

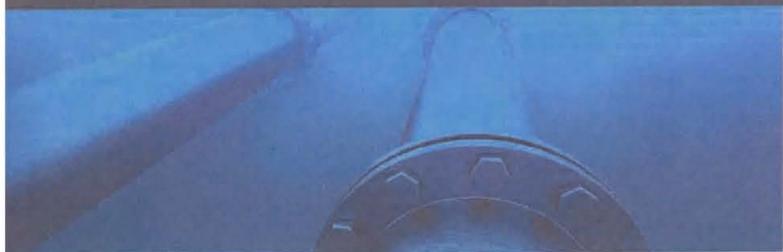
Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción

Asignación AE-0006-6M - Amoca - Yaxché - 04

Campo Mulach

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Julio 2019



A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'G. P. S.', is located to the left of the CNH logo.



Comisión Nacional de Hidrocarburos

777
REC
X
A handwritten signature in blue ink, appearing to be 'J. P. S.', is located to the right of the CNH logo.

Contenido

DICTAMEN TÉCNICO DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN.....	1
ASIGNACIÓN AE-0006-6M - AMOCA - YAXCHÉ - 04.....	1
CAMPO MULACH.....	1
I. DATOS GENERALES DEL ASIGNATARIO.....	3
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN	7
III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS.....	8
IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN	8
A) CARACTERÍSTICAS GENERALES	8
B) PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN.....	9
C) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DEL PLAN DE DESARROLLO.....	11
D) ANÁLISIS ECONÓMICO'	22
E) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	27
F) COMERCIALIZACIÓN	37
G) PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL.....	38
V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN	40
VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS.....	42
VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL.....	42
VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO.....	43
A) ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS 44	
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.....	44
C) LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN	44
D) PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS.....	45
E) LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES.....	45
F) EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL	45
G) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	45
IX. RECOMENDACIONES.....	49

[Handwritten signature]

[Handwritten signatures and marks]

i. Datos generales del Asignatario

El Asignatario promovente del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en la Asignación AE-0006-6M - Amoca - Yaxché - 04 (en adelante, Asignación), es la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP u Operador), 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.

El campo Mulach (en adelante, Campo) fue descubierto con la perforación del pozo Mulach-1EXP, el cual inició su perforación el 10 de julio del 2018 y finalizó la etapa de terminación el 5 de septiembre del 2018, resultando productor de aceite y gas de 27.5 °API en el yacimiento 4 (de 4 yacimientos identificados) en las areniscas de edad geológica Mioceno Superior (en adelante, MS). En ninguno de los yacimientos se identificó el Contacto Agua-Aceite (en adelante, CAA), por lo anterior, PEP utilizó un límite convencional para realizar los análisis y evaluaciones en cada uno de los 4 yacimientos.

Posterior al descubrimiento, el Operador realizó actividades de caracterización inicial y evaluación que le permitieron determinar el potencial del yacimiento, información que se encuentra documentada en el Informe de Evaluación del Campo.

En la Tabla 1, se muestran los datos generales de la Asignación.

Tabla 1. Datos generales de la Asignación.

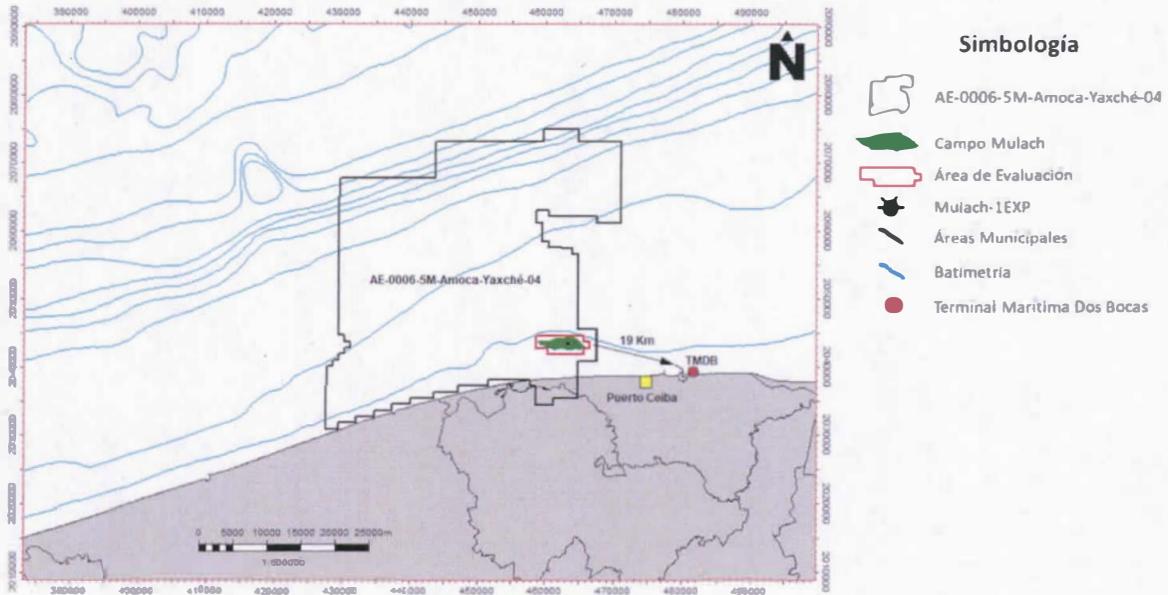
Datos Generales de la Asignación	
Asignación	AE-0006-6M - Amoca - Yaxché - 04
Estado y municipio	Tabasco, Municipio de Paraíso
Superficie	Polígono A: 1,328.86 km ² Polígono B: 8.11 km ²
Fecha de emisión	27 de agosto de 2014
Vigencia	22 años a partir del 27 de agosto de 2017
Tipo de Asignación	Exploración y Extracción de Hidrocarburos
Profundidad para extracción	Polígono de Extracción A Superficie del área de Asignación Polígono de Extracción B Aquellas previstas en el Plan de Desarrollo para la Extracción que para tal efecto apruebe la Comisión con motivo de la Declaratoria de Comercialidad de los Hidrocarburos contenidos en el Campo Mulach, particularmente en las unidades litoestratigráficas delimitadas por el pozo descubridor.

