



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04  
(Campo Xikin)

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para  
la Extracción de Hidrocarburos

Pemex Exploración y Producción

Noviembre 2018

A collection of handwritten signatures and initials in blue ink. At the top is a large, stylized signature. Below it are the initials 'F' and '777'. At the bottom is another signature.

## Contenido

<b>Contenido .....</b>	<b>2</b>
<b>i. Datos generales del asignatario.....</b>	<b>3</b>
<b>ii. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación de la información .....</b>	<b>5</b>
<b>iii. Criterios de evaluación utilizados en la evaluación.....</b>	<b>6</b>
<b>iv. Análisis y evaluación de los elementos del plan .....</b>	<b>7</b>
A) Características generales .....	7
b) Plan de desarrollo para la extracción .....	7
c) Análisis técnico de la solicitud del plan de desarrollo.....	10
d) Análisis económico .....	16
e) Programa de inversiones .....	16
f) Evaluación económica .....	18
g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos .....	19
<b>v. Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa en la extracción y métricas de evaluación del plan.....</b>	<b>28</b>
<b>vi. Sistema de administración de riesgos .....</b>	<b>30</b>
<b>vii. Programa de cumplimiento de contenido nacional y en su caso capacitación y transferencia de tecnología (economía).....</b>	<b>31</b>
<b>viii. Resultado del dictamen técnico .....</b>	<b>32</b>
a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.....	32
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 .....	32
c) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la nación y, a partir de los recursos prospectivos .....	32
d) Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país.....	33
e) La tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables.....	33
f) El programa de aprovechamiento del gas natural .....	33
g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos .....	33



## I. Datos generales del Asignatario

El Asignatario promovente del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04 (Campo Xikin), es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (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 DOF el 5 de enero de 2017.

La Asignación en comento se localiza en aguas territoriales del Golfo de México a 75 kilómetros al Noroeste de la ciudad de Frontera, Tabasco. La ubicación de la Asignación se muestra en la figura 1. Por lo que respecta a la profundidad para extracción de esta Asignación, las actividades podrán realizarse en todas las formaciones geológicas, salvo en la superficie incluida dentro del polígono A', en la cual, únicamente se podrán llevar a cabo dentro de las Formaciones de la era Mesozoica. Los datos generales de la Asignación se muestran en la Tabla 1.

Operador Petrolero	Pemex Exploración y Producción
<b>Nombre de la Asignación</b>	AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04 (Campo Xikin)
<b>Estado y municipio</b>	Aguas territoriales del Golfo de México – Región Marina Sureste
<b>Área de la Asignación (km<sup>2</sup>)</b>	943.62
<b>Fecha de emisión de la Asignación</b>	2014
<b>Fecha de Última Modificación</b>	31/05/2018
<b>Vigencia</b>	22 años a partir del 27 de agosto de 2017
<b>Tipo de Asignación</b>	Exploración y Extracción de Hidrocarburos
<b>Profundidad para extracción</b>	Todas las formaciones a excepción del polígono A', en el cual solo se podrá dentro del Mesozoico
<b>Yacimientos y/o Campos</b>	Todas las formaciones a excepción del polígono A', en el cual solo se podrá dentro del Mesozoico
<b>Colindancias</b>	13 km de Xanab-C
<b>Otras características</b>	Campo propuesto para desarrollo

Tabla 1. Datos generales de la Asignación  
(Fuente: CNH con información de PEP)

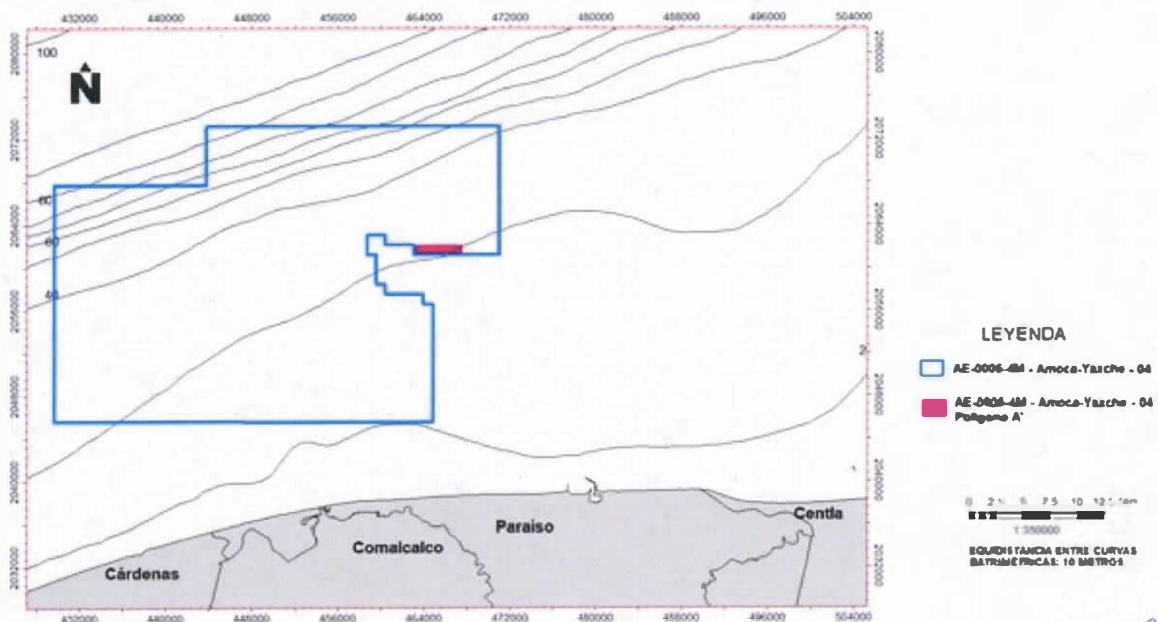


Fig.1 Ubicación de la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04 (Campo Xikin).  
(Fuente: CNH con información de PEP)

El área dentro de la Asignación que corresponde a Extracción cubre 47.66 km<sup>2</sup>. 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	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93° 22' 30"	18° 41' 00"
2	93° 20' 30"	18° 41' 00"
3	93° 20' 30"	18° 41' 30"
4	93° 19' 00"	18° 41' 30"
5	93° 19' 00"	18° 41' 00"
6	93° 18' 30"	18° 41' 00"
7	93° 17' 30"	18° 41' 30"
8	93° 17' 30"	18° 40' 30"

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
9	93° 17' 00"	18° 40' 30"
10	93° 17' 00"	18° 40' 00"
11	93° 16' 30"	18° 40' 00"
12	93° 16' 30"	18° 38' 30"
13	93° 21' 00"	18° 38' 30"
14	93° 21' 00"	18° 39' 00"
15	93° 22' 30"	18° 39' 00"
16	93° 22' 30"	18° 41' 00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices correspondientes al área de Extracción propuesta para el Campo Xikin.  
(Fuente: CNH con información de 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.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature, the letter 'F', and another signature with the number '777' written above it.

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

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen del Plan de Desarrollo propuesto por PEP, involucró la participación de varias unidades administrativas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (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, dictamen 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.0106/2018 DICTAMEN PLAN DE DESARROLLO ASIGNACIÓN AE-0006-4M-AMOCA-YAXCHÉ-04 (CAMPO XIKIN) de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

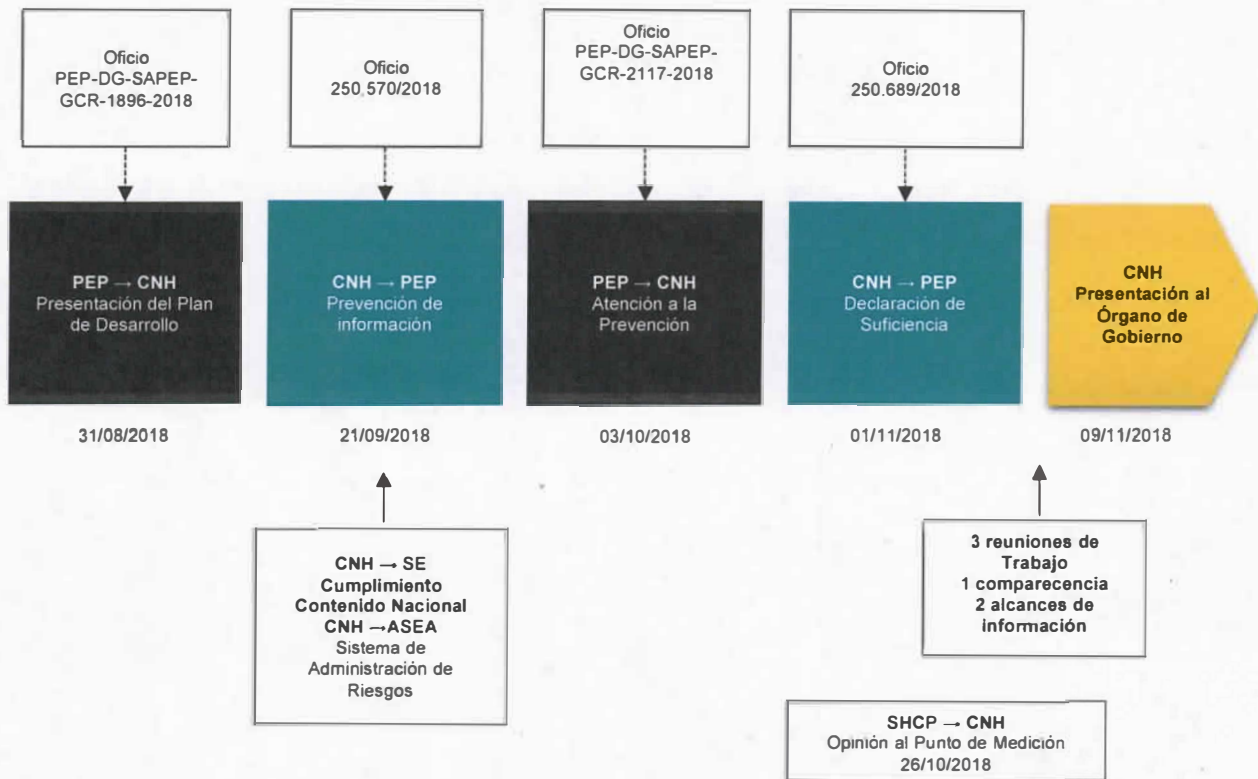


Fig. 2. Diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución (Fuente: CNH)


*[Firmas manuscritas]*

### 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 (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" (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 (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).



Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top, the letter 'I' in the middle, and another signature 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 Xikin-JSK se muestran en la Tabla 3.

