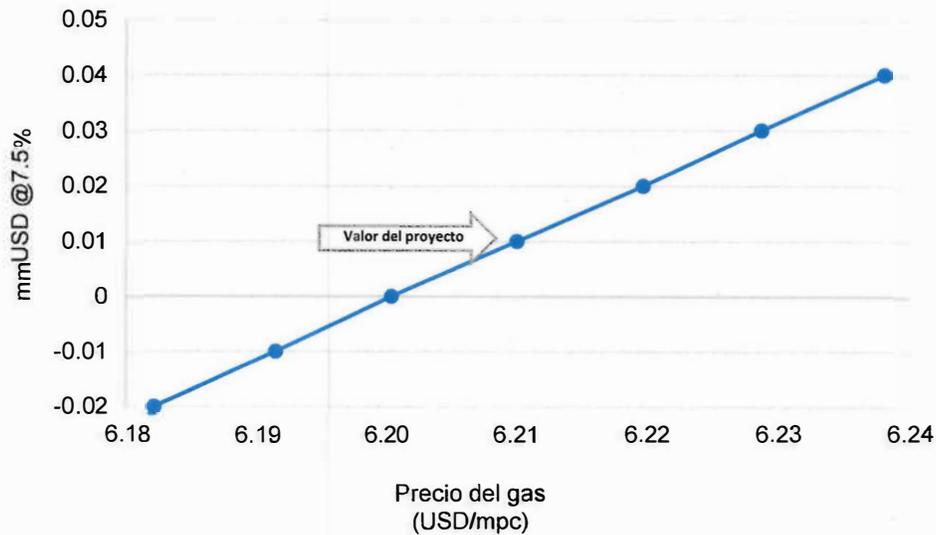


Figura 22. Valor presente esperado después de impuestos vs. Precio del gas.
(Fuente: CNH con información presentada por PEP).

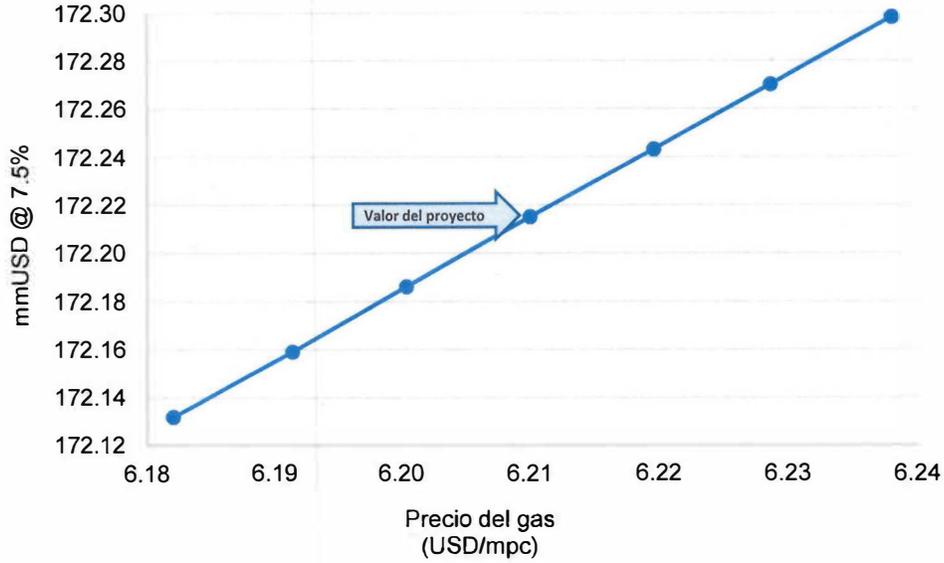


Figura 23. Valor presente esperado antes de impuestos vs. Precio del gas.
(Fuente: CNH con información presentada por PEP).

Volumen de producción

En las Figuras 24 y 25 se presenta el valor presente esperado de los flujos antes y después de impuestos y derechos a favor del Estado en los términos arriba indicados (línea azul). Cada punto de las líneas se asocia a una variación en la producción de petróleo crudo equivalente de acuerdo con el eje horizontal, que va del -14% al 30% de la producción original; cabe mencionar que, para el análisis realizado, se considera además un escenario en el que el pozo Chocol 3 no es perforado conforme a lo reportado por el Asignatario en su Plan (línea roja). En el panel superior se muestra el valor después de impuestos y de derechos y en el inferior, antes de impuestos y derechos. Para que el proyecto sea económicamente inviable después de impuestos y derechos, la producción de petróleo crudo equivalente debe disminuir un 0.01%.

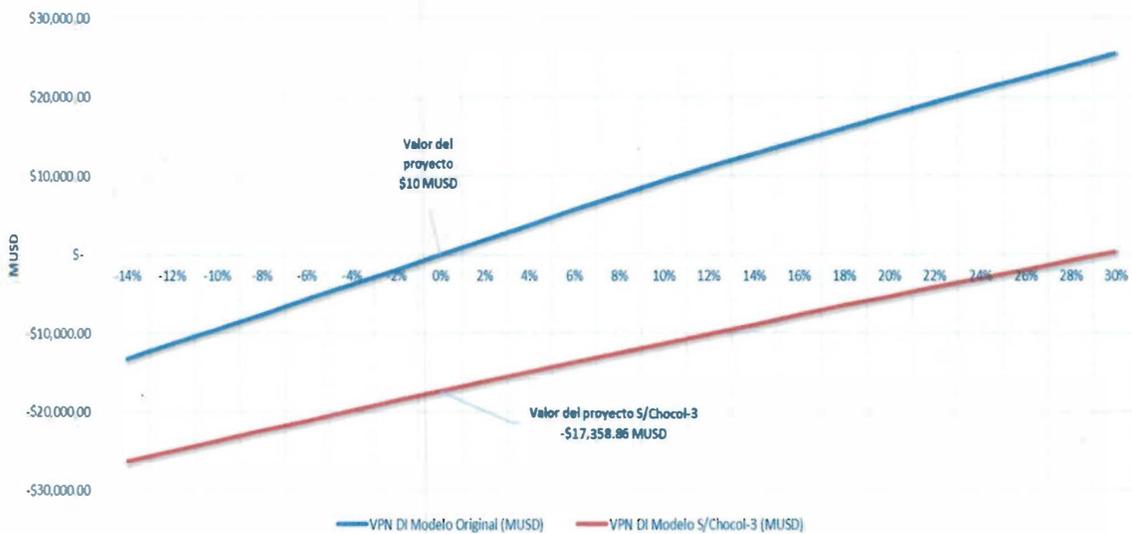


Figura 24. Valor presente esperado después de impuestos vs. Variación en la producción de PCE. (Fuente: CNH con información presentada por PEP).