Yacimientos y/o Campos	Campo Mulach (Mioceno Superior)
Colindancias	A-0369-2M - Campo Xanab y A-0373-M - Campo Yaxché
Otras Características	Campo propuesto para desarrollo.

Fuente: Comisión con la información presentada por PEP.

El Campo se localiza a una distancia de 19 km al Noreste de la Terminal Marítima de Dos Bocas (en adelante, TMDB), en un tirante de agua de 22 m.

Figura 1. Ubicación de la Asignación.



Fuente: PEP.

En las Tabla 2 y 3 se presentan las coordenadas de los vértices de los polígonos de la Asignación.

Tabla 2. Coordenadas de los vértices del Polígono A de la Asignación.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93°20'00"	18°45'00"
2	93°16'30"	18°45'00"
3	93°16'30"	18°38'30"
4	93°18'30"	18°38'30"
5	93°18'30"	18°39'00"
6	93°22'30"	18°39'00"
7	93°22'30"	18°39'30"
8	93°23'30"	18°39'30"
9	93°23'30"	18°38'30"
10	93°23'00"	18°38'30"
11	93°23'00"	18°37'00"
12	93°22'30"	18°37'00"

777

RC

[Handwritten signature]

[Handwritten signatures and marks]

13	93°22'30"	18°36'30"
14	93°20'30"	18°36'30"
15	93°20'30"	18°36'00"
16	93°20'00"	18°36'00"
17	93°20'00"	18°30'00"
18	93°18'30"	18°30'00"
19	93°18'30"	18°27'30"
20	93°20'00"	18°27'30"
21	93°20'00"	18°24'30"
22	93°22'00"	18°24'30"
23	93°22'00"	18°24'00"
24	93°23'30"	18°24'00"
25	93°23'30"	18°25'30"
26	93°24'00"	18°25'30"
27	93°24'00"	18°26'00"
28	93°27'30"	18°26'00"
29	93°27'30"	18°25'30"
30	93°30'00"	18°25'30"
31	93°30'00"	18°25'30"
32	93°32'00"	18°25'00"
33	93°32'00"	18°24'30"
34	93°34'00"	18°24'30"
35	93°34'00"	18°24'00"
36	93°35'30"	18°24'00"
37	93°35'30"	18°23'30"
38	93°37'00"	18°23'30"
29	93°37'00"	18°23'00"
40	93°38'30"	18°23'00"
41	93°38'30"	18°22'30"
42	93°40'00"	18°22'30"
43	93°40'00"	18°22'00"
44	93°41'00"	18°22'00"
45	93°41'00"	18°27'00"
46	93°40'30"	18°27'00"
47	93°40'30"	18°27'30"
48	93°40'00"	18°27'30"
49	93°40'00"	18°28'00"
50	93°39'30"	18°28'00"
51	93°39'30"	18°28'30"
52	93°39'00"	18°28'30"
53	93°39'00"	18°29'00"
54	93°39'30"	18°29'00"
55	93°39'30"	18°29'30"


 777

 5




56	93°40'00"	18°29'30"
57	93°40'00"	18°42'00"
58	93°32'00"	18°45'00"
59	93°32'00"	18°45'00"
60	93°23'00"	18°45'00"
61	93°23'00"	18°46'00"
62	93°20'00"	18°46'00"

Fuente: Comisión con la información entregada por PEP.