Características Generales	Xikin-JSK
Área (km <sup>2</sup> )	31.8
Porosidad (%) y tipo	3.9 / Efectiva promedio
Densidad aceite (°API) @ c.s.	43.6
Viscosidad (cP) @ c.y. / c.s.	0.35/1.98
Bo (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ) inicial y actual	1.59
Presión de saturación (kg/cm <sup>2</sup> )	233.7
Presión inicial (kg/cm <sup>2</sup> )	1,220.7
Presión actual (kg/cm <sup>2</sup> )	1,220.7

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-0006-4M-Amoca-Yaxché-04 (Campo Xikin), se muestran en la Tabla 4.

Campo	Volumen original	
	Aceite (MMb)	Gas natural (MMMpc)
Xikin	520.8	668.5

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 6 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

Una plataforma de perforación tipo Octápodo existente y una plataforma de perforación tipo Estructura Ligera Marina (ELM), acondicionadas para operar con equipo de perforación tipo Auto elevable en cada una de las estructuras, enviando la producción de la plataforma B (Xikin-B) a la plataforma A (Xikin-A) por un oleogasoducto de 20" Ø x 3 km y posteriormente la producción total por un oleogasoducto de 20" Ø x12 km hacia la plataforma Xanab-C.

#### Alternativa 2

Una plataforma de perforación tipo Octápodo existente con equipo de perforación tipo Fijo y una plataforma de perforación tipo Estructura Ligera Marina (ELM), acondicionada para operar con equipo de perforación tipo Auto elevable, enviando la producción de la plataforma B (Xikin-B) a la plataforma A (Xikin-A) por un oleogasoducto de 20" Ø x3 km y posteriormente la producción total por un oleogasoducto de 20" Ø x12 km hacia la plataforma Xanab-C.

#### Alternativa 3

Una plataforma de perforación tipo Octápodo adosado existente con equipo de perforación tipo Fijo + equipo de perforación tipo Auto elevable y una plataforma de perforación tipo Estructura Ligera Marina (ELM), acondicionada para operar con equipo de perforación tipo Auto elevable, enviando la producción de

la plataforma B (Xikin-B) a la plataforma A (Xikin-A) por un oleogasoducto de 20"Ø x3 km y posteriormente la producción total por un oleogasoducto de 20"Ø x12 km hacia la plataforma Xanab-C.

**Alternativa 4**

Dos plataformas de perforación tipo Octápodo nuevas, acondicionadas para operar con equipo de perforación tipo Auto elevable en cada una de las estructuras, enviando la producción de la plataforma B (Xikin-B) a la plataforma A (Xikin-A) por un oleogasoducto de 20" Ø x3 km y posteriormente la producción total por un oleogasoducto de 20" Ø x12 km hacia la plataforma Xanab-C.

**Alternativa 5**

Dos plataformas de perforación tipo Estructura Ligera Marina (ELM) nuevas, acondicionadas para operar con equipo de perforación tipo Auto elevable en cada una de las estructuras, enviando la producción de la plataforma B (Xikin-B) a la plataforma A (Xikin-A) por un oleogasoducto de 20" Ø x3 km y posteriormente la producción total por un oleogasoducto de 20" Ø x12 km hacia la plataforma Xanab-C.

**Alternativa 6**

Una plataforma de perforación tipo Octápodo adosado existente con equipo de perforación tipo Fijo + equipo de perforación tipo Auto elevable y una plataforma de perforación tipo Estructura Ligera Marina (ELM), acondicionada para operar con equipo de perforación tipo Auto elevable, enviando la producción de la plataforma B (Xikin-B) a la plataforma A (Xikin-A) por un oleogasoducto de 16"Ø x3 km y posteriormente la producción total por un oleogasoducto de 16"Ø x12 km hacia la plataforma Xanab-C.

Una vez descritos los 6 escenarios que se presentaron, es conveniente aclarar que la diferencia entre el escenario 3 y el escenario 6 radica principalmente en el gasto de aceite inicial por pozo. En el escenario 3 se define un gasto máximo de producción por pozo de 10,000 bd, mientras que para el escenario 6 el gasto máximo de producción por pozo está acotado al gasto crítico estimado.

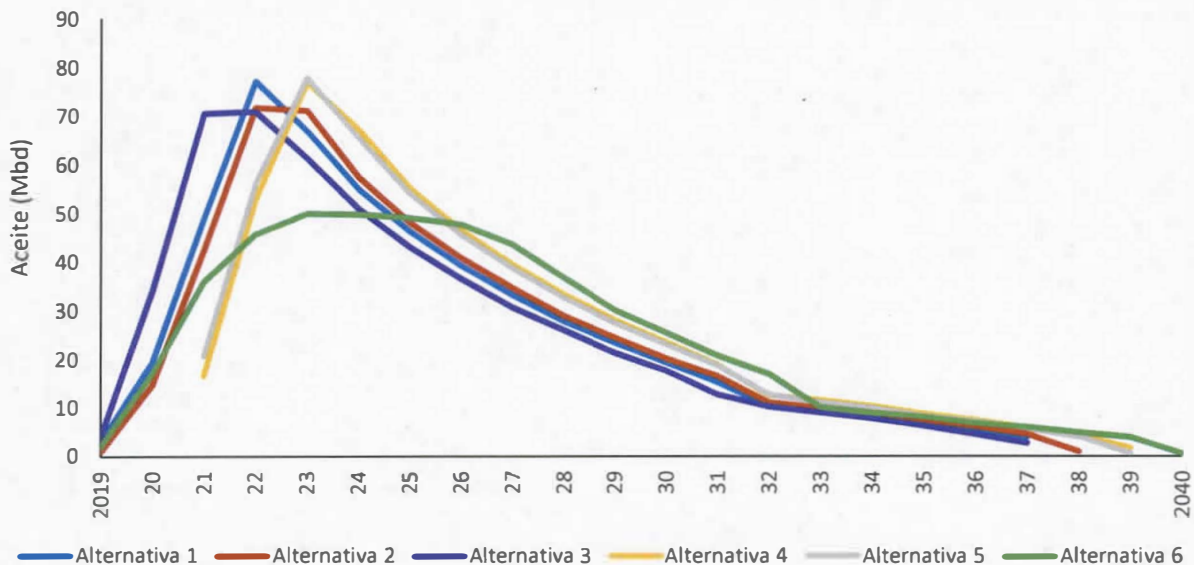


Fig. 3. Análisis de alternativas de producción para la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04 (Campo Xikin).  
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

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

*[Handwritten signatures and marks in blue ink]*



Características	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5	Alternativa 6
<b>Metas Físicas (Número)</b>						
Terminación de pozos de desarrollo	10	10	10	10	10	10
Intervenciones mayores a pozos	0	0	0	0	0	0
Reparaciones menores	33	33	33	33	33	33
Estructuras Marinas	2	2	2	2	2	2
Ductos	2	2	2	2	2	2
<b>Producción</b>						
Aceite (MMb)	189.99	190.05	189.97	190.04	190.01	189.99
Gas (MMMpc)	243.86	243.95	243.84	243.94	243.82	243.87
<b>Gastos de operación (MMUSD)</b>						
	652.76	652.98	652.70	652.96	652.80	652.78
<b>Inversiones (MMUSD)</b>						
	1,306.63	1,236.41	1,276.99	1,380.12	1,297.58	1,267.50
<b>Indicadores económicos</b>						
VPN AI (MMUSD)	7,147.19	7,084.10	7,424.24	6,540.84	6,662.65	6,631.24
VPN DI (MMUSD)	2,013.50	2,033.93	2,118.46	1,789.39	1,873.61	1,845.23
VPI (MMUSD)	940.09	871.19	935.31	942.99	880.43	907.29
VPN/VPI AI (USD/USD)	7.60	8.13	7.94	6.94	7.57	7.31
VPN/VPI DI (USD/USD)	2.14	2.33	2.26	1.90	2.13	2.03
<b>Tecnologías</b>	Adecuación de 1 Octápodo existente, 1 Estructura Ligera Marina (ELM)	Adecuación de 1 Octápodo existente, 1 Estructura Ligera Marina (ELM)	Adecuación de 1 Octápodo adosado existente, 1 Estructura Ligera Marina (ELM)	2 Octápodos nuevos	2 Estructuras Ligeras Marinas (ELM)	Adecuación de 1 Octápodo adosado existente, 1 Estructura Ligera Marina (ELM) Plateau de 50 Mbd
	Octápodo: A/E – ELM: A/E (2 Equipos)	Octápodo: Fijo – ELM: A/E (2 Equipos)	Octápodo: A/E /Fijo – ELM: A/E (3 Equipos)	Octápodo: A/E (2 Equipos)	ELM: A/E (2 Equipos)	Octápodo: A/E /Fijo – ELM: A/E (3 Equipos)
<b>Otros parámetros</b>						

Tabla 5. Características de las alternativas de explotación para la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04 (Campo Xikin).

(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 a decir del Asignatario es la alternativa 3, el cual sería de 424.24 millones de dólares (MMUSD) y una relación VPN/VPI de 7.94 USD/USD antes de impuestos.

La proyección del Plan de Desarrollo para el periodo 2018-2038 plantea una inversión denominada estratégica de \$892.40 MMUSD sumados a una inversión operacional de \$384.59 MMUSD lo que resulta en una inversión total de \$1,276.99 MMUSD que sumados a gastos de operación por un monto de \$652.70 MMUSD, contabilizan un total del proyecto por \$1,929.69 MMUSD. Adicionalmente, se considera un monto de \$103.31 MMUSD correspondiente al concepto de otros egresos por mantenimiento y abandono de infraestructura de las Asignaciones Xanab y Yaxché.

Dicho lo anterior se precisa que por consiguiente, la alternativa 3 asociada al Plan de Desarrollo contemplaría la perforación y terminación de 10 pozos, una plataforma de perforación tipo octápodo adosado existente con equipo de perforación tipo fijo más equipo de perforación tipo auto elevable (para perforación simultánea); y una plataforma de perforación tipo Estructura Ligera Marina (ELM), acondicionada para operar con equipo de perforación tipo auto elevable, así como la construcción e instalación de dos oleoductos, uno de 20"Ø x 3 km de Xikin-B a Xikin-A y otro de 20"Ø x 12 km de Xikin-A a Xanab-C.