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

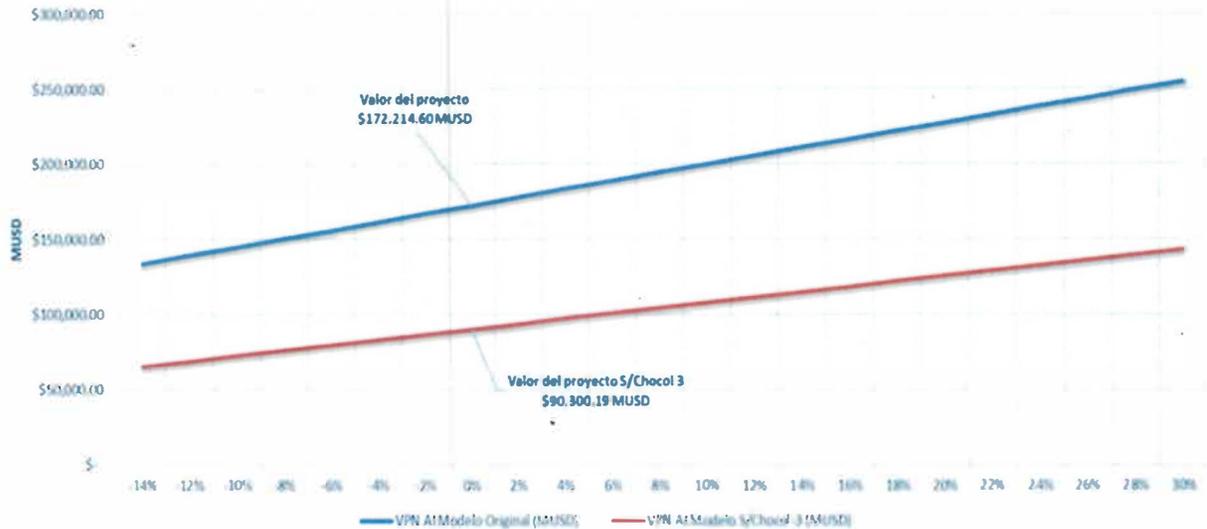


Figura 25. Valor presente esperado antes de impuestos vs. Variación en la producción de P CE. (Fuente: CNH con información presentada por PEP).

g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

El Campo Chocol actualmente se encuentra produciendo hidrocarburos a través de una Prueba de Alcance Extendido (en adelante, PAE), aprobada por la Comisión mediante la Resolución CNH.E.56.001/17, el 7 de noviembre de 2017 inició actividades a partir del 13 de noviembre de 2017 se iniciaron la PAE en el pozo Chocol-1 perteneciente a la Macropera Chocol-1, donde actualmente es el único pozo perforado.

La producción de este campo se transporta por una línea de descarga de 6" Ø x 4.1 km desde el pozo Chocol-1 a la interconexión con el Oleogasoducto de 16" Ø x 53.7 TMDB – Batería de Separación Cunduacán, que también transporta la producción de las Asignaciones: A-0342-M-Campo Tokal, AR-0404-Campo Ayapa, A-0338-M - Campo Tintal, así como la correspondiente a la Asignación A-0115-M-Campo Cupaché.

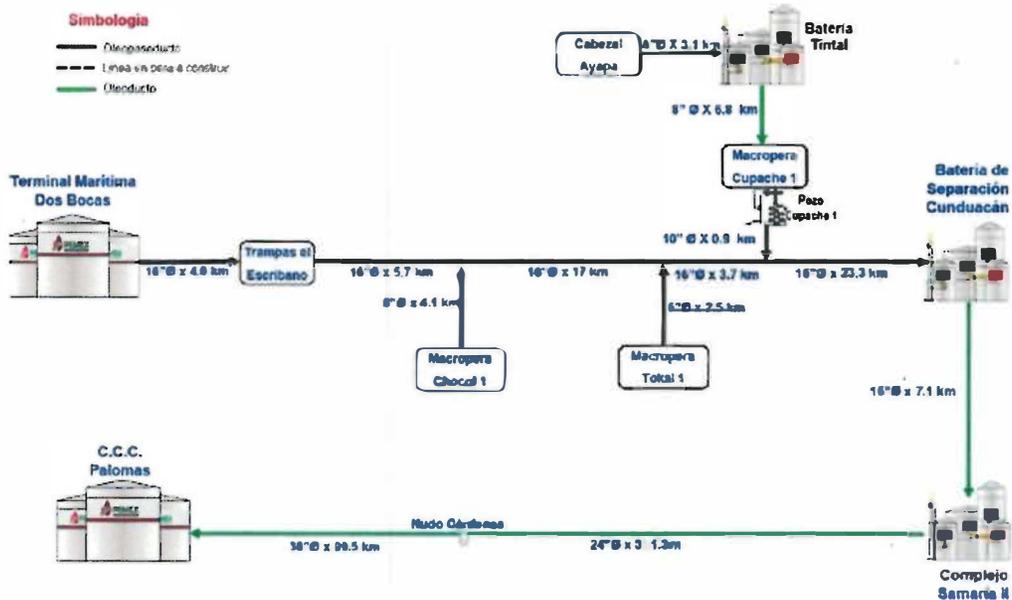


Figura 26. Diagrama de la infraestructura actual de producción de Campo Chokol. (Fuente: CNH con información presentada por PEP).

La producción de las asignaciones antes mencionadas se alimenta a un sistema de medición de referencia, localizado en la Batería de Separación Cunduacán, con la finalidad cuantificar la producción de aceite, agua y gas, que el Activo Integral de Producción BS03, está entregando al Activo Integral de Producción BS02.

En la Batería de Separación Cunduacán, los líquidos se segregan para enviarse posteriormente por un Oleoducto de 16" Ø X 7.1 km al Complejo Samaría II, donde se acondiciona el aceite, para cumplir con las especificaciones comerciales y finalmente el aceite tratado, se envía al Nudo Cárdenas por un Oleoducto de 24" Ø x 31.3 km y posteriormente es transportado por un Oleoducto de 36" Ø x 99.5 km al C.C.C. Palomas para su distribución comercial.

Actualmente en la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05-Campo Chocol, tiene en operación una línea de descarga de 6"Ø x 4.1 km desde el pozo Chocol-1 a la interconexión con el Oleogasoducto de 16"Ø x 54.4 TMDB – Batería de Separación Cunduacán, que también transporta la producción de las Asignaciones A-0342-M-Campo Tokal, AR-0404-Campo Ayapa, A-0338-M - Campo Tintal, así como la correspondiente a A-0115-M - Campo Cupaché. El Oleogasoducto de 16" Ø x 54.4 TMDB – Batería de Separación Cunduacán no pertenece a la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05-Campo Chocol.

Infraestructura	Características	Capacidad instalada	Fecha de instalación
Líneas de descarga	1 Línea de descarga de 6" Ø X 4.1 km desde el pozo Chocol 1 hasta la interconexión con el Oleogasoducto de 16" Ø TMDB- B.S. Cunduacán.	8.0 MBPD, RGA= 70 M3/M3	2017

Una vez aprobado el Plan de Desarrollo, PEP considera mantener las Pruebas de Alcance Extendido del pozo Chocol-1 hasta el 31 de diciembre de 2018, perforar dos pozos y realizar cuatro reparaciones mayores, por lo que se prevé realizar una inversión de 46.1 MMUSD para extraer un volumen de 5.9 MMB de aceite y 4.8 MMMpc, de gas en el periodo de Desarrollo 2020-2039. (Figura 24)