Tabla 3. Coordenadas de los vértices del Polígono B de la Asignación.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93°40'30"	18°27'00"
2	93°41'00"	18°27'00"
3	93°41'00"	18°29'00"
4	93°39'00"	18°29'00"
5	93°39'00"	18°28'30"
6	93°39'30"	18°28'30"
7	93°39'30"	18°28'00"
8	93°40'00"	18°28'00"
9	93°40'00"	18°27'30"
10	93°40'30"	18°27'30"

Fuente: Comisión con la información entregada por PEP.

Adicionalmente en la Tabla 4, se muestran las coordenadas del Área de Extracción, la cual se encuentra dentro de la Asignación y contiene en su totalidad al campo.

Tabla 4. coordenadas del polígono que circunscribe al Campo Mulach.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93°19'30"	18°29'30"
2	93°19'30"	18°29'00"
3	93°19'00"	18°29'00"
4	93°19'00"	18°28'30"
5	93°19'30"	18°28'30"
6	93°19'30"	18°28'00"
7	93°22'30"	18°28'00"
8	93°22'30"	18°28'30"
9	93°23'30"	18°28'30"
10	93°23'30"	18°29'30"

Fuente: Comisión con la información entregada 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 de la Asignación hasta la terminación del periodo adicional de Exploración.

Handwritten notes and signatures in blue ink, including the number '777' and several illegible signatures.

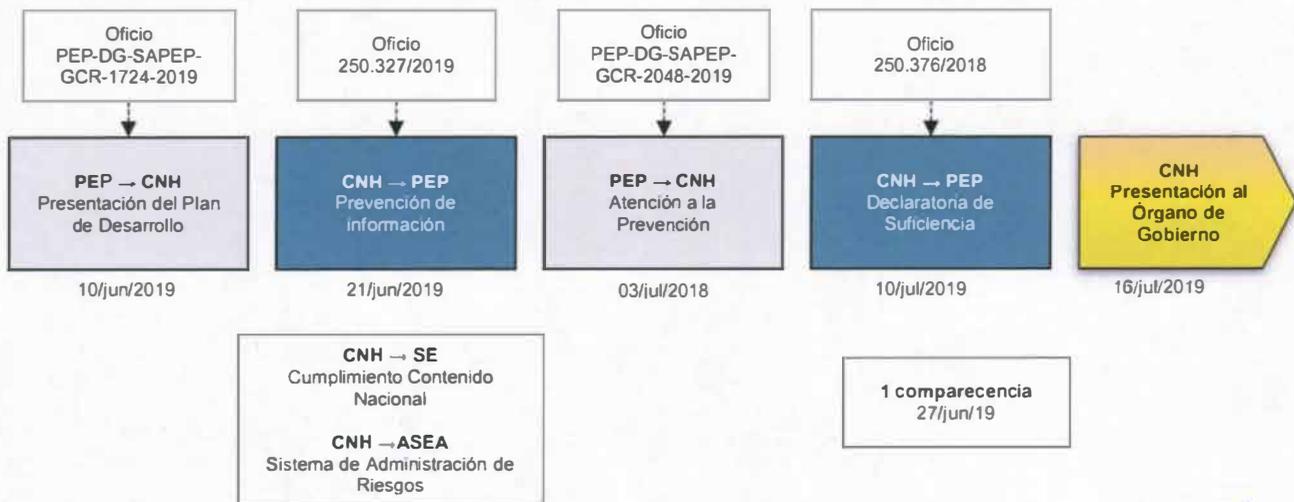
Handwritten signature in blue ink at the bottom left corner.

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 (en adelante, Comisión): a saber, la Dirección General de Dictámenes de Extracción (en adelante, DGDE), la Dirección General de Reservas, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica. Asimismo, contó con el apoyo de la Secretaría de Economía (en adelante, Economía) para evaluar el porcentaje de Contenido Nacional 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 CNH:SS.7/3/19/2019 de la DGDE de esta Comisión.

Figura 2. Etapas del proceso de evaluación, dictamen y resolución.



Fuente: Comisión.

RF

777
 [Firmas manuscritas]

iii. Criterios de evaluación utilizados

De conformidad con el Título de Asignación el plazo para la presentación del Plan de Desarrollo para la Extracción será de 1 año contado a partir de la declaración de cualquier Descubrimiento Comercial, derivado de lo anterior, se verificó que el Plan de Desarrollo presentado por PEP fuera congruente y diera 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 permitan maximizar el Factor de Recuperación en condiciones económicamente viables, el programa de aprovechamiento de Gas Natural y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.

Aunado a lo anterior, la Comisión consideró las bases previstas en el artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (en adelante, LORCME) y los principios, criterios y elementos contenidos en 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, (en adelante, Plan).