### c) Análisis técnico de la solicitud del Plan de Desarrollo

Con base en la información remitida por Pemex PEP se procedió al análisis del comportamiento esperado de presión-producción del yacimiento JSK como se muestra en la Figura 4 para el periodo 2019-2037, donde se precisa lo siguiente:

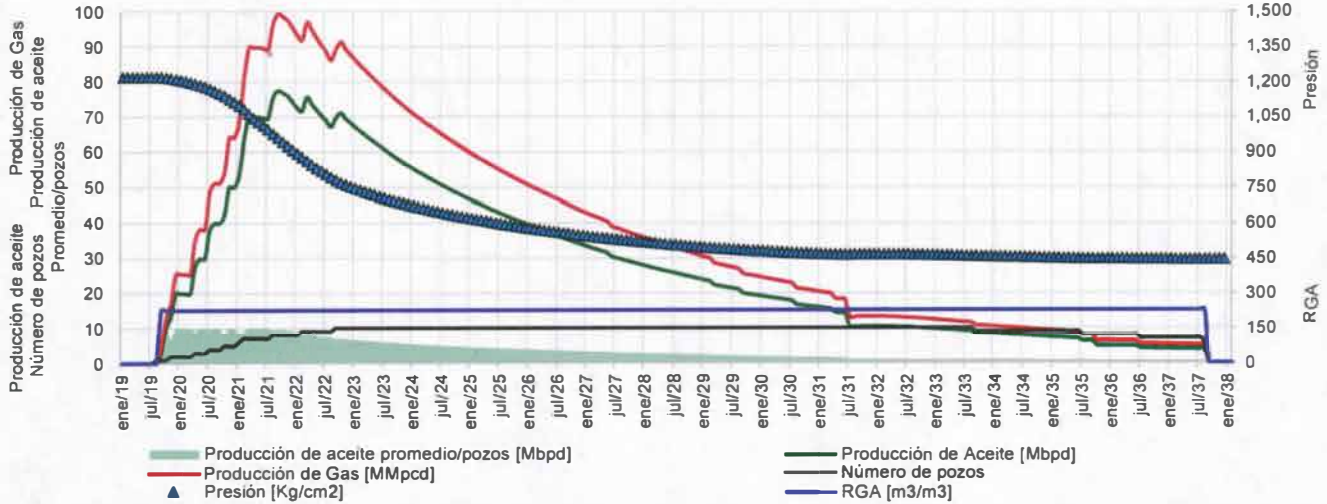


Fig. 4. Comportamiento de presión-producción para el yacimiento Xikin-JSK (Fuente: PEP)

- i. El inicio de producción del campo se tiene contemplado para en septiembre del 2019 con la terminación del pozo Xikin-22. Asimismo, se denota que el pico máximo de producción de aceite será de 77.44 Mbd en septiembre de 2021 con 8 pozos operando. Sin menoscabo de lo anterior, derivado del ritmo de vaciamiento acelerado durante los primeros años, la caída de presión es considerable al disminuir de 1,220 a 750 kg/cm<sup>2</sup> en un periodo de 4 años, por lo cual se infiere que el soporte de presión del sistema es limitado o débil, por lo cual para poder determinar con mayor exactitud el mecanismo de empuje al que está sometido el yacimiento, se procedió al análisis de la caída de presión por unidad volumen recuperado expresado en términos de factor de recuperación como se muestra en la figura 5.

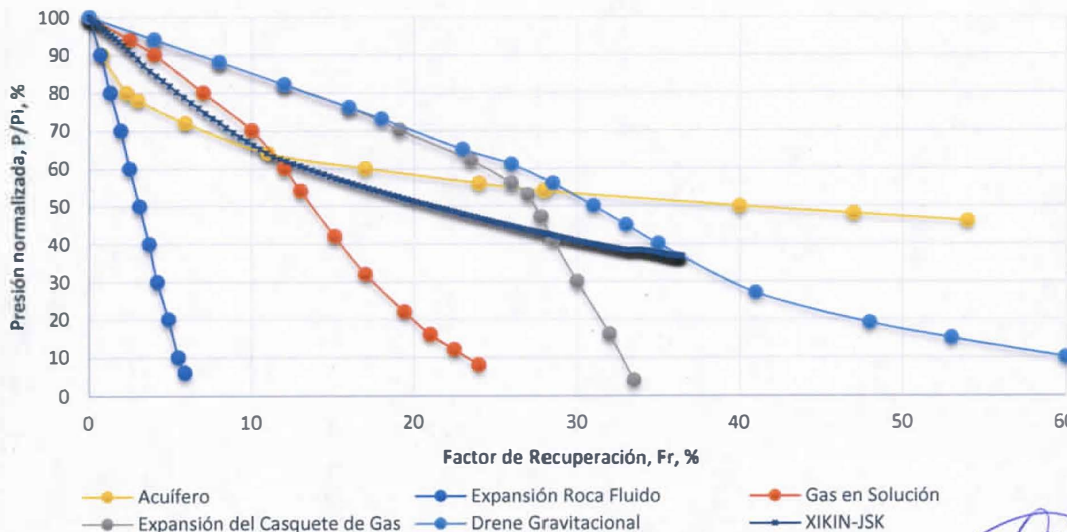


Fig. 5. Mecanismos de empuje para la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04 (Campo Xikin). (Fuente: CNH con información de PEP)

*[Handwritten signatures and initials]*  
777

Como se pudo observar, el aporte de energía al yacimiento estará gobernado por dos mecanismos principales; el primero correspondiente a la expansión del gas en solución, que aportará un factor de recuperación aproximado del 10% y el segundo que responde a la presencia de un acuífero activo débil que coadyuvará a obtener un factor de recuperación final del 36.5%, lo que equivale a un volumen a producir de 189.97 MMb.

ii. Como resultado del ritmo de producción y el decaimiento de la presión en el yacimiento, 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 2022 hasta el año 2037 en el que se estima el cierre total de los pozos productores por llegar al límite económico de estos como se muestra en la figura 6.

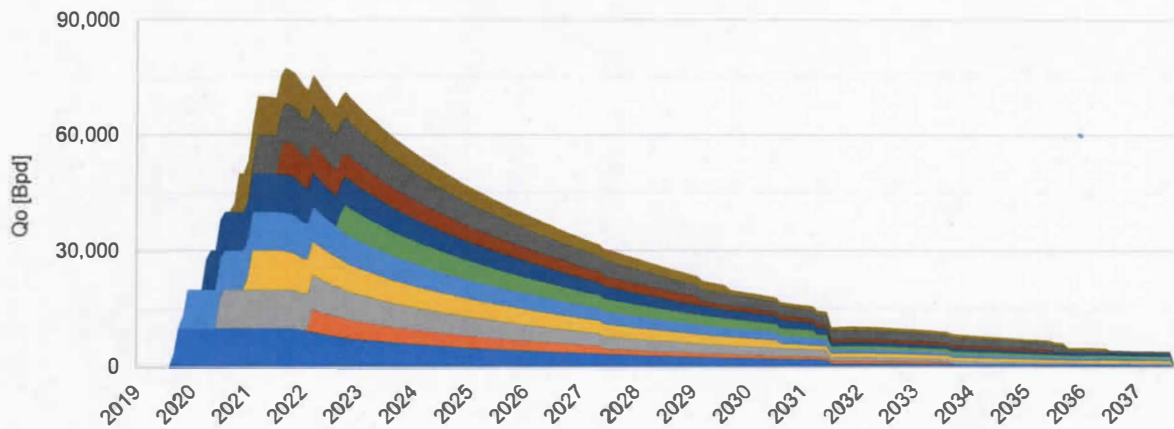


Fig. 6. Producción por pozo para el yacimiento Xikin-JSK (Fuente: PEP)

En consonancia con lo anterior y con base en la información remitida por PEP (figura 7 y tabla 5 ) así como en el análisis efectuado por la Comisión (figuras 8 y 9), 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.

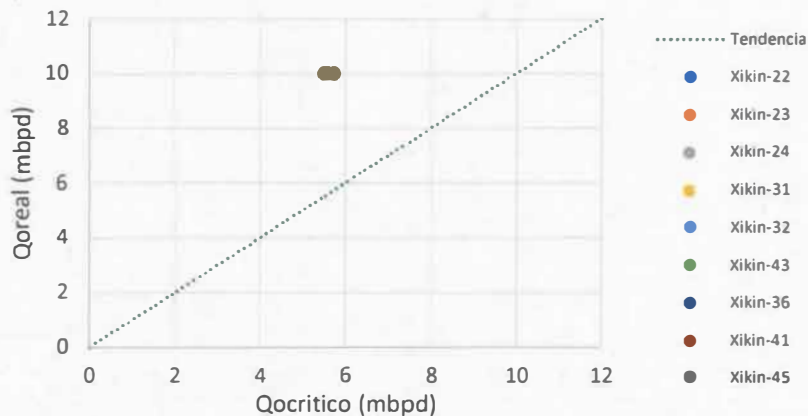


Fig. 7. Gastos críticos de los pozos de desarrollo propuestos para la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04 (Campo Xikin). (Fuente: PEP).

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number 777]*

Pozo	Qoc (Mbpd)	Qoreal (Mbpd)
Xikin-22	5.7	10
Xikin-23	5.5	10
Xikin-24	5.6	10
Xikin-31	5.6	10
Xikin-32	5.5	10

Pozo	Qoc (Mbpd)	Qoreal (Mbpd)
Xikin-43	5.5	10
Xikin-36	5.5	10
Xikin-41	5.5	10
Xikin-45	5.5	10
Xikin-65	5.5	10

Tabla 5 Relación de los gastos críticos con los gastos iniciales propuestos de los pozos de desarrollo de para la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04 (Campo Xikin).  
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

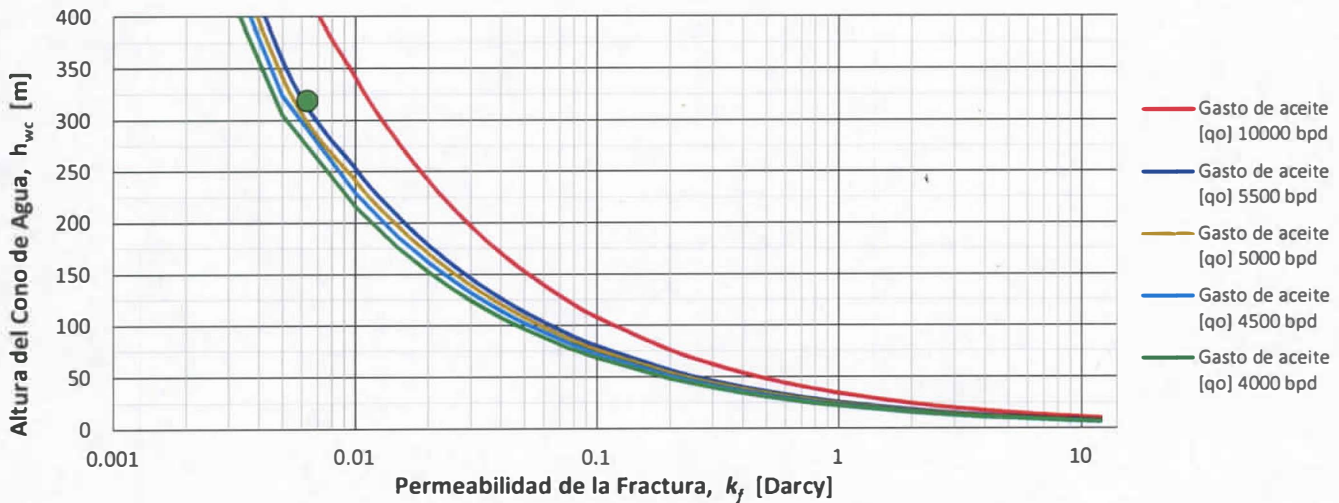


Fig. 8. Sensibilidad de la altura del cono de agua respecto a  $q_o$  y  $k_f$ .  
(Fuente: CNH con información de PEP)

En la figura 8 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.