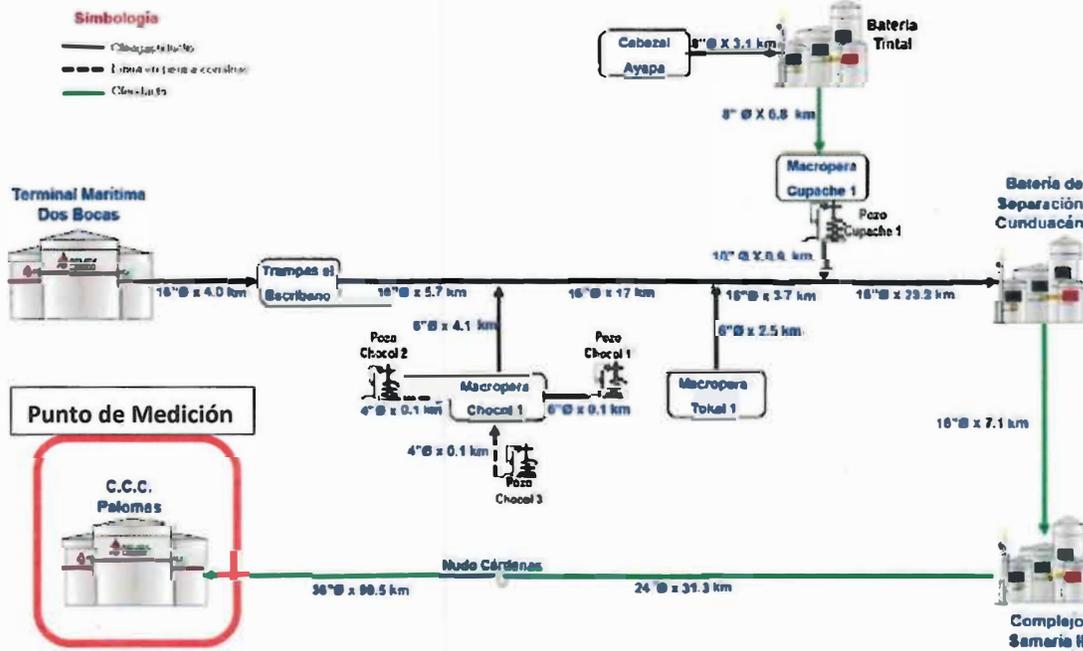


Figura 17. Diagrama de la infraestructura futura del Campo Chocol.
(Fuente: CNH con información presentada por PEP).

Considerando la siguiente infraestructura para la implementación del Plan de Desarrollo para la Extracción y puesta en marcha de las obras mostradas en la siguiente tabla.

Infraestructura	Características	Uso individual	Fecha de instalación
Línea en pera	4" Ø x 0.1 km del pozo Chocol 2 en la macro-pera Chocol y amarre de la línea de descarga de 4" Ø al cabezal Chocol 1.	Individual	2019
Línea en pera	4" Ø x 0.1 km del pozo Chocol 3 en la macro-pera Chocol y amarre de la línea de descarga de 4" Ø al cabezal Chocol 1.	Individual	2019
Línea en pera	Cabezal de recolección de grupo de 6" Ø con 4 acometidas de 4" Ø y medición en 4" Ø en Macropera Chocol 1.	Compartido	2019

Tabla 12. Infraestructura futura de la Asignación AE-0055-4M-Campo Chocol.

(Fuente: CNH con información presentada por PEP).

Por lo que, derivado de lo anterior PEP realiza la siguiente propuesta para los Puntos de Medición para el Petróleo y Gas Natural del Área de Asignación:

Medición de Petróleo

Para el manejo, medición y determinación de la calidad del Petróleo, PEP propone como medición Fiscal los Puntos de Medición (Anexo 3 de los LTMMH) del Centro Comercializador Palomas, con TAG PA-100, 200, 300, 500, 700, 1700. Todos de tecnología ultrasónica.

Para la Medición de Transferencia los sistemas de Medición ubicados en la Planta Deshidratadora Samaria II con TAG MTCA-APSL-PDSAMII FE-101 de 10" Ø, con tecnología ultrasónica.

En la Medición de Referencia se consideran los Sistemas de Medición ubicados en la Batería de Separación Cunduacán con TAG MRA-AIPBS03-BSCUN-SVBP4-M1. Actualmente se realiza la evaluación y adecuación a los Mecanismos de Medición de flujo asociadas a las líneas de descarga de líquidos y gases en el Separador Vertical de Baja Presión (SVBP-4), traspaso Bloque 03- BS-02.

Actualmente se están realizando Pruebas de Alcance Extendido en el Pozo Chocol-1, realizando la cuantificación de los hidrocarburos provenientes de dichas pruebas con una frecuencia mensual, empleando infraestructura tal como un separador trifásico instrumentado con sistemas de medición del tipo Másico Coriolis para los líquidos (aceite y agua) y Placa de Orificio para el gas.

Para las pruebas de producción y las pruebas derivadas de las reparaciones futuras a los pozos de la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 Campo Chocol, las cuantificaciones de los hidrocarburos se realizarán por medio de medidores Multifásicos con fuente radioactiva.

Medición Gas Natural

Para el manejo, medición y determinación de la calidad del Gas Natural PEP propone la medición Fiscal los Sistemas de Medición de los Centros Procesadores de Gas Nuevo Pemex y Cactus con TAG PM-11 y PM-01, PM-66. Todos del tipo Presión Diferencial.

Para la Medición de Transferencia se utilizarán los Sistemas ubicados en la Estación de Compresión Cunduacán I con TAG TC-APSL-CCUN-MU-01 y en la Estación de Compresión II con TAG TC-APSL-CCUN-MU-02. Ambos con tecnología ultrasónica.

Para la Medición de Referencia se utilizarán los Sistemas de Medición ubicados en la Batería de Separación Cunduacán con TAG MRG-AIPBS03-BSCUN-SVBP4-M2 de tipo separador bifásico, MRG-APSL-BSCUN-PO-1, del tipo Placa de Orificio.

Actualmente se están realizando Pruebas de Alcance Extendido en el Pozo Chocol-1, realizando la cuantificación de los hidrocarburos provenientes de dichas pruebas con una frecuencia mensual, empleando infraestructura tal como un separador trifásico instrumentado con sistemas de medición del tipo Másico Coriolis para los líquidos (aceite y agua) y Placa de Orificio para el gas.

Para las pruebas de producción y las pruebas derivadas de las reparaciones futuras a los pozos de la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 Campo Chocol, las cuantificaciones de los hidrocarburos se realizarán por medio de medidores Multifásicos con fuente radioactiva.

Medición de Condensado

Para la medición de condensados contenidos en la corriente de gas húmedo PEP propone que estos serán determinados de manera teórica sustentada a través del estándar API MPMS 14.5, realizado en la descarga de las Estaciones de Compresión Cunduacán I y Cunduacán II, donde el punto de muestreo del Gas Natural para determinar la composición cromatográfica será en los sistemas de medición instalados en esta ubicación.

Balances de Producción

La metodología de balance volumétrico de líquidos presentado por PEP es robusta y consistente. El procedimiento operativo para elaborar el balance volumétrico de la producción se basa en el Sistema Informático de la Administración de la Producción de PEP, SIAPPEP, el cual considera el ajuste volumétrico desde Puntos de Venta hacia asignaciones de producción calculado a partir de la diferencia de la disponibilidad y distribución de los hidrocarburos producidos.

Con relación a la calidad de los hidrocarburos líquidos se tomarán muestras para su posterior análisis en el Laboratorio Central Zona Industrial.

Para la metodología de balance volumétrico de gas, el Operador considera la misma filosofía que el balance volumétrico de petróleo basado en el Sistema Informático de la Administración de la Producción de PEP, SIAPPEP, el cual considera el ajuste volumétrico de la disponibilidad y distribución de los hidrocarburos producidos. PEP considera algunas premisas las cuales son aplicadas en el balance de gas: el volumen de gas de pilotos de los quemadores de las instalaciones del AIPS03 es constante y determinado con base en el diseño de cantidad de gas que puede manejar el piloto. Los volúmenes de gas quemado son reportados por el Activo con en base la medición, cabe mencionar que el uso del quemador solamente se realizará por algún caso de emergencia.