Asimismo, se realizó el análisis de la información considerando los requisitos establecidos en los artículos 7, 8, fracción II, 11,12, fracción II, 19, 20, y el Anexo II de los Lineamientos.

iv. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

a) Características generales

Las principales características generales geológicas, petrofísicas y propiedades de los fluidos de los yacimientos del Plioceno Inferior del Campo se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Características generales del Campo.

Características Generales	Yac 4	Yac 3	Yac 2	Yac 1
Área 2P (km ²)	2.59	2.17	1.48	2.71
Tipo de hidrocarburos	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro
Profundidad promedio (mvsnm)	3,287	3,367	3,438	3,498
Porosidad (%)	25.28	21.78	22.29	20.84
Densidad aceite (°API) @ c.s.	27.5	22.3	23.6	20
Viscosidad (cP) @ c.y.	2.25	5.1	4.41	17.92
Bo/Bg (vol/vol) inicial y actual	1.225	1.19	1.169	1.155
Presión de saturación (kg/cm ²)	152.9	135.7	120.6	119.6
Presión inicial (kg/cm ²)	497.93	504.6	510.09	515

Handwritten notes and signatures in blue ink on the right side of the page, including a large signature and some scribbles.

Presión actual (kg/cm ²)	497.93	504.6	510.09	515
Gastos máximos (Bd)	5,926 (aforo)	SD	SD	SD

Fuente: Comisión con información presentada por PEP.

Los volúmenes originales de aceite y gas estimados por PEP y presentados en el Plan de Desarrollo del Campo se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Volúmenes originales de aceite y gas.

Campo	Volumen original	
	Aceite (MMb)	Gas natural (MMMpc)
Mulach	165.83	63.18

Fuente: Comisión con la información presentada por PEP.

b) Plan de Desarrollo para la Extracción

PEP evaluó diferentes alternativas de desarrollo para la extracción de hidrocarburos de la Reserva 2P del Campo. En todas las alternativas documentadas están incluidas las perforaciones de 6 pozos buscando producir los 4 yacimientos identificados con potencial durante la perforación del pozo exploratorio Mulach-1EXP, la construcción e instalación de una plataforma tipo estructura ligera marina (ELM) con equipo de perforación tipo autoelevable, y construcción e instalación de un oleogasoducto de 20" Ø x 4.5 km hacia la estructura Xanab-D iniciando operaciones en noviembre del 2019. Ninguna alternativa contempla Reparaciones Mayores (en adelante, RMA).

Alternativa 1

La alternativa de desarrollo contempla la perforación de seis pozos de desarrollo con trayectorias desviadas y horizontales, terminados con aparejos de producción doble selectivo o sencillo, fluyendo de manera natural con la energía propia del yacimiento, con control de la producción considerando los gastos críticos. Esta alternativa contempla 39 Reparaciones Menores (en adelante, RME).

Alternativa 2

La alternativa de desarrollo contempla la perforación de seis pozos de desarrollo con trayectorias desviadas y horizontales, terminados con aparejos de producción doble selectivo o sencillo, fluyendo de manera natural con la energía propia del yacimiento, con control de la producción considerando los gastos críticos. Esta alternativa contempla 42 RME.

g
777
20
J

Alternativa 3

La alternativa de desarrollo contempla la perforación de seis pozos de desarrollo con trayectorias desviadas y horizontales, terminados con aparejos de producción doble selectivo o sencillo que incluyen válvulas de BN, fluyendo inicialmente de manera natural con la energía propia del yacimiento y en el periodo 2024-2028 paulatinamente con sistemas artificial de producción tipo Bombeo Neumático (en adelante, BN) utilizando gas dulce de la red de BN, con control de la producción considerando los gastos críticos. Esta alternativa contempla 87 RME, y la construcción de un gasoducto de BN de 8" Ø x 10 km el cual estaría listo para iniciar la inyección de gas de BN programada para el año 2024.

Alternativa 4

La alternativa de desarrollo contempla la perforación de seis pozos de desarrollo con trayectorias desviadas y horizontales, terminados con aparejos de producción doble selectivo o sencillo que incluyen válvulas de BN, fluyendo inicialmente de manera natural con la energía propia del yacimiento y en el periodo 2024-2028 paulatinamente con sistemas artificial de producción tipo Bombeo Neumático (en adelante, BN) utilizando gas dulce de la red de BN, con control de la producción considerando los gastos críticos. Esta alternativa contempla 93 RME, y la construcción de un gasoducto de BN de 8" Ø x 10 km el cual estaría listo para iniciar la inyección de gas de BN programada para el año 2024.

En la Tabla 7 se comparan las cuatro Alternativas presentadas por PEP. Mientras que en la Figura 3 se observa lo propio para los pronósticos de producción de aceite correspondientes a éstas.