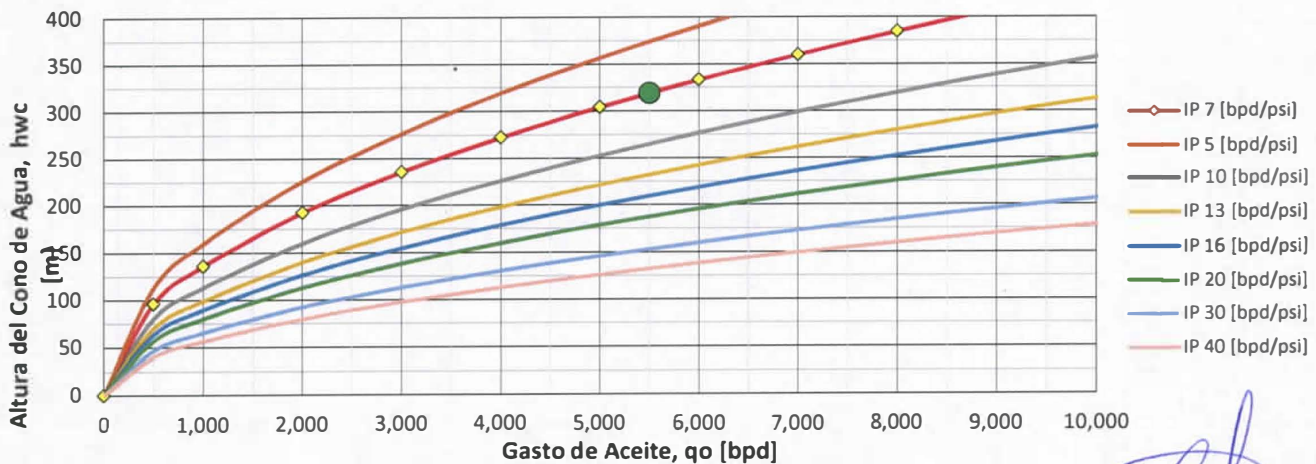


Fig. 9. Sensibilidad de la altura del cono de agua respecto a  $q_o$  e IP.  
(Fuente: CNH con información de PEP)

*[Firmas manuscritas]*  
777  
J

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. En consonancia con lo anterior, la figura 10 muestra el comportamiento del tiempo de irrupción respecto del pozo Xikin-22 como ejemplo de este proceso: en dicho pozo se observa que para el gasto de producción propuesto por PEP de 10,000 bpd, el tiempo de irrupción del agua sería de 10.8 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, PEP deberá generar el modelado dinámico del yacimiento que coadyuve a pronosticar el avance del CAA.

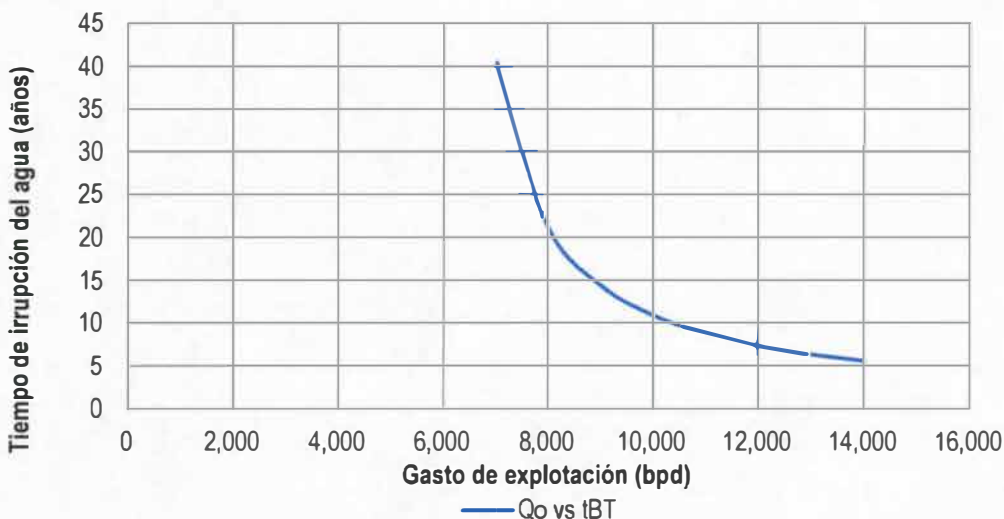


Fig. 11. Tiempo de irrupción el pozo Xikin-22 (Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

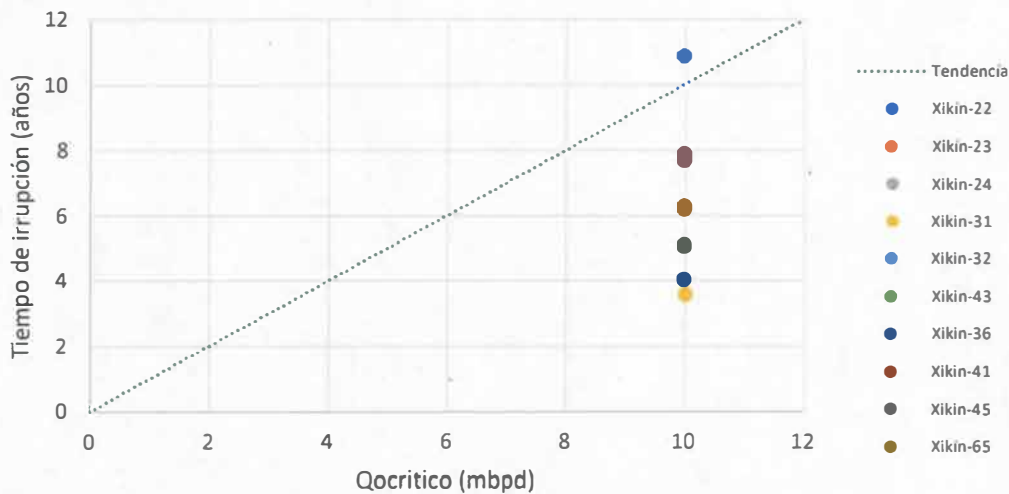


Fig. 12. Tiempos de irrupción para los pozos de desarrollo para la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04 (Campo Xikin). (Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

Pozo	Qoc (Mbpd)	Tbt (Años)
Xikin-22	10	10.9
Xikin-23	10	6.3
Xikin-24	10	4.0
Xikin-31	10	3.6
Xikin-32	10	7.9

Pozo	Qoc (Mbpd)	Qoreal (Mbpd)
Xikin-43	10	5.1
Xikin-36	10	4.1
Xikin-41	10	7.7
Xikin-45	10	5.1
Xikin-65	10	6.2

Tabla 14. Relación de los gastos iniciales con los tiempos de irrupción de los pozos de desarrollo para la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04 (Campo Xikin).  
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

- iii. Derivado que la presión del yacimiento se estima no caiga por debajo de la presión de saturación (233 kg/cm<sup>2</sup>) a lo largo de su vida productiva, se prevé una relación gas aceite (RGA) constante, por lo cual, el gas que se tenga que manejar en superficie será exclusivamente el gas asociado que se libere en la infraestructura de producción, recolección y manejo.

En consonancia con lo anterior y con base en los pronósticos de producción, así como de la capacidad de manejo de la producción del campo Xikin por medio del ducto de 20" es de 100,000 bd, se puede observar en la figura 12 que se tiene capacidad de transporte suficiente para la corriente de fluidos a ser transportados de forma multifásica.

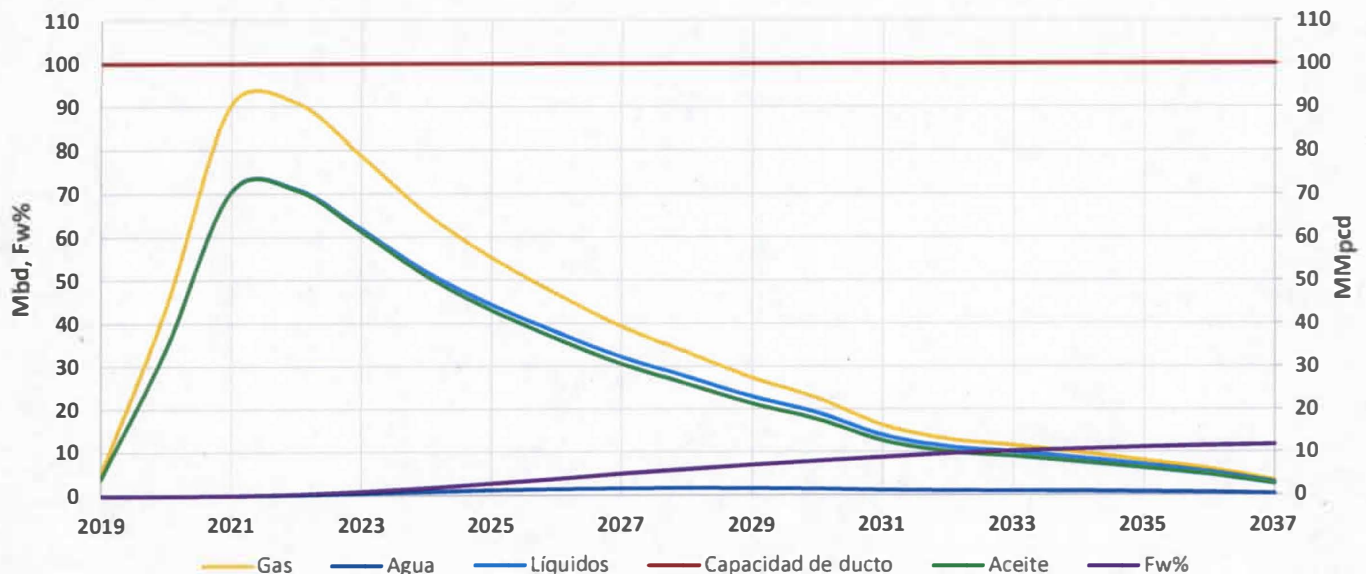


Fig. 12. Capacidad de manejo para la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04 (Campo Xikin).  
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

- iv. Con base en la información de campos nacionales, se realizó la búsqueda de campos análogos para el campo Xikin, para ello se seleccionaron los campos que contienen yacimientos de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano 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, identificando como posibles análogos del campo Xikin a los campos: Xanab, Madrefil, Bricol y Puerto Ceiba. Los factores de recuperación finales de estos campos análogos se presentan en la Figura 13 y Tabla 15.