El hidrocarburo líquido es enviado a la Batería de Separación Cunduacán en donde se mezclan con las corrientes de las asignaciones: A-0342-M-Campo Tokal, AR-0404-Campo Ayapa, A-0338-M - Campo Tintal, así como la correspondiente a A-0115-M - Campo Cupaché. Posteriormente, la corriente de hidrocarburos líquidos es enviada a la Planta Deshidratadora Samaria II y por último al punto de venta fiscal ubicado en CCC Palomas. Para los hidrocarburos gaseosos, después de pasar por la B.S. Cunduacán se envían a la Estación de Compresión Cunduacán para posteriormente llegar a los puntos de venta fiscal ubicados en CPG Nuevo Pemex y CPG Cactus. Por esta razón, es necesario la aplicación del prorrateo, distribución proporcional de volúmenes en numerosas partes, para la asignación de los volúmenes de aceite y gas perteneciente a la AE-0055-4M-Mezcalapa-05 Campo Chocol.

Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos



Datos Generales:

Nombre del Asignatario o Contratista:	Pemex Exploración y Producción
No. de Contrato o Asignación:	AE-0035-4M-Mezcalapa-05-Campo Choccol
Nombre de la Asignación o Área Contractual:	AE-0035-4M-Mezcalapa-05-Campo Choccol
Tipo de Plan a evaluar:	Modificación al Plan de Desarrollo

No.	Artículo de los LTM/MI/Contrato/Guía	Objetivo/tema	Criterio de evaluación	Cumplimiento Si/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.M.	LTM/MI, Capítulo III y IV	determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	si	La producción de la Asignación AE-0035-4M-Mezcalapa-05-Campo Choccol, se genera en la Macropeca Choccol 1, manteniendo la producción a las baterías de separación para su posterior envío en diferentes fases a los Puntos de Medición.	Cabe resaltar que toda la infraestructura se encuentra fuera de la asignación
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTM/MI, Capítulo II	De los sistemas de medición	si	Presenta propuestas de puntos de medición para aceite, gas y condensado, los cuales se encuentran acompañados de las ubicaciones de los mismos y el tipo de sistema utilizado.	Adicionalmente presenta la actualización de los sistemas de medición de los hidrocarburos
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTM/MI	si	Se presentó la Política de Medición asociada a un Plan Rector de Medición 2016-2020.	Deberá el Operador entregar una política de medición asociada a los años posteriores una vez culminado el Plan asociado.
4	42, fracción III	Procedimientos:				
		• Mantenimiento	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionadas con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.	si	Se presentó el Procedimiento Operativo de Mantenimiento a los Sistemas de Medición. PO-PO-MA-0012-2017.	Se deberá entregar una versión más actualizada
		• Confirmación metrológica		si	Se presentó el Procedimiento de Confirmación Metrológica a los Sistemas de Medición. PO-PO-OP-0144-2017.	
		• Elaboración de balance		si	Se presentó el procedimiento para el balance.	En este procedimiento se contempla la asignación de volúmenes y calidad de los hidrocarburos
• Calibración de los instrumentos de medida	si	Se presentó el Procedimiento operativo de Calibración a los Sistemas de Medición. PO-PO-OP-0134-2017.				
5	42, fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DITs, isométricos), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta	si	Se presentaron diversos diagramas mostrando la infraestructura general para la medición de Petróleo, Agua y Gas desde la boca del pozo hasta el Punto de Medición.	
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTM/MI	si	Se presentaron las ubicaciones de los Puntos de Medición, también se documentaron las ubicaciones geográficas de las mediciones Operacionales, de Referencia, de Transferencia y Fiscales para Aceite, Gas y Agua.	
7	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DITs, isométricos). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia, en sitio o bien los a Se deberá dar cumplimiento a los establecido en el artículo 20,	No	No presenta diagramas de los instrumentos de medida, tan solo su ubicación y el tipo de medición a utilizar.	
8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores.	si	El Operador declara que no se compartirán los Puntos de Medición	
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	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	si	Presentó lo siguiente: programas de calibración, programas de Mantenimiento, programa de incertidumbre, verificación, capacitación, actualización del censo, programa de tridector, programa de diagnóstico, de confirmación metrológica, de indicadores de desempeño para transferencia, referencia y operacionales.	Los programas de mantenimiento, calibración, verificaciones, cálculo de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizaron a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo de la Asignación AE-0035-4M-Mezcalapa-05-Campo Choccol, se llevarán a cabo hasta el año 2019 y
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTM/MI, 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	Se presenta un programa de mejora para la incertidumbre de medida de los puntos de medición "Programa de actividades para el cálculo de Incertidumbre de los Puntos de Medición a cargo de Pemex Logística", programando Enero y Junio de 2019 para Petróleo y Gas. Aunado a esto se presentaron programas de actualización del cálculo de incertidumbre para las mediciones Operacionales, de referencia y transferencia para Petróleo y Gas.	"Programa de actividades para el cálculo de incertidumbre de los Puntos de Medición a cargo de Pemex Logística" Programa de actualización.

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 LTMHM.	si	Presentó una evaluación económica de mejora a la rehabilitación de los sistemas de medición y aseguramiento de la confiabilidad de la medición de hidrocarburos líquidos y gas a la salida del separador bifásico de la corriente chocol-tintal-tokal-cupaché en Batería de Separación Cunduacan, la cual tuvo un periodo de 3 meses (marzo a mayo de 2018)	Se obliga al operador entregar una actualización de la evaluación económica agregando gastos posteriores al mantenimiento, calibración y verificación de los sistemas de medición
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	Se presentó un programa para la implementación de la Bitácora Electrónica de registro de actividades, las cuales contemplan el registro y/o actualización de expedientes, el cual no da cumplimiento a todos los artículos solicitados en su totalidad.	Se deberá entregar el programa y documento, ambos actualizados de la Implementación de las actividades enfocadas al cumplimiento de los Artículos 7, fracción IV artículo 10, artículo 42 fracción X, artículo 50 de los LTMHM
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	si	Se entregaron programas de diagnósticos metrologicos a los Sistemas de Medición de transferencia y Referencia, así como un programa de Actividades de diagnóstico de los Puntos de Medición a cargo de Pemex Logística.	
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	Se presentaron evidencias de la competencias técnicas del personal responsable de la administración, mantenimiento y operación de los Sistemas de Medición de la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05-Campo Chocol.	
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	Presentó los indicadores de desempeño los cuales no son suficientes para el cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	11. En cuanto a los indicadores de desempeño, se obliga al Operador Petrolero a tomar en cuenta con el cumplimiento en su totalidad con lo estipulado en los LTMHM para los indicadores de desempeño (10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33) y así
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	Se presentaron los datos de contacto del Responsable Oficial encargado de la comunicación y/o comprometer al Operador con la Comisión, así como sus competencias técnicas que avalan sus conocimientos sobre los sistemas de medición propuestos para cuantificar la producción de hidrocarburos de la Asignación.	
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, verifiquen diagramas.	si	Se presentaron los diagramas de los sistemas de Medición en el Punto de Medición, en donde se identifica que no existen derivaciones.	
18	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	Presentó la descripción de la implementación de la telemetría en los Puntos de Medición C.C.C. Palomas y C.P.G. Cactus, mientras que para los Puntos de Medición de C.P.G. Cactus y Nuevo Pemex se entregó un programa donde la calidad (en segunda etapa) es implementar telemetría en los Puntos de Medición Fiscal y transferencia.	Se deberá entregar una propuesta de implementación de monitoreo a la producción cuantificada en las mediciones operacionales, de referencia y transferencia.
19	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	El Operador Presento dentro de sus Puntos de Medición propuestos que lo que corresponde a calidad serán verificadas en laboratorio conforme a normatividad aplicable y apegada al Anexo II de los LTMHM.	
20	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemétricos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	si	Los sistemas de medición propuestos incluyen computadores de flujo con capacidad de resguardo de información.	
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	si	Se presentaron certificados de calibración de los instrumentos de medida enunciando su trazabilidad metrológica.	
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 permeante. En	no	No cuenta con patrones de referencia en campo	Las calibraciones serán realizadas a través de un tercero
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 cálculo para el balance del área.	si	Se presenta el punto donde se mide el agua que es Planta Deshidratadora Samaria II, presentándose el muestreo o corte determinando los niveles de agua y aceite, infraestructura para drenar el agua y que se realiza con ella.	
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	si	Para el manejo y proceso de la producción de la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05-Campo Chocol, se realiza bajo Medición Multifásica (MPFM-Multiphase Flow Meter) a boca de pozo.	
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.	No	El Operador menciona en su PDE lo siguiente: PEMEX sometió para aprobación de la Comisión el Plan de Exploración y Evaluación de esta Asignación mediante oficio PEP-DG-SAPEP-GCR-1063-2017 el 22 de septiembre de 2017. El Plan incluía como parte integral del mismo el Programa de Evaluación correspondiente al descubrimiento Chocoll, el cual consideraba la realización de una Prueba de Alcance Extendido (PAE) para el Intervalo del Cretácico.	