Tabla 7. Alternativas analizadas por PEP.

Características	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3 (Seleccionada)	Alternativa 4
Metas Físicas (Número)				
Perforación de pozos de desarrollo	6	6	6	6
Terminación de pozos de desarrollo	6	6	6	6
Reparaciones menores	39	42	87	93
Estructuras Marinas	1	1	1	1
Ductos	1	1	2	2
Taponamiento	6	6	6	6
Abandono	2	2	3	3
Producción				
Aceite (MMb)	18.18	18.15	30.33	30.36
Gas (MMMpc)	7.19	7.17	11.88	11.89
Gastos de operación (MMusd)	60.06	59.95	100.16	100.25
Inversiones (MMusd)	303.31	305.05	398.25	401.55
Indicadores económicos				
VPN AI (MMusd)	509.56	479.57	770.65	722.26
VPN DI (MMusd)	5.78	-5.84	50.95	32.99
VPI (MMusd)	263.49	264.48	318.98	319.32

Handwritten notes and signatures in blue ink on the right side of the page, including a large 'Q' and several illegible signatures.

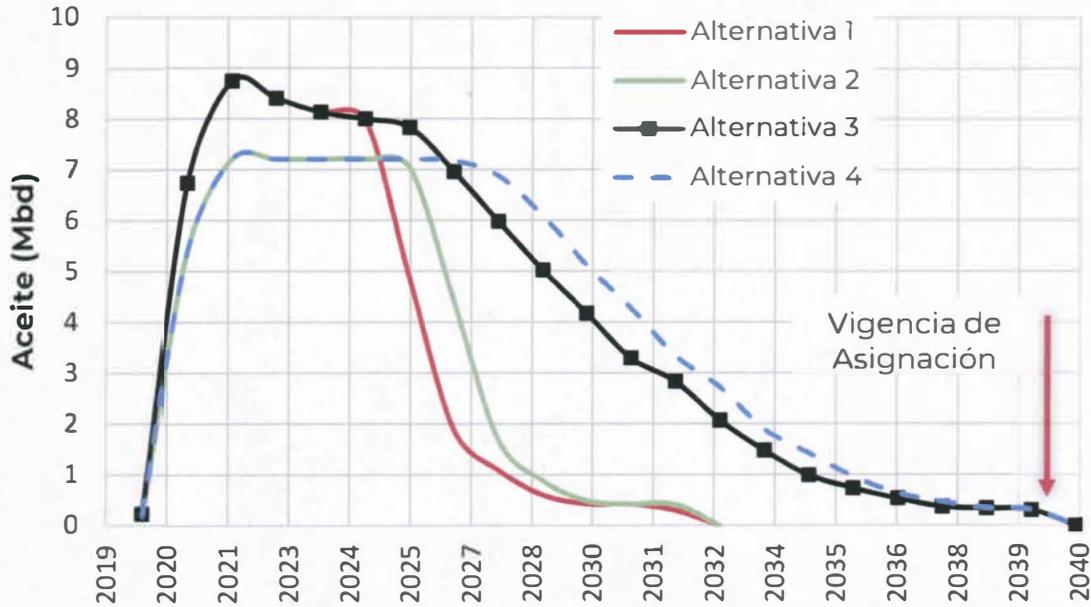
Handwritten signature in blue ink at the bottom left corner.

VPN/VPI AI (usd/usd)	1.93	1.81	2.42	2.26
VPN/VPI DI (usd/usd)	0.02	-0.02	0.16	0.10

Fuente: Comisión con la información presentada por PEP.

Los pronósticos de producción de aceite cuantificados del Campo indican que se iniciará producción en el año 2019 y alcanzará su límite económico meses después de la vigencia de la Asignación. En la Figura 3 se comparan los pronósticos de producción de las Alternativas.

Figura 3. Pronóstico de producción de aceite de las alternativas analizadas por PEP



Fuente: Comisión con la información presentada por PEP.