*[Handwritten signatures and initials]*  
777  
J

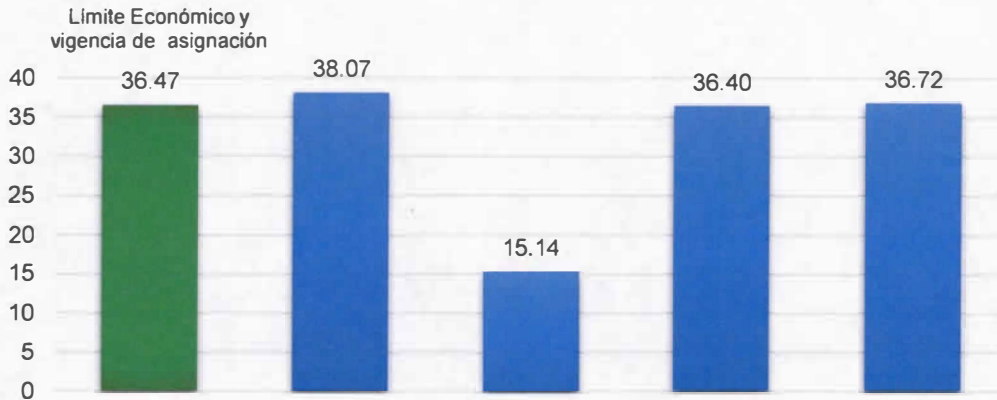


Fig. 13. Factores de recuperación análogos para la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04 (Campo Xikin).  
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Campo	Yacimiento	FR final %
Xikin	JSK	36.47
Xanab	JSK	38.07
Bricol	JSK	15.14
Madrefil	JSK	36.40
Puerto Ceiba	JSK	36.72

Tabla 15. Factores de recuperación análogos para la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04 (Campo Xikin).  
(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 ( $1/q_o$ ) con respecto a la relación entre la producción acumulada de aceite y el gasto de producción de este fluido ( $N_p/q_o$ ) (figura 14). 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 195 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 37.5% bajo el esquema de extracción propuesto.

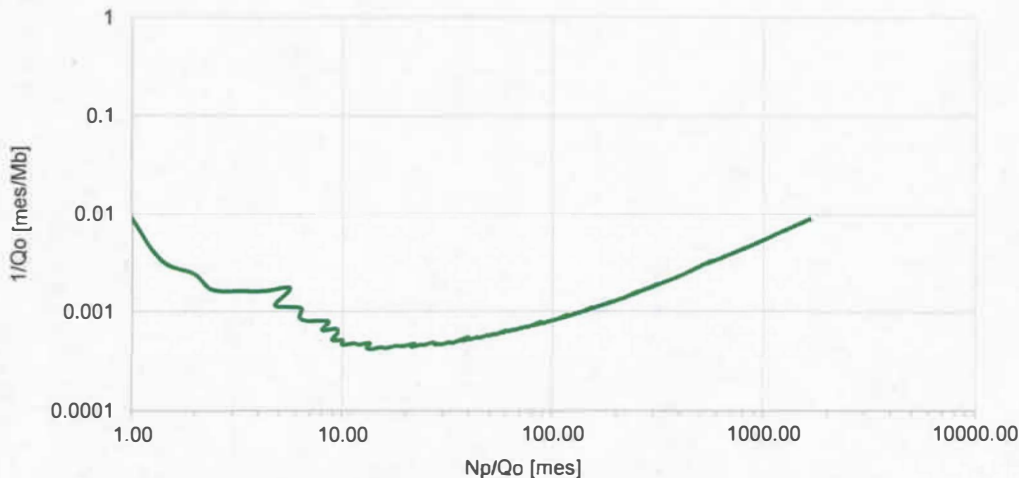


Fig. 14. Cálculo de la EUR mediante tiempo de balance de materia  
(Fuente: CNH con información de PEP)

*[Handwritten signatures and initials]*

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).

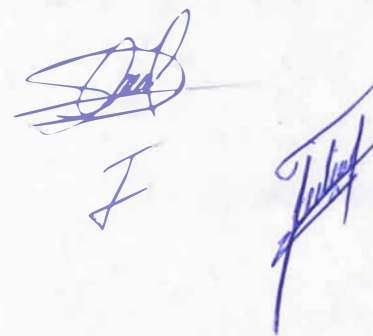
En los artículos 9 y 20 de los Lineamientos se establece que el contenido de los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos se detalla en el Anexo II de los Lineamientos. De igual forma, el artículo 11 de los Lineamientos señala que los planes deben contar con un análisis técnico económico 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 actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos, de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Lineamientos de Hacienda).

El Plan de Desarrollo estima un monto global de 2,033.01 millones de dólares: 1,929.7 millones de dólares asociados al Programa de Inversiones, de los cuales 1,276.9 millones corresponden a Inversiones (66%) y 652.7 millones a gasto operativo (34%); y 103.31 millones de dólares correspondientes a erogaciones por manejo de la producción, mantenimiento de instalaciones y de ductos, así como abandono de instalaciones de los campos Xanab y Yaxché.



777



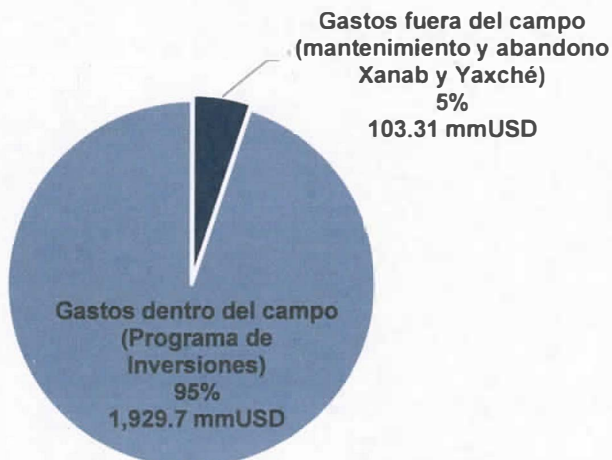


Fig. 15. Distribución de gastos totales del proyecto por gastos dentro del campo y gastos fuera del campo 2,033.01 millones de dólares  
(Fuente: CNH con información de PEP)

Las siguientes figuras muestran el monto del Programa de Inversiones, desglosado por Actividad Petrolera; y a su vez, cada una de ellas por Sub-actividad.

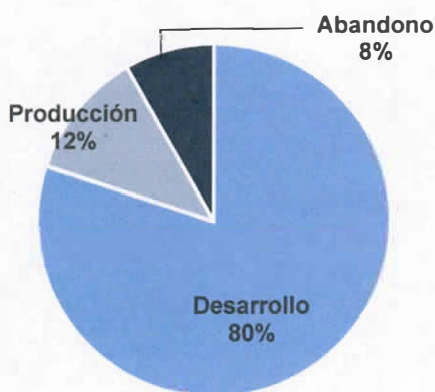


Fig. 16. Distribución de Inversiones por Actividad Petrolera 1,929.7 millones de dólares  
(Fuente: CNH con información de PEP)

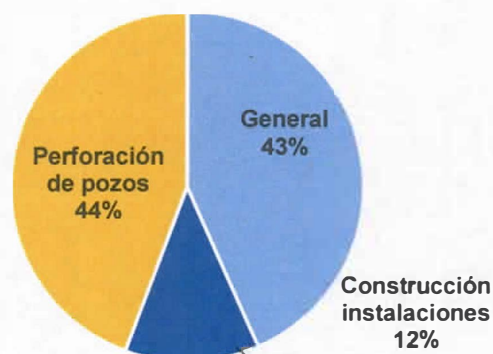


Fig. 17. Distribución de Inversiones. Actividad Petrolera Desarrollo 1,545.1 millones de dólares  
(Fuente: CNH con información de PEP)

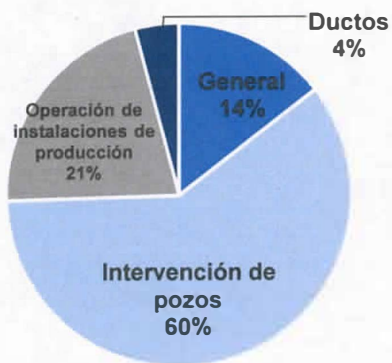


Fig. 18. Distribución de Inversiones. Actividad Petrolera Producción 225.7 millones de dólares  
(Fuente: CNH con información de PEP)



Fig. 19. Distribución de Inversiones. Actividad Petrolera Abandono 158.9 millones de dólares.  
(Fuente: CNH con información de PEP)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number '777'.

Actividad Petrolera	Sub-Actividad Petrolera	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Desarrollo	Construcción Instalaciones	58.37	94.24	37.02	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	General	6.97	8.29	45.34	91.75	90.39	76.94	64.20	54.07	45.84	38.43	32.62	26.76	22.12	15.94	12.79
	Perforación de pozos	0	180.15	265.07	146.82	92.99	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Producción	Ductos	0	0.19	0.33	0.47	0.81	0.47	0.47	0.47	0.47	0.81	0.47	0.47	0.47	0.47	0.81
	General	12.77	12.77	1.06	0	0.09	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37
	Intervención de pozos	0	0	0	0	4.04	4.04	4.04	5.96	6.16	11.05	6.16	17.86	10.75	44.65	3.84
	Operación de instalaciones de producción	0	1.00	1.72	2.44	2.44	4.02	2.44	2.44	2.44	2.44	4.02	2.44	2.44	2.44	2.44
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total Programa de Inversiones</b>		<b>78.11</b>	<b>296.64</b>	<b>350.55</b>	<b>241.48</b>	<b>190.76</b>	<b>85.84</b>	<b>71.52</b>	<b>63.31</b>	<b>55.29</b>	<b>53.11</b>	<b>43.65</b>	<b>47.90</b>	<b>36.16</b>	<b>63.87</b>	<b>20.25</b>
Otros egresos (Mantenimiento y abandono Xanab y Yaxché)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.19	1.19	1.19
<b>Total gastos Plan de Desarrollo</b>		<b>78.11</b>	<b>296.64</b>	<b>350.55</b>	<b>241.48</b>	<b>190.76</b>	<b>85.84</b>	<b>71.52</b>	<b>63.31</b>	<b>55.29</b>	<b>53.11</b>	<b>43.65</b>	<b>47.90</b>	<b>37.35</b>	<b>65.06</b>	<b>21.44</b>

Actividad Petrolera	Sub-Actividad Petrolera	2033	2034	2035	2036	2037	2038	Total
Desarrollo	Construcción Instalaciones	0	0	0	0	0	0	189.63
	General	11.32	9.69	7.88	5.71	3.38	0	670.44
	Perforación de pozos	0	0	0	0	0	0	685.04
Producción	Ductos	0.47	0.47	0.47	0.47	0.31	0	9.34
	General	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	0.37	32.68
	Intervención de pozos	4.04	4.04	8.93	0	0	0	135.56
	Operación de instalaciones de producción	4.02	2.44	2.44	2.44	1.63	0	48.15
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	0	0	0	0	27.96	130.90	158.86
<b>Total Programa de Inversiones</b>		<b>20.22</b>	<b>17.02</b>	<b>20.09</b>	<b>8.99</b>	<b>33.65</b>	<b>131.27</b>	<b>1,929.69</b>
Otros egresos (Mantenimiento y abandono Xanab y Yaxché)		1.19	3.37	3.37	3.37	2.24	86.20	103.31
<b>Total gastos Plan de Desarrollo</b>		<b>21.41</b>	<b>20.38</b>	<b>23.46</b>	<b>12.35</b>	<b>35.90</b>	<b>217.47</b>	<b>2,033.01</b>

Las sumas pueden no coincidir por redondeo

Tabla 16. 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 del análisis de 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	189.97	mmb	
Producción de gas	223.657*	mmmpc	
Precio del aceite	60	USD/b	Se asume igual durante la vida del proyecto
Precio del gas	3	USD/mpc	Se asume igual durante la vida del proyecto
Inversiones	1,276.99	mmUSD	
Gasto operativo	652.7	mmUSD	
Otros egresos	103.31	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 autoconsumo y gas no aprovechado

Tabla 17. 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	6,255	1,108	mm USD
VPI	935	935	mm USD
VPN/VPI	6.69	1.19	Adimensional
TIR	182	48	%

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

Tabla 18. 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.