Derivado de la propuesta presentada para los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición de la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05-Campo Chocol, la Dirección General de Medición (en adelante, DGM) manifiesta que, PEP presentó la información y requerimientos necesarios para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, los cuales fueron evaluados de conformidad con lo establecido en los LTMMH, además que de conformidad con el artículo 43 de los mismos se solicitó la opinión de la ubicación por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Solicitud Opinión a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.711/2018 de fecha 8 de noviembre de 2018, a lo cual mediante Oficio 352-A-155 con fecha del 13 de noviembre de 2018, se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por PEP para el área de asignación correspondiente a Chocol, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a dos premisas, 1) determinar el volumen y calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida de conformidad con los LTMMH y, 2) la incorporación de una metodología de bancos de calidad.

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

Obligaciones

PEP deberá:

1. Dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el Plan de Desarrollo por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen,
2. Dar aviso a esta Comisión, – a través de la DGM, cuando se finalice con cada una de las actividades relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo.
3. Dar aviso a la Comisión de la entrada en funcionamiento de los Sistemas de Medición como lo estipula el artículo 48 de los LTMMH.
4. Reportar los volúmenes y calidades del Petróleo y Gas Natural a medir, de conformidad con lo establecido en los LTMMH y normatividad vigente.
5. Adoptar un sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición basado en la norma ISO 10012, de conformidad con lo establecido en los LTMMH, el cual contendrá y resguardará la información relacionada con los sistemas de medición y los Mecanismos de Medición.
6. Proporcionar el balance de los autoconsumos y características de los equipos generadores de autoconsumos, así como de los equipos que bombean y miden el agua, a fin de dar cumplimiento con el artículo 10 de los LTMMH.
7. Actualizar y mantener el censo de los sistemas de medición usados en los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición operacional, referencial y de transferencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen.
8. Mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición.
9. Utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en el Punto de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH.



10. Reportar la calidad del gas correspondiente al Campo Chocol. Adicionalmente una vez que comience a operar, se deberá enviar el reporte de la calidad y la evidencia de los resultados del análisis de laboratorio.
11. Entregar la programación de aforos de los pozos donde se realizarán pruebas.

Asimismo, deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así como lo establecido en el Dictamen.

De igual forma, es necesario que PEP cuente con información actualizada sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre del volumen medido estimado sobre el volumen a condiciones de referencia, monitoreo y transmisión de los datos en tiempo real y cada una de las variables asociadas a los Sistemas de Medición de cada una de las mediciones propuestas (operacionales, de 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.

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

Conclusiones

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presenta por PEP, respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05-Campo Chocol en la solicitud de aprobación de su Plan de Desarrollo, la cual consiste en instalar Sistemas de Medición del tipo operacional para cuantificar la producción multifásica extraída de los pozos mediante medidores con fuente radioactiva, comprometiéndose con esto a las fechas de ejecución y entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados, revisados y evaluados para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, en los términos que establecen los LTMMH, cumpliendo así con la normatividad vigente para la medición dinámica de los hidrocarburos a producirse.

Por lo que, derivado de lo anterior, y como resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y los Sistemas de Medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por PEP, conforme a la evaluación de los Mecanismos de Medición del presente Dictamen, en atención a las siguientes consideraciones:

Respecto a las actividades propuestas por PEP en el Plan de Desarrollo, se concluye lo siguiente:

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por PEP para el Plan de Desarrollo, en términos de artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:
 - i. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 9, 19, fracciones I, II, III, IV, V, 21, 22, 23, 24, 25, fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, fracciones I, II, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
 - ii. Se analizó la información proporcionada por PEP respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los mismos.

- iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que éstos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por PEP.
- iv. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.711/2018 de fecha 8 de noviembre de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-155 con fecha del 13 de noviembre de 2018 se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por PEP, "... siempre que los mecanismos y puntos de medición propuestos por el Asignatario; (i) permitan determinar el volumen y la calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida, de conformidad con los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos (Lineamientos) expedidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y (ii) dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diversas, se prevea la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de asignación o áreas contractuales de las que provengan", resaltando que la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos, se puede determinar de conformidad con lo establecido en los LTMMH, y que la metodología por el banco de calidad deberá ser implementado.

En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos por PEP, cumplen con las disposiciones previstas en los LTMMH en dichos Puntos de Medición conforme al artículo 42 de los mismos, por lo cual se advierte que dicha Secretaría está de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos.

- b) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:
 - a. De la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional y de Transferencia, la misma se encuentra definida en la Figura 26 del presente dictamen.
 - b. Se determina que deberá mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
 - c. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte de PEP, en términos del apartado IX de los LTMMH.
 - d. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área Contractual campo Chocol en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, PEP deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo presentado.
 - e. La información del balance y producción de Petróleo, Gas Natural y Condensado deberá presentarse en los formatos definidos por la Comisión, en el Anexo I de los Lineamientos, los cuales deberán entregarse firmados y validados por el Responsable Oficial.

h) Comercialización de Hidrocarburos

El Asignatario señala que la producción de gas de la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05-Campo Chocol es manejada en la Batería de Separación Cunduacán, donde se envía posteriormente a las

Estaciones de Compresión Cunduacán I y II, cabe resaltar que ambas instalaciones son puntos de medición de gas de transferencia y; finalmente es enviada dicha producción hacia el Centro Procesador de Gas Cactus y Nuevo Pemex, estos dos puntos de venta cuentan con un porcentaje de comercialización donde CPG Cactus (27.5%) y CPG Nuevo Pemex (72.5%).

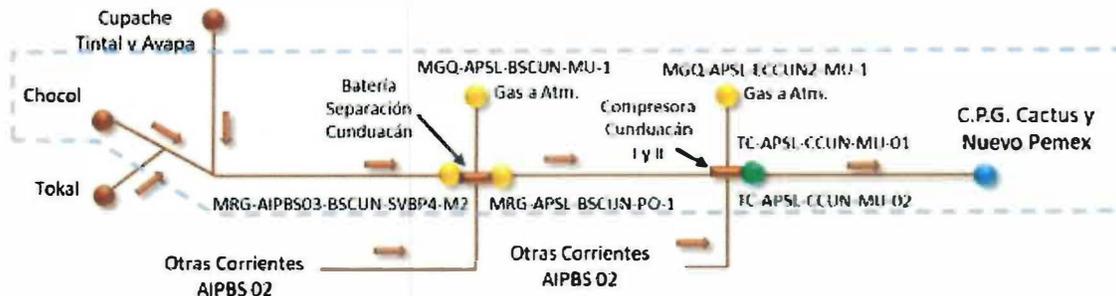


Figura 28. Seguimiento de la molécula de gas de la Asignación hasta el punto de venta. (Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

La producción de los hidrocarburos de la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05-Campo Chocol, se transporta a la Batería de Separación Cunduacán, una vez obtenido el crudo deshidratado y desalado con las especificaciones requeridas y adecuadas de agua y sal, se envía al Nudo Cárdenas donde posteriormente es transportado al C.C.C. Palomas para su distribución comercial.