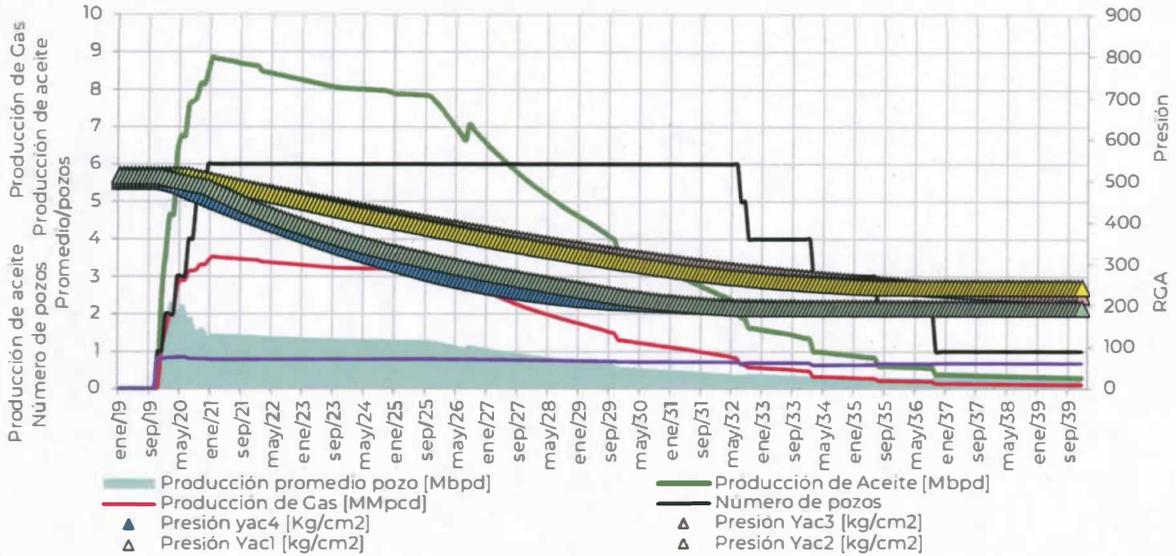
c) Análisis técnico de la solicitud del Plan de Desarrollo

Comportamiento Presión - Producción

La Figura 4 muestra el comportamiento de producción esperado del Campo Mulach, así como la tendencia de presión estimada para cada uno de los cuatro yacimientos identificados con la perforación del pozo descubridor.

Handwritten notes and signatures in blue ink on the right side of the page, including the letters 'RC' and several illegible signatures.

Figura 4. Comportamiento de presión del Campo.



Fuente: PEP.

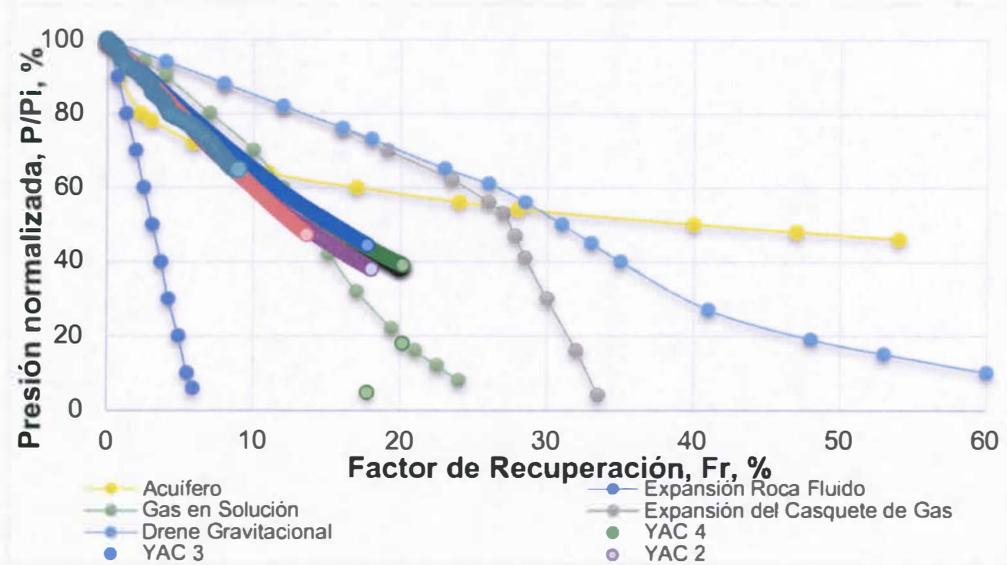
Del pronóstico de producción del Campo se observa el pico de producción a finales del año 2020, posteriormente una declinación moderada hasta el año 2025, a partir del cual se observa un cambio a una mayor pendiente hasta el final de la vida productiva del campo.

Los yacimientos cuentan con presión inicial similar entre ellos, siendo el promedio de 506.9 kg/cm²; la presión de saturación promedio es de 132.2 kg/cm², la cual, de acuerdo con los pronósticos de presión-producción presentados por PEP, no se estima que se alcance a lo largo de la vida productiva del campo. En cuanto a la Relación Gas-Aceite (en adelante, RGA), ésta se mantiene en un promedio de 66.25 m³/m³, con un valor máximo de 76.49 m³/m³.

El comportamiento de producción considera un aporte de energía al yacimiento por expansión del sistema roca-fluidos como mecanismo de empuje principal, e hidráulico moderado para los cuatro yacimientos. En la siguiente Figura 5 se observa los mecanismos de empuje predominantes para el campo análogo Yaxché y el campo Mulach.

rc
g
777
[Signature]
[Signature]
12
8

Figura 5. Mecanismos de empuje del Campo.