### g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

El Campo Xikin actualmente no se encuentra en producción, sin embargo el inicio de ésta se estima a partir de la terminación del pozo Xikin-22 aproximadamente en septiembre del año 2019, en donde de acuerdo a la propuesta realizada por PEP, se instalarán Sistemas de Medición del tipo operacional en las plataformas Xikin A y Xikin B. Adicionalmente, plantea continuar con la medición de transferencia y Fiscal hasta los Puntos de Medición en la Terminal Marítima Dos Bocas y CCC Palomas para petróleo y CPG Cactus para Gas Natural en donde se podrán determinar y asignar los volúmenes y calidad de los hidrocarburos, por lo que derivado de lo anterior y en conjunto con las actividades propuestas en el Plan de Desarrollo conformarán la implementación de los Mecanismos de Medición para la asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxche-04-Campo-Xikin.

Derivado de la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación AE-0006-Amoca-Yaxche-04 Campo Xikin y de conformidad con lo establecido en los artículos 42, 43 y 44, así como en los artículos 19, 23 de los LTMMH, la Dirección General de Medición (DGM) llevo a cabo el análisis y revisión de la información presentada por el Asignatario, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos. Para lo cual se identifica la siguiente propuesta evaluada:

La medición de hidrocarburos en las plataformas de futura instalación (Xikin A y Xikin B), se realizará a través de la separación convencional, en donde la parte de los hidrocarburos líquidos serán medidos con medidores de flujo másico tipo Coriolis a la salida inferior del separador, de igual manera propone la medición del Gas Natural producto de la separación por la parte superior del mismo, así como la medición dinámica para determinar el corte de agua en la separación y producción del pozo medido. PEP como parte de su obligación hace hincapié en el aviso que realizará a la Comisión previo a la entrada en funcionamiento de los Sistemas del Tipo Operacional en dichas Plataformas de Producción antes mencionadas.

PEP presentó un programa de calendarización con fechas propuestas y estimadas acordes a la instalación de los Sistemas de Medición en las Plataformas Xikin-A y Xikin-B. Estas actividades son las siguientes: Terminación de ingeniería (1 mes 2018), Procura (1 mes 2018), construcción e instalación del Sistema de Medición (4 meses 2018/2019), corrección de hallazgos (3 meses 2019), autorización del funcionamiento del Sistema de Medición (3 meses 2019), pre arranque (3 meses 2019), inicio de operación (4 meses 2018/2019), calibración y diagnóstico (2 meses 2020), Recepción del Sistema de Medición (2 meses 2020) y entrega de diagramas a la Comisión (1 mes 2020).

Por lo anteriormente expuesto, PEP presentó la propuesta del manejo y medición de los hidrocarburos en las plataformas que instalará de acuerdo a la programación presentada y aunado como parte del mecanismo de medición de la Asignación AE-0006-Amoca-Yaxche-04 Campo Xikin propone que utilizará los Sistemas y Punto de Medición que se describen a continuación:

#### Medición de Petróleo

Para el manejo, medición y determinación del volumen y calidad del Petróleo PEP propone los Sistemas de Medición operacionales en las plataformas Xikin-A y Xikin-B, los cuales serán instalados y puestos en

777

operación de acuerdo a los programas de actividades presentados en el Plan de Desarrollo, una vez medidos los hidrocarburos en estas plataformas serán enviados a la Plataforma Xanab-C donde se ubican mediciones del tipo operacional y donde se unen las corrientes de Xikin y Xanab para su envío a la batería de separación Litoral donde se encuentra la medición de transferencia, posteriormente el petróleo es enviado a la TMDB para su acondicionamiento y envío al Punto de Medición de exportación o bien su envío a la medición de transferencia hacia el Punto de Medición CCC Palomas.

### Medición Gas Natural

Para el manejo, medición y determinación del volumen y la calidad del Gas Natural PEP propone los que una vez separados y medidos (medición de transferencia) los hidrocarburos en la batería de separación Litoral, el Gas Natural será enviado hacia el Punto de Medición CPG Cactus.

### Medición de Condensado

Para la medición de condensados producidos en el Área de Asignación PEP propone que estos serán determinados de manera teórica sustentada a través del estándar API MPMS 14.5 y GPA 2145, donde el punto de muestreo del Gas Natural para determinar la composición cromatográfica será en la descarga de los compresores booster y compresores módulos.

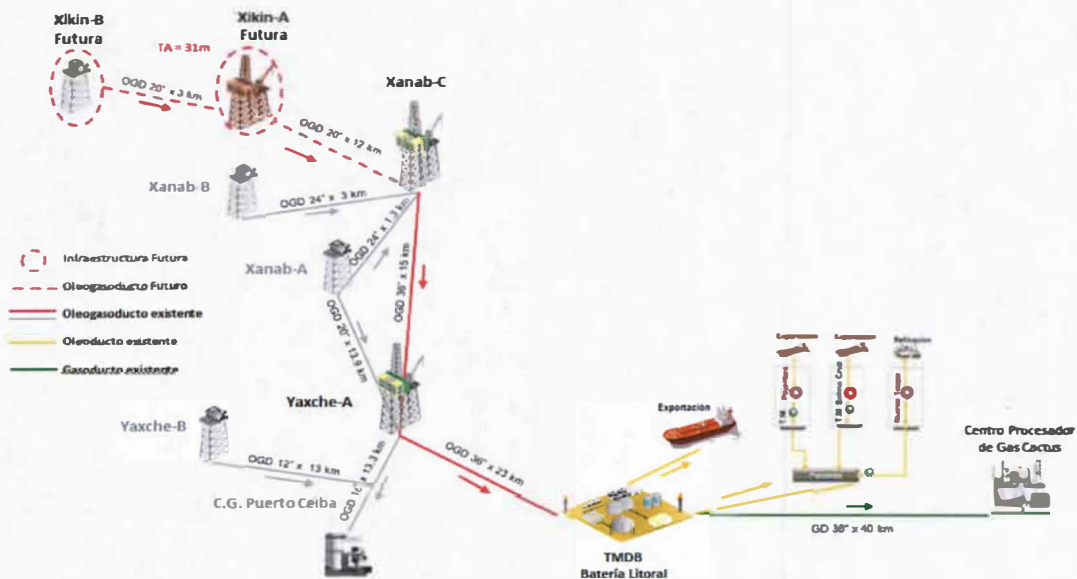


Figura 20.- Diagrama General del manejo de los Hidrocarburos del Campo Xikin. (Fuente: PEP)

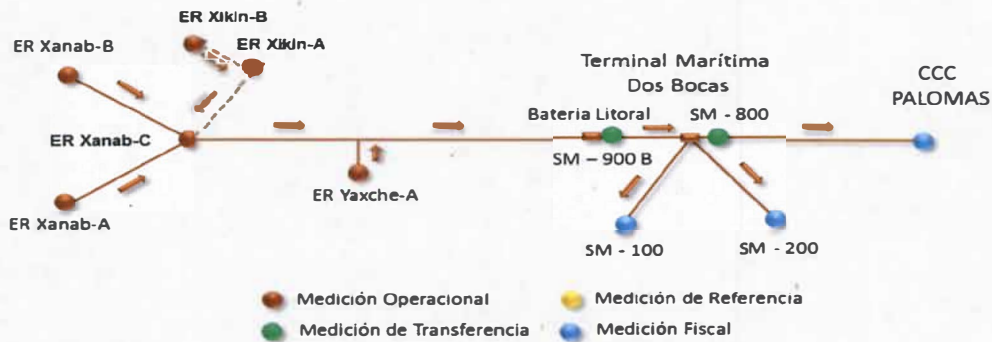


Figura 21.- Diagrama de Sistemas de Medición de Petróleo para la Asignación Xikin. (Fuente: PEP).