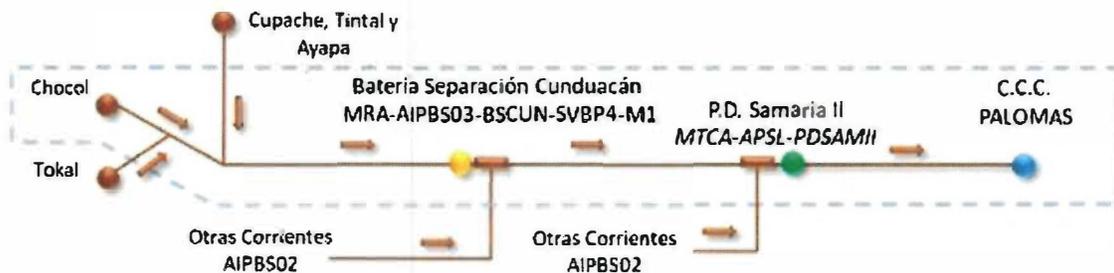


Figura 29. Seguimiento de la molécula de aceite de la Asignación hasta el punto de venta. (Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

i) Programa Aprovechamiento del Gas Natural

PEP plantea como uno de los objetivos del Plan de Desarrollo presentado, maximizar el aprovechamiento de gas del campo Chocol y comprimirlo para su envío a plantas procesadoras, así como cumplir con la Meta de Aprovechamiento de Gas (en adelante, MAG).

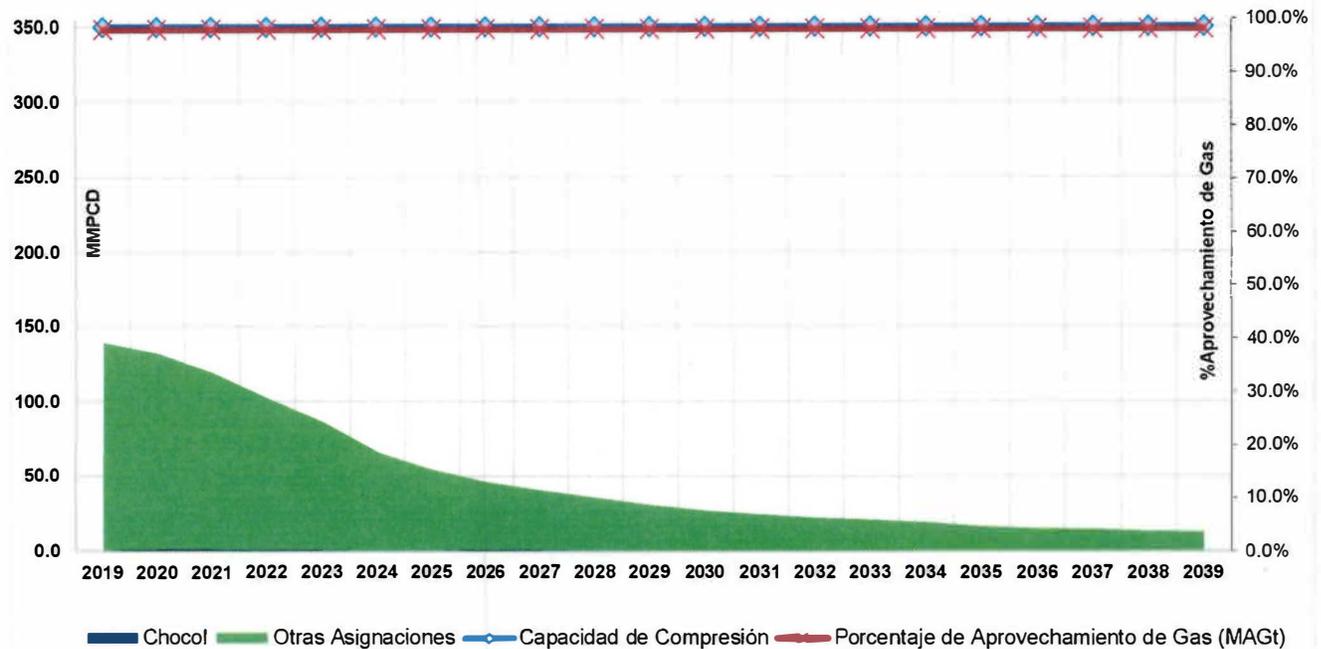
La MAG iniciará y mantendrá de manera sostenida un nivel de aprovechamiento del 98% anual a partir del año 2019, así mismo, no se tienen planeadas obras nuevas a realizar por parte de PEP para la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05, ya que con la infraestructura existente se cuenta con la capacidad del manejo de la totalidad del gas producido, la cual dispone de un programa de mantenimiento preventivo y predictivo para mantener la confiabilidad y continuidad operativa de los equipos y sistemas de compresión en la TMDB.

Cabe destacar, que PEP señala dentro de la información presentada que la Asignación en comento no cuenta con infraestructura para destrucción controlada, por lo que el manejo del gas se realiza en las Estaciones de Compresión Cunduacán I y II adscritas a la Asignación A-0114-M - Campo Cunduacán perteneciente al Activo Integral de Producción Bloque S02, las cuales sirven como instalaciones comunes para diversas asignaciones, de modo que el reparto de gas no aprovechado se distribuye de manera proporcional entre las asignaciones con base a su participación volumétrica.

[Handwritten signatures and marks in blue ink, including a large 'X' and several scribbles.]

Derivado de lo anterior, al transferirse toda la producción de la Asignación AE-055-4M-Mezcalapa-05 hacia la Asignación A-0114-M - Campo Cunduacán, y de no realizarse el prorrateo mencionado, el aprovechamiento sería del 100%.

Actualmente, se cuenta con una capacidad de compresión de gas instalada en las Estaciones de Compresión Cunduacán es de 350 MMpcd, misma que se mantendrá a lo largo de la vida del proyecto. En la Figura 23 se muestra que, con la capacidad de compresión instalada, PEP puede manejar la producción de gas asociado de otras Asignaciones.



	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Chocol	0.7	1.4	1.3	1.1	0.9	0.7	0.9	1.1	0.9	0.7	0.6	0.5	0.4	0.4	0.4	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1
Otras Asignaciones	138.2	130.6	118.0	101.1	85.6	65.6	53.6	45.0	39.6	34.9	30.2	26.6	24.1	22.0	20.7	18.9	16.1	15.0	14.5	13.4	13.1
Capacidad de Compresión	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350	350
Porcentaje de Aprovechamiento de Gas (MAGt)	98.1%	98.1%	98.1%	98.1%	98.1%	98.1%	98.1%	98.1%	98.1%	98.1%	98.1%	98.1%	98.1%	98.1%	98.1%	98.1%	98.1%	98.1%	98.1%	98.1%	98.1%

Figura 30. Capacidad instalada para el manejo y aprovechamiento del gas en las Estaciones de Compresión Cunduacán y Cunduacán II en el AIPBS02 para la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 (Campo Chocol).
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Con base en lo establecido en las Disposiciones técnicas para el aprovechamiento de Gas Natural Asociado (en adelante, Disposiciones Técnicas), en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, Art. 14; el cálculo de la MAG se estimó con la siguiente formula:

$$MAG: \frac{A + B + C + T}{G_p + G_A} \times 100$$

Dónde:

- MAG = Meta de Aprovechamiento Anual
- t = Año de cálculo
- A = Autoconsumo (volumen/año)

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

- B = Uso de 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 Área de Asignación (volumen/año)

Con base en la fórmula para el cálculo de la MAG, se muestra el ejemplo de la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 para el 2019:

$$MAG_{2019} = \left(\frac{0+0+0+0.715}{0.729+0} \right) \times 100 = 98.1\%$$

De acuerdo con los pronósticos de producción del campo y la historia de producción del pozo Chocol-1, la presión de yacimiento al finalizar la explotación del campo no alcanza la presión de saturación de 185.1 kg/cm² por lo tanto se mantiene la RGA de 178 m³/m³, la presión del yacimiento estimada al cierre del campo es de 198 kg/cm².