Fuente: PEP.

Perforación y terminación de pozos

De acuerdo con la interpretación geológica-estructural presentada por PEP, el Campo Mulach se encuentra dividido a través de una falla normal en dos anticlinales con orientación E-W, definidos como bloque sur y bloque norte. La estrategia de explotación se enfoca en la extracción de hidrocarburos de cuatro yacimientos con reserva 2P del bloque sur, a través de la perforación de seis pozos de desarrollo con un equipo de perforación tipo autoelevable desde la Estructura Ligera Marina Mulach-A. Las trayectorias de los pozos son tipo "J" con ángulos de inclinación que van de los 23° a los 70°, y horizontales (inclinación mayor a 80°).

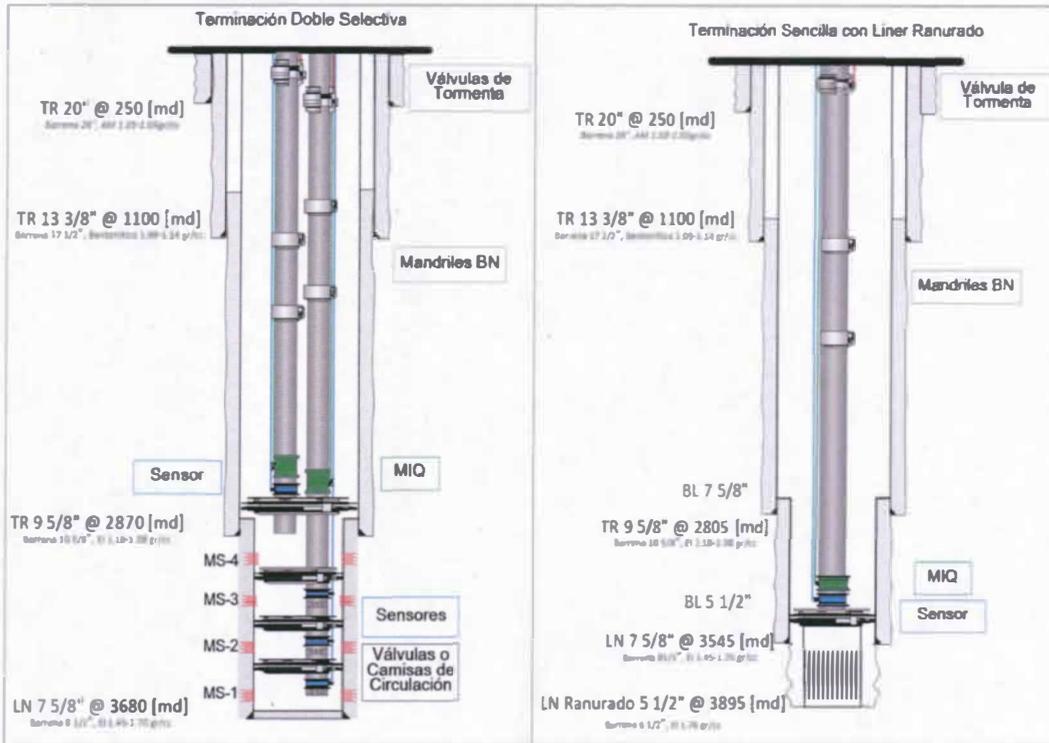
Con el objetivo de explotar los cuatro yacimientos identificados de manera fluyente e independiente, PEP llevó a cabo la evaluación de diferentes tipos de terminaciones, seleccionando aquellas que cuentan con el menor riesgo operativo y la mayor rentabilidad del Campo. Como consecuencia de lo anterior, PEP propone terminaciones doble selectiva o sencilla con liner ranurado, incluidas válvulas de inyección de gas dulce para implementar BN como sistema artificial de producción, entre los años 2024 y 2028, así como sensores de presión - temperatura en fondo para el monitoreo de condiciones estáticas y dinámicas de los yacimientos.

En la Figura 6, se muestran los dos tipos de terminaciones consideradas para los seis pozos de desarrollo del presente Plan de Desarrollo.

RC 777
[Firma manuscrita]

[Firma manuscrita]

Figura 6. Terminaciones de pozos de desarrollo del Campo Mulach.



Fuente: PEP

En la Tabla 8 se presentan los tipos de pozos, trayectorias, terminaciones y yacimientos a explotar durante la vida productiva para cada uno de los seis pozos de desarrollo.