*[Handwritten signatures and marks]*  
777

## Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

**Datos Generales:**

Nombre del Asignatario o Contratista: Pemex Exploración y Producción  
 No. de Contrato Asignación: AE-0005-0M-Amocay-Yacche-Oil Campo Xikín  
 Nombre de la Asignación o Área Contractual: Xikín  
 Tipo de Plan a evaluar: Plan de Desarrollo



No.	Artículo de los LTMHM/Contrato/Guía	Requerimiento	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.	LTMHM, Capítulo III y IV	determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	Si	Plantea la construcción de una plataforma tipo octapoda denominada Xikín-A y otra plataforma tipo ELMD denominada Xikín-B, donde la producción de estas plataformas será enviada a Xamab-C, posteriormente a Yacche-A para finalmente la producción ser medida en la TMDA para el petróleo y el Gas Natural y GPG	Se tiene programada terminar la construcción de las plataformas Xikín-A y Xikín-B en el año 2020
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTMHM, Capítulo II	De los sistemas de medición	Si	Propone medir con los Puntos de Medición anteriormente aprobados mediante la resolución CNH.E.59.001/17 los cuales forman parte del manejo de los hidrocarburos del Campo Xikín.	Los Puntos de Medición autorizados en la Resolución CNH.E.59.001/17. Cumplen con lo requerido para determinar el volumen y la calidad de los hidrocarburos.
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTMHM	Si	El OP presenta un documento oficial con su declaración de la política de medición a implementar, información ubicada en los anexos.	Basada en las mejores prácticas internacionales, así como un estándar para la Gestión de los Sistemas de Medición
4	42, fracción II	<b>Procedimientos:</b>				
		• Mantenimiento	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.	Si	Presento un procedimiento operativo para mantenimiento a sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y producción PO-PO-MA-0002-2017, firmado por las partes involucradas	Procedimiento autorizado para los Sistemas de Medición a nivel Pemex Exploración y Producción
		• Confirmación metrológica		Si	Presenta procedimiento de confirmación metrológica como anexo, el cual es congruente con lo requerido y se ubica en la carpeta de los anexos.	Documento formalizado al Interior de la Institución.
		• Elaboración de balance		Si	Presenta procedimiento para la "ejecución de balance" identificado con el código: PO-MC-OP-0002-2017	Presenta programa para su implementación
• Calibración de los instrumentos de medida	Si	Presento un procedimiento operativo para calibrar sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y producción PO-PO-MA-0134-2017, firmado por las partes involucradas de la Organización.		Procedimiento autorizado para los Sistemas de Medición a nivel Pemex Exploración y Producción		
5	42, fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTI's, isométricos), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta	Si	Presenta diagramas generales de las instalaciones en donde es manejado, procesado y medido el hidrocarburo producido.	Adicionalmente presenta la descripción del manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta los puntos de medición propuestos.
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMHM	Si	Presenta la ubicación de las mediciones operacionales, referenciales, transferencia y puntos de medición, resultando que de estos últimos se presentan las coordenadas geográficas de los puntos propuestos.	Presenta la descripción de los sistemas de medición ubicados en los Puntos de Medición propuestos.
7	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTI's, isométricos). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia en sitio o bien los a	Si	Al no contar aun con los sistemas de medición para las nuevas plataformas del Área de Asignación, el Operador no cuenta aun con los diagramas correspondientes, sin embargo presentó el programa de actividades relacionado para su elaboración	Se incluye el programa de atención en la figura III.2.4.1.7.1 y III.2.4.1.7.2 del Plan de Desarrollo
8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre	Si	El operador declara que para este Campo Xikín no compartirá el Punto de Medición con algún otro Operador Petrolero.	No Convergen corrientes de algún otro Operador Petrolero en el mismo Punto de Medición.
9	42, fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las Instalaciones de producción que integran	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	Si	Presenta los programas relacionados para el cumplimiento de la implementación de los MM's	El Operador deberá informar a la Comisión del avance en la Implementación.
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTMHM, y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conformen el Mecanismo de Medición de la Asignación. Incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición correspondientes como soporte.	Si	Propone medir con los Puntos de Medición anteriormente aprobados mediante la resolución CNH.E.59.001/17 los cuales forman parte del manejo de los hidrocarburos del Campo Xikín. Los presupuestos de los sistemas de Medición operacional forman parte del programa de atención una vez que se tengan físicamente instalados en las nuevas plataformas.	Los presupuestos de incertidumbre presentados no se encuentran debidamente actualizados y en algunos presupuestos sin firma de quien los realiza
11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y aseguramiento de la medición	Si	Presenta la evaluación económica en específico para las actividades relacionadas con los Sistemas de Medición, su mantenimiento y calibración de elementos integrantes	Se logra identificar la inversión para el mantenimiento de los Sistemas de Medición de la Asignación, pero no hace mención específica del impacto en la disminución o mantenimiento de la
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	El Operador propone la implementación de la bitácora de registro para los sistemas de Medición fiscal, referencial y transferencia anteriormente aprobados mediante la resolución CNH.E.59.001/17 los cuales	Se identifica el cumplimiento a los requerimientos de información de conformidad con los LTMHM
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Si	Presenta el programa con fechas calendarizadas para realizar diagnósticos metrológicos en los Sistemas de Medición instalados en TMDA, incluyendo Petróleo y Gas Natural.	El Operador deberá informar a la Comisión del avance en el programa, así como de los resultados de los Diagnósticos metrológicos

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	Presenta evidencia de las competencias técnicas de personas relacionadas con las actividades de medición, Información ubicada en los anexos de medición.	Para el caso del Campo Xikin, se serán el mismo personal que fué presentado y aprobado mediante la Resolución CNH.E.59.001/17 del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0369-M-Campo-Xanab.
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	El Operador propone los indicadores de desempeño para los sistemas de Medición física, referencial y transferencia anteriormente aprobados mediante la resolución CNH.E.59.001/17 los cuales forman parte del <del>manejo de los hidrocarburos del Campo Xikin. Y hace</del>	Propone desarrollar los Indicadores por completo.
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	Presenta las credenciales y el puesto en el organigrama de la organización, al Ing. Gonzalo Jesús Olivares Velázquez. Quien de igual manera funge como Administrador del AIPBASQ2-04	Sin Observación
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, verificar en diagramas.	SI	Se presentaron los diagramas de los sistemas de Medición en el Punto de Medición, en donde se identifica que no existen derivaciones.	En caso de existir derivaciones físicas en el sitio y de no verse reflejadas en los diagramas presentados, estas deberán tener el control y registro sobre el y registrado en la bitácora del Sistema de Gestión así como procedimiento
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	No	Los puntos de Medición propuestos fueron aprobados anteriormente mediante la Resolución CNH.E.59.001/17 del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0369-M-Campo-Xanab.	El operador deberá contemplar e implementar una metodología de bancos de calidad.
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 <del>reservar la información</del>	SI	Cumple el Punto de Medición con el elemento terciario correcto para la aplicación	El operador deberá llevar el registro de las verificaciones al cálculo del computador en base a la normatividad aplicada al mismo y llevar el registro dentro del Sistema de Gestión de las Mediciones
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	No	El operador no manifiesta que contará con sistemas telemétricos en las plataformas de nueva construcción, así como no se visualiza en los Sistemas del Punto de Medición.	Deberá realizar y enviar un programa calendarizado para la atención del Artículo
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	SI	Los puntos de Medición propuestos fueron aprobados anteriormente mediante la Resolución CNH.E.59.001/17 del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0369-M-Campo-Xanab.	El Operador Petrolero deberá mantener el soporte de las calibraciones y ser parte del expediente y sistema de Gestión de las Mediciones, así como de tenerlas a disposición de la Comisión
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 germante. En	SI	Cumple el Punto de Medición con el elemento terciario correcto para la aplicación	El Operador deberá actualizar y mantener a disposición de la Comisión la información correspondiente a los patrones volumétricos en el Punto de Medición.
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	Presentan información de certificados de calibración de los elementos primarios y secundarios de los sistemas de medición.	Sin Observación
24	24	De la medición multifísica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifísicos en su plan de desarrollo para la Extracción	No	No menciona en específico las características de los Probadores instalados en el Punto de Medición.	Sin Observación
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 la ubicación en la que se entregarán al comercializador los hidrocarburos.	SI	Indica el manejo y disposición del agua resultante del proceso de extracción, separación y deshidratación.	Sin Observación

Derivado de la propuesta presentada para los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición de la Asignación, la Dirección General de Medición 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 los establecido en los LTMMH, además que de conformidad con el artículo 43 de los LTMMH se solicitó la opinión de la ubicación por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

### Solicitud Opinión 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 250.674/2018 de fecha 24 de octubre de 2018, a lo cual mediante Oficio 352-A-149 con fecha del 25 de octubre 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, "siempre que los mecanismos y puntos de medición propuestos por el Asignatario: (i) permita determinar el volumen y calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida, de conformidad con los Lineamientos técnicos en materia de medición 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”.

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 correspondientes.

**Obligaciones:**

1. PEP deberá 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 - 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. Los volúmenes y calidades del Petróleo y Gas Natural a medir deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los LTMMH y normatividad vigente.
5. PEP deberá 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. Para el cumplimiento del artículo 10 de los LTMMH, deberá 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 de inyección.
7. Mantener actualizado el censo de los sistemas de medición usados en los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición operacional, referencia y transferencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen.
8. PEP deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición.
9. PEP deberá 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.

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

Así mismo 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 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 LTMMH.

**Conclusiones:**

PEP presentó la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación AE-0006-Amoca-Yaxche-04 Campo Xikin en la solicitud de aprobación de su Plan de Desarrollo, la cual consiste en instalar Sistemas de Medición del tipo operacional en las plataformas Xikin A y Xikin B y comenzar la medición en los tiempos propuestos y calendarizados, así como manejar y medir la producción de los hidrocarburos hasta el Punto de Medición Fiscal mediante los mismos Sistemas de Medición que fueron propuestos y presentados como parte de los Mecanismos de Medición, 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 LTMMH.
  - iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos 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 250.674/2018 de fecha 24 de octubre de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-149 con fecha del 25 de octubre 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 LTMMH, por lo cual se advierte que dicha Secretaría a 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. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional y de Transferencia, la misma se encuentra definida en la figura 2 del presente dictamen.
  - b. Se determina que deberá dar 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 la Asignación AE-0006-Amoca-Yaxche-04 Campo Xikin en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismo, PEP deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen Técnico, por lo que ya no se deberá utilizar la metodología de Balance referida en el Séptimo Transitorio y aprobada en la resolución CNH.E.03.002/16 de fecha 17 de febrero de 2016, así como no se podrá considerar los Puntos de Medición del Anexo 3 de dichos LTMMH, para la medición de cada uno de los Hidrocarburos producidos.
  - e. La información del balance y producción de Petróleo, Gas Natural y Condensado deberá presentarse en los formatos definidos por la CNH, en el Anexo I de los Lineamientos, los cuales deberán entregarse firmados y validados por el Responsable Oficial.

## h) Comercialización de Hidrocarburos

Para transportar los hidrocarburos producidos del Campo Xikin hacia la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB), se empleará un sistema de ductos, para lo cual se tiene la siguiente filosofía de operación:

La plataforma PP-Xikin-B fluirá hacia la plataforma PP-Xikin-A, mientras que esta fluirá con el total de la producción del campo hacia la plataforma Xanab-C, donde la producción total del campo Xikin se transporta hacia la plataforma Yaxché-A, donde entra al cabezal general y fluye en forma conjunta con el fluido producido de la Asignación A-0373-M-Campo Yaxché y la de la Asignación A-0369-M-Campo Xanab donde estas se mezclan para su envío hacia la TMDB.

Anteriormente la producción se transportaba de Yaxché-A a Cabezal General Puerto Ceiba (CGPC), actualmente se tiene como flexibilidad operativa.

La calidad del gas del campo Xikin, se determinará con la toma manual de muestras de forma regular en los pozos y en las líneas de salida de las plataformas para realizar su análisis cromatográfico.

La producción de hidrocarburos del campo Xikin se mezclará con la producción de hidrocarburos de las Asignaciones A-0369-M-Campo Xanab y A-0373M-Campo Yaxché, las cuales se enviarán en flujo multifásico a la TMDB a través de un ducto de 36" x 23 Km, para su acondicionamiento donde se efectuará la separación de las fases aceite, gas y agua. El gas separado será medido y se incorporará al gasoducto general hacia C.P.G. Cactus, figura 20. Por otro parte el aceite obtenido en TMDB será enviado al CCC Palomas para su posterior comercialización.