Para que se alcance el valor máximo de RGA la producción tendría que pasar directamente de cabeza de pozo a condiciones de tanque. Por lo anterior, se considera que la RGA no registrará variaciones importantes ni se alcanzará la presión de burbuja en la explotación del campo Chocol.

A continuación, se indica la máxima relación gas aceite a la que podrán producir los pozos del campo Chocol Tabla 13.

Asignación	Máxima Relación Gas Aceite (m ³ /m ³)
AE-0055-4M-Mezcalapa-05 Campo Chocol	178

Tabla 13. Máxima Relación Gas Aceite a la que podrán producir los pozos para la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 (Campo Chocol).
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

Resulta procedente autorizar que PEP utilice para autoconsumo los Hidrocarburos producidos para las Actividades Petroleras en los términos establecidos en el presente apartado. Lo anterior, con fundamento en el artículo 5 fracción I de las Disposiciones Técnicas.

En consecuencia, dicho programa de aprovechamiento se propone aprobar toda vez que fue estructurado conforme al contenido establecido en el artículo 4, fracciones II y IV, 11, 13, 14, fracción II, 19 y 22 de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento de gas natural asociado, 7, fracción VII y artículo 8 fracción II, inciso g) de los Lineamientos.

V. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la extracción y métricas de evaluación del Plan

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

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 31 fracciones VI y VIII 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 Asignatario, con el fin de verificar que el proyecto que este último lleve a cabo, esté 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 al Plan.

- 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, como se observa en la Tabla 14.

Actividad	Cantidad
Perforación	2
Terminación	2
Oleogasoductos	0
Plataformas	0
RMA	4
RME*	134
Taponamientos	3
Abandono**	1

* Incluye Estimulaciones, limpiezas de aparejo y tomas de información.

** Ductos.

Tabla 14. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer para la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 (Campo Chocol).

(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas, como se observa en la Tabla 15.

Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Evaluación			
i. Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0.002		
Desarrollo			
ii. General	31.69		
iii. Perforación de pozos	37.2		
Producción			
iv. General	37.83		
v. Ingeniería de Yacimientos	0.27		
vi. Intervención de Pozos	7.39		
vii. Operación de instalaciones de producción	0.0004		
viii. Ductos	0.19		
ix. Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0.2		
Abandono			
x. Desmantelamiento de Instalaciones	0.66		
Total Inversión	46.02		
Total Gastos de Operación	69.41		

Tabla 15. Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas para la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 (Campo Chocol).
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

- iii) Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas a la producción 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 ejecución de las actividades.

El Asignatario deberá presentar a la Comisión aquellos reportes que permitan dar seguimiento y verificar el cumplimiento de la ejecución del Plan de Desarrollo, en los términos que establecen el artículo 43 de los Lineamientos, así como el artículo 24 de las Disposiciones Técnicas.

Cabe hacer mención que en términos de los artículos 40, fracción II, 43, 45, 46 y 47 de los Lineamientos, la Comisión podrá evaluar y decidir si, con base en la información derivada del seguimiento al Plan de Desarrollo para la Extracción, se requerirá la modificación a dicho Plan.

VI. Sistema de Administración de Riesgos

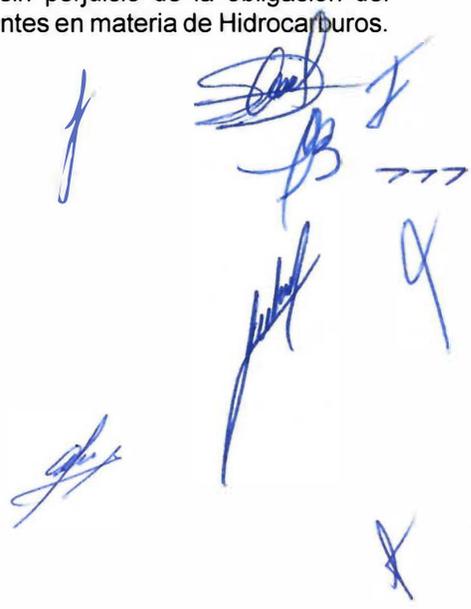
Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 (Campo Chocol), sin perjuicio de la obligación de PEP de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en dicho Plan.

En relación con el Sistema de Administración de Riesgo, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1375/2018, de fecha 28 de noviembre del 2018, la ASEA señala que por oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017, del 13 de junio del 2017, y oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1178/2017 de fecha 27 de noviembre de 2017, así como los demás documentos oficiales que se hayan emitido con relación a la Asignaciones de Extracción, Asignaciones de Exploración y Extracción y al Contrato, amparadas en la autorización número ASEA-PEM16001C/AI0417 en donde autorizó el Sistema de Administración de Riesgos de PEP, el cual se basa en las actividades que el Asignatario tiene aprobadas por la Comisión en los Planes de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos,

En adición a lo anterior la ASEA indicó en el Resolutivo Tercero: *"Previo a la ejecución de las actividades que no cuentan con la aprobación de la COMISIÓN, la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada PEMEX Exploración y Producción, deberá presentar ante la AGENCIA la resolución con la aprobación que en su caso otorgue la COMISIÓN; para efectos de encontrarse amparadas por la autorización emitida por dicho órgano desconcentrado.*

Cabe señalar que por Acuerdo CNH.E.07.001/18 el Órgano de Gobierno emitió el Criterio de Interpretación Administrativa que armoniza el contenido de los artículos 13, primer párrafo y 33, fracción V de los Lineamientos, en el cual se establece que basta con que los Operadores Petroleros acrediten haber iniciado el procedimiento respectivo ante la ASEA, con lo cual se daría por atendido el requisito contenido en el artículo 33, fracción V de los Lineamientos en cuanto a que el Dictamen técnico final incluya un programa de administración de riesgos aprobado.

Asimismo, dicho Criterio de Interpretación Administrativa reconoce que el artículo 13 de los Lineamientos, procura materializar el procedimiento de evaluación y aprobación con base en un esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la LORCME, motivo por el cual se contempla la emisión de la presente Resolución sin perjuicio de la obligación del Asignatario de atender la Normativa emitida por otras Autoridades competentes en materia de Hidrocarburos.



VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 (Campo Chocol), sin perjuicio de la obligación de PEP 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.

Mediante oficio UCN.430.2018.438 recibido en la Comisión el 28 de noviembre de 2018, la Secretaría de Economía informó que no cuenta con elementos para poder emitir opinión respecto del programa de cumplimiento del porcentaje de Contenido Nacional, ya que la Asignación no prevé un porcentaje mínimo de Contenido Nacional al que deba sujetarse PEP en el periodo de Extracción.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

VIII. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan de Desarrollo presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la LORCME, así como los artículos 6,7 y 8 fracción II, 11,19, 20, 25. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en dicho Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación.

Lo anterior permite a esta Comisión determinar que PEP presentó los elementos para acreditar el cumplimiento de las capacidades técnicas, financieras y de ejecución, conforme a lo establecido en el Término y Condición Quinto, inciso C) del Título de Asignación.