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 Xikin y comprimirlo para su envío a plantas procesadoras, así como cumplir con la Meta de Aprovechamiento de Gas (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 PEP para la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04, 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.

Actualmente, se cuenta con una capacidad de compresión de gas instalada en la TMDB de 210 MMpcd, misma que se mantendrá a lo largo de la vida del proyecto. En la figura 22 se muestra que, con la capacidad de compresión instalada, PEP puede manejar la producción de gas asociado de la Asignación A-0369 – M – Campo Xanab, el Campo Xikin y la Asignación A-0373M - Campo Yaxché.

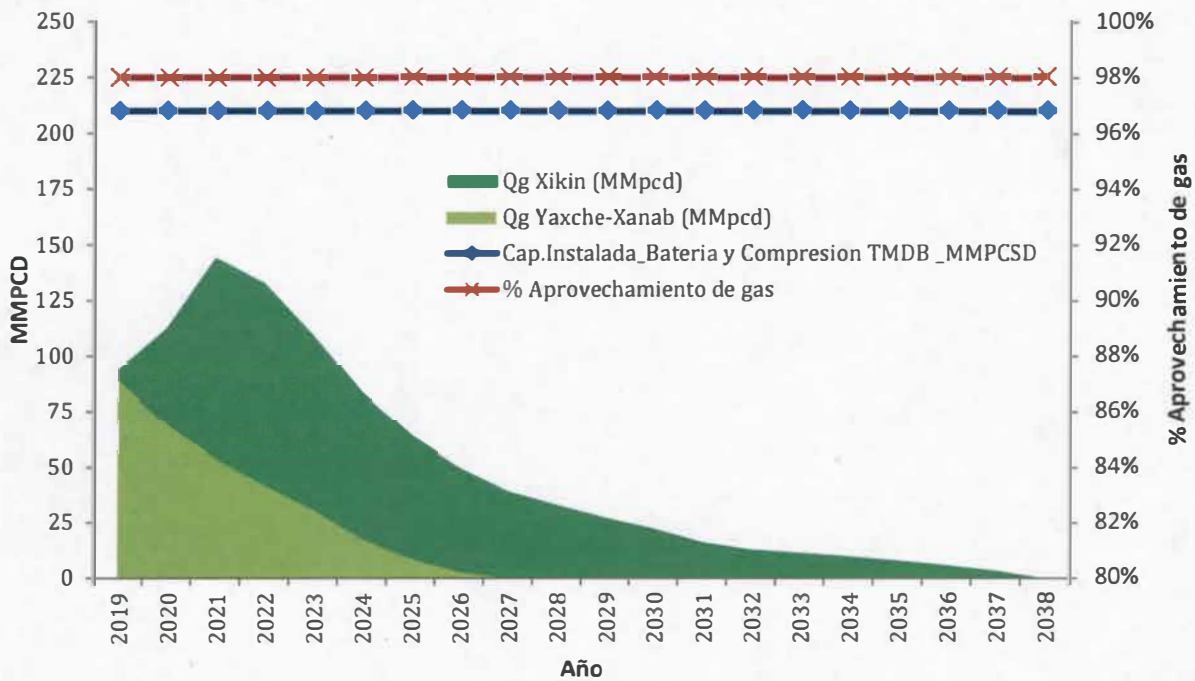


Fig. 22. Capacidad instalada para el manejo del gas en la TMDB para la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04 (Campo Xikin). (Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

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

$$MAG = \frac{A + B + C + T}{GP + GA} \times 100$$

Dónde:

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

777

- C = Conservación (volumen/año)
- T = Transferencia (volumen/año)
- G<sub>P</sub> = Gas Natural Asociado producido (volumen/año)
- G<sub>A</sub> = 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-0006-4M-Amoca-Yaxché-04 para el 2019:

$$MAG_{2019} = \left( \frac{0.36+0+0+4.57}{5.03+0} \right) \times 100 = 98\%$$

Actualmente el campo no cuenta con historia de producción, sin embargo, de acuerdo con el resultado de los pronósticos de producción se observa que la presión de yacimiento al finalizar la explotación del campo no alcanza la presión de saturación de 233.7 kg/cm<sup>2</sup> por lo tanto se mantiene la RGA de 228.6 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, la presión del yacimiento estimada al cierre del campo es de 442 kg/cm<sup>2</sup>.

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 Xikin.

A continuación, se indica la máxima relación gas aceite a la que podrán producir los pozos del campo Xikin Tabla 19.

Formación	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
	Actual
Xikin JSK	228.6

*Tabla 19. Máxima Relación Gas Aceite a la que podrán producir los pozos para la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04 (Campo Xikin).  
(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 de 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, 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 20.

Actividad	Cantidad
Perforación	10
Terminación	10
Oligosoductos	2
Plataformas	2
RMA	-
RME	33
Tapamientos	10
Abandono	4

Tabla 20. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer para la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04 (Campo Xikin).  
(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 en el Plan, como se observa en la Tabla 21.

Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
<b>Producción</b>			
i. Construcción Instalaciones	-		
ii. Ductos	9.34		
iii. General	32.68		
iv. Intervención de Pozos	135.56		
v. Operación de instalaciones de producción	48.15		
vi. Seguridad, Salud y Medio Ambiente	-		
<b>Desarrollo</b>			
vii. Construcción Instalaciones	189.63		
viii. General	17.73		
ix. Intervención de Pozos	-		
x. Otras Ingenierías	-		
xi. Perforación de Pozos	685.04		
<b>Evaluación</b>			
xii. Seguridad, Salud y Medio Ambiente			
<b>Abandono</b>			
xiii. Desmantelamiento de Instalaciones	158.86		

Tabla 21. Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas para la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04 (Campo Xikin).  
(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.

Cabe hacer mención que en términos del artículo 40 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.

Sin menoscabo de lo anterior, Pep deberá cumplir con lo establecido en los artículos 12, Fracción II,

...

- II. Para los Planes de Desarrollo para la Extracción, los indicadores permitirán dar seguimiento, al menos, a los siguientes elementos: i) ejercicio Presupuestal programado; ii) Tiempo de perforación de un pozo, comparado con el programa; iii) Tiempo de reparaciones; iv) Tasa de éxito de perforación, para los pozos delimitadores, de desarrollo y para sus reparaciones; v) Factor de recuperación y presión del yacimiento; vi) Producción; vii) Gasto de operación; viii) desarrollo de reservas; así como iv) la inyección de fluido real, contra lo programado, de al menos, los siguientes compuestos: nitrógeno, gas natural, dióxido de carbono, vapor, surfactante, polímero y agua.

...

así como el artículo 14, Fracciones I, II, III, IV y V; 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.

## VI. Sistema de Administración de Riesgos

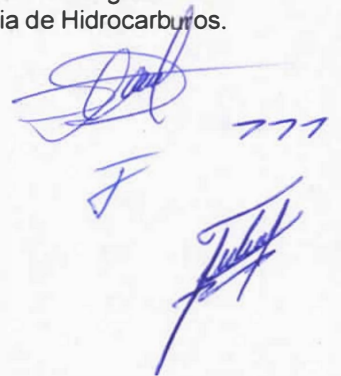
Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché-04 (Campo Xikin), sin perjuicio de la obligación de PEP de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el Plan.

En relación con el Sistema de Administración de Riesgo, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1101/2018, de fecha 24 de septiembre del 2018, la ASEA señala que por diverso ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017, del 13 de julio del 2017, y en el oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1178/2017 de fecha 27 de noviembre de 2017, así como a 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.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top, the letter 'J' below it, and another signature at the bottom right.

## 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-0006-4M-Amoca-Yaxché-04 (Campo Xikin), 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.430.2018.357 recibido en la Comisión el 18 de septiembre 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, including a large signature at the top, the initials 'J' and 'LCC' in the middle, and another signature at the bottom right.

## VIII. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan 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 el 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.0106/2018 DICTAMEN PLAN DE DESARROLLO ASIGNACIÓN AE-0006-4M-AMOCA-YAXCHÉ-04 (CAMPO XIXIN) 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 10 pozos propuestos, se llevará a cabo la toma de registros básicos y especiales con cable, registro LWD en tiempo real, registros especiales, registros de Hidrocarburos, perfiles sísmicos verticales (VSP) y/o *Check Shots*, núcleos, muestras de canal, se tomarán muestras PVT de fondo y superficie, curvas de decremento, curvas de incremento, se realizarán pruebas de interferencia, se realizarán registros estáticos por estaciones, se instalarán sensores de fondo permanentes y se realizarán aforos. Así mismo se actualizará el modelo estático a través de la integración de un modelo petrofísico conforme haya más datos disponibles 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 10 pozos, así como la construcción de 2 ductos, la instalación de 2 plataformas, la realización de 33 reparaciones menores, aunado a la producción de los pozos por perforar, contribuirán a elevar el factor de recuperación de aceite. El Plan prevé una recuperación de 189.97 MMb de aceite y 243.84 MMMpc lo que representa un Factor de Recuperación de 35.3 % para el aceite y 36.5% de gas.

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

Se espera que, derivado de los resultados satisfactorios con respecto a la perforación de pozos de desarrollo, así como en lo que respecta al comportamiento de presión-producción y la correcta administración del yacimiento, permitirá incrementar sus cifras, por lo que la propuesta del Plan de Desarrollo sustenta reservas 2P por 189.97 millones de barriles de aceite y 243.84 miles de millones de pies cúbicos de gas cuantificadas al 1 de enero de 2018.



Asimismo, los estudios y la toma de información propuesta por el Asignatario permitirán identificar y confirmar zonas con oportunidad de incorporar o reclasificar reservas dentro de la Asignación.

**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 perforar y terminar 10 pozos, la construcción de 2 ductos, la instalación de 2 plataformas y la realización de 33 reparaciones menores. Por lo que se determina que la solicitud del Plan de Desarrollo 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 se la relación beneficio costo de los ingresos son 5.2 veces los egresos asociados al desarrollo del proyecto, 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 de aprovechamiento de gas natural asociado, 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.

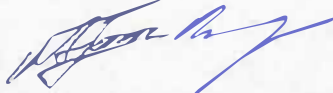
Como resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y los Sistemas de Medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por PEP, conforme a la evaluación de los Mecanismos de Medición del presente Dictamen

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-0006-4M-Amoca-Yaxché-04 (Campo Xikin) 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 el 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 Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

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**



**ING. MIGUEL ANGEL 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

**REVISÓ**



**ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ**

Director General

Dirección General de Dictámenes de Extracción

**AUTORIZÓ**



**MTRO. 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-0006-4M-Amoca-Yaxché-04 (Campo Xikin).