1. Fue elaborado de conformidad con las bases y criterios establecidos en los artículos 7, fracciones I, II, III, IV, VI y VII, y 8, fracción II, 11, fracciones I, II, III, IV, V, VI, VII y VIII de los Lineamientos; y en atención a las Mejores Prácticas de la Industria.

2. Contiene los requisitos establecidos en los artículos 9, fracción II, 12, fracción II, 19, 20, 25 y el Anexo II de los Lineamientos.

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0112/2018 DICTAMEN PLAN DE DESARROLLO ASIGNACIÓN AE-0055-4M-MEZCALAPA-05 (CAMPO CHOCOL) de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión, cuyo contenido fue evaluado en atención a la información presentada por el Asignatario y en atención a los principios de economía, eficacia y buena fe que rigen la actuación administrativa, conforme al artículo 13 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, por lo que.

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

En la realización de actividades de extracción dentro de la Asignación, particularmente durante la perforación de los 2 pozos propuestos, se llevará a cabo la toma de información y estudios, tales como núcleos de fondo y el muestreo continuo de recortes de perforación, registros geofísicos especiales, registro de producción, registro presión-temperatura (P-T), registros de presión de fondo fluyente y cerrado (RPFF, RPFC). Así mismo se actualizará el modelo estático a través de la integración de un modelo petrofísico conforme el desarrollo del campo y la disponibilidad de datos y se construirá un modelo dinámico, lo anterior permitirá desarrollar un conocimiento sólido sobre el yacimiento del campo, lo cual tendrá como resultado 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 físicas propuestas por el Asignatario que consisten en la perforación y terminación de 2 pozos mediante la ampliación de la macropera Chocol-1 y la realización de 4 reparaciones mayores y 134 reparaciones menores, aunado al mantenimiento de la producción del pozo Chocol-1, contribuirán a elevar el factor de recuperación de aceite. El Plan prevé una recuperación de 5.9 MMb de aceite y 4.8 MMMpc lo que representa un Factor de Recuperación de 4.8% para el aceite y 5.3% de gas.

c) **La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación**

Se espera recuperar un volumen de aceite de 5.9 MMb y 4.8 MMMpc de gas a la fecha de término de la vigencia de la Asignación, lo cual representa la totalidad de las Reservas de aceite y gas natural al 1 de enero de 2018. Por otro lado, la toma de información y la actualización de los modelos dinámico y estático propuestos por el Asignatario podrían permitir la identificación de zonas con oportunidad de incorporar o reclasificar reservas dentro de otras áreas de la Asignación, contribuyendo a una futura reposición de reservas para la Nación.

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

Las actividades planteadas por PEP para llevar a cabo dentro de la Asignación durante la ejecución del Plan de Desarrollo consisten en mantener la producción del pozo Chocol-1, perforar y terminar 2 pozos, y la realización de 4 reparaciones mayores y 134 reparaciones menores. Por lo que se determina que la solicitud de dicho Plan promueve el desarrollo de las actividades de exploración y extracción.

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 de ingeniería de yacimientos, perforación y producción son adecuadas para realizar las actividades de Extracción de Hidrocarburos en la Asignación, las cuales, contribuirán a maximizar el factor de recuperación. Asimismo, derivado de la evaluación económica realizada al Plan de Desarrollo se determina que la relación beneficio costo asociada al desarrollo del proyecto resulta positiva, lo cual deriva que el proyecto se ejecute en condiciones económicamente viables.

f) El programa de aprovechamiento del Gas Natural

PEP presentó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, el cual se propone aprobar, ya que cumple con el contenido establecido en el artículo 4, fracciones II y IV, 11, 13, 14, fracción II, 19 y 22 de las Disposiciones, 7, fracción VII y artículo 8 fracción II, inciso g) de los Lineamientos.

Dicho Programa considera una Meta de Aprovechamiento de Gas de 98% a partir del inicio de la producción en 2019 y se mantiene durante toda la vigencia del Plan de Desarrollo. Asimismo, PEP presentó la máxima Relación Gas Aceite esperada en los pozos de desarrollo considerados en el Plan, la cual se propone aprobar en términos de los referido en el apartado IV inciso i) del presente Dictamen Técnico.

g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

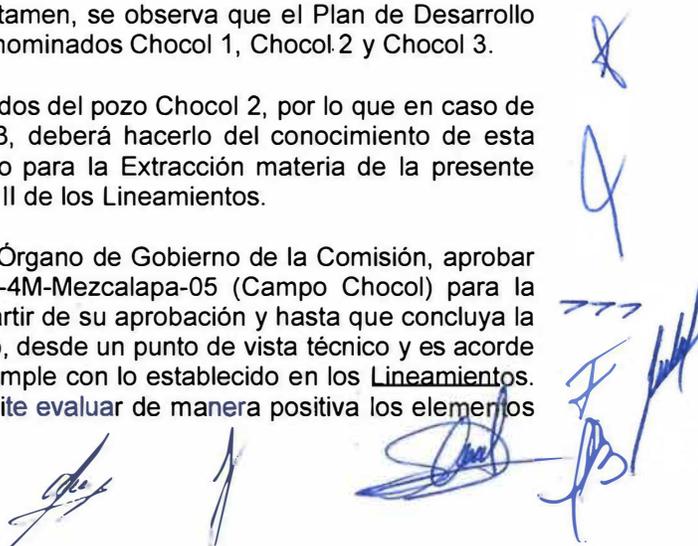
PEP presentó la propuesta de los Mecanismos de Medición en los términos que establecen los LTMMH, cumpliendo así con la normatividad vigente para la medición dinámica de los hidrocarburos a producirse.

Como resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y los Sistemas de Medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por PEP, conforme a la evaluación de los Mecanismos de Medición del presente Dictamen.

De conformidad con el análisis realizado en el presente dictamen, se observa que el Plan de Desarrollo para la Extracción considera la perforación de tres pozos denominados Chocol 1, Chocol 2 y Chocol 3.

El pozo Chocol 3 se prevé perforar en función de los resultados del pozo Chocol 2, por lo que en caso de que PEP determine suspender la perforación de Chocol 3, deberá hacerlo del conocimiento de esta Comisión y presentar la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción materia de la presente Resolución. Lo anterior, en términos del artículo 40, fracción II de los Lineamientos.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar el Plan de Desarrollo asociado a la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 (Campo Chocol) para la Extracción de Hidrocarburos, mismo que estará vigente a partir de su aprobación y 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 dicho Plan 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 para la Extracción de Hidrocarburos emitido por la Secretaría de Energía.

ELABORÓ

MTRA. LOURDES JAMIT SENTÍES

Directora de Área

Dirección General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ

ING. MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL

Director General Adjunto

Dirección General de Dictámenes de Extracción

ELABORÓ

MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA

Directora General Adjunta

Dirección General de Estadística y Evaluación Económica

ELABORÓ

ING. JOSÉ ALFREDO FUENTES SERRANO

Subdirector de Área

Dirección General Medición

ELABORÓ

ING. JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA

Director General

Dirección General de Medición

REVISÓ

MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO

Directora General

Dirección General de Medición

REVISÓ

ING. JULIO CESAR TREJO MARTÍNEZ

Director General

Dirección General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ

MTRA. MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO

Directora General

Dirección General de Estadística y Evaluación Económica

AUTORIZO

MTR. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ

Titular

Unidad Técnica de Extracción

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 29 y 35 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación AE-0055-4M-Mezcalapa-05 (Campo Chocol).

A collection of handwritten signatures in blue ink, including a large signature at the top right, a signature with a horizontal line through it, and several other smaller signatures scattered below.