Tabla 8. Tipos de pozos y terminaciones consideradas en el desarrollo del Campo Mulach

Pozo	Tipo	Trayectoria	Inclinación	Objetivos	Terminación	Tubería Producción* Pg
Mulach-10	Tipo J	Desviado	23	4	Doble Selectiva	2 7/8"
				3		2 3/8"
				2		
				1		
Mulach-5	Tipo J	Altamente Desviado	60	4	Liner Ranurado	2 7/8"
Mulach-9	Horizontal	Horizontal	81	4		2 7/8"
Mulach-4**	Horizontal	Horizontal	80	1		2 3/8"
Mulach-6**	Tipo J	Altamente Desviado	70	3		2 3/8"
Mulach-7**	Horizontal	Horizontal	81	2		2 3/8"

* Los diámetros se encuentran sujetos a las condiciones reales que se presentan durante el desarrollo del campo

** La terminación del pozo M-4, M-6, M-7 se encuentra sujeta a la evaluación del bloque norte (reserva 3P)

Fuente: CNH con información de PEP

Caso particular es el pozo Mulach-4, considerado por PEP como un pozo estratégico de desarrollo, el cual tiene como objetivo producir hidrocarburos del yacimiento 1 del bloque sur, sin embargo, la trayectoria del pozo permitirá adquirir información -a través de probadores de formación- con la finalidad caracterizar y probar los posibles yacimientos 2, 3 y 4 del bloque norte, de tal manera que, si se confirma el potencial de dichos yacimientos, PEP estaría reclasificando la reserva posible asociada al bloque norte, y por consiguiente, tendría que presentar una actualización a la estrategia de explotación ingresada en la presente solicitud.

Cabe señalar que, de ser favorables los resultados, la terminación del pozo Mulach-4 será doble selectiva con el objetivo de explotar los yacimientos en ambos bloques de manera simultánea, asimismo, PEP refiere que en el supuesto de confirmar las reservas posibles asociadas al bloque norte, la explotación simultánea de ambos bloques; norte y sur, se reproduciría también para la ejecución de los pozos Mulach-6 y Mulach-7.

Como conclusión de la perforación y tipos de terminaciones programadas en el Plan de desarrollo, se observa que estas permitirán producir y optimizar la recuperación de hidrocarburos de los yacimientos de interés, teniendo como ventaja la capacidad de producir simultáneamente de diferentes intervalos, teniendo como consecuencia una reducción en intervenciones de redisparos y una recuperación temprana de la inversión.

Sistemas Artificiales de Producción

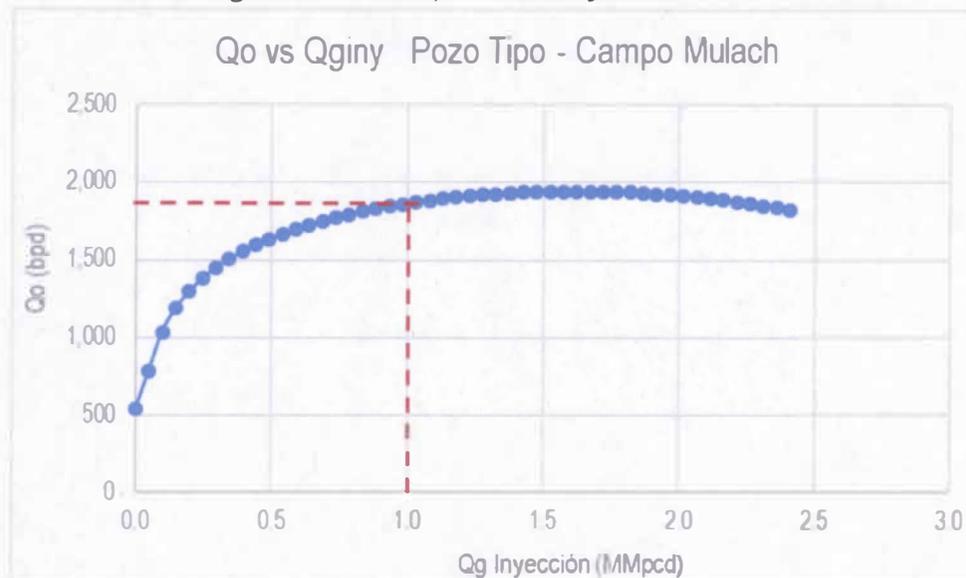
En cuanto a la implementación de los Sistemas Artificiales de Producción, de acuerdo a la comparación de los perfiles de producción de las alternativas documentadas, PEP concluyó que el Bombeo Neumático (BN) es el sistema que resulta más adecuado con la finalidad de atenuar la declinación de la producción, aprovechando la infraestructura y disponibilidad de gas en la zona.

Al inicio de la producción del Campo los pozos producirán de forma fluyente, posteriormente se convertirán a BN en el periodo 2024-2028 para atenuar la declinación de la producción; el gas de BN se suministrará mediante un gasoducto de BN de 8"Ø x 10 km de Yaxché-C a Mulach-A, que se transportará por el gasoducto de 8"Ø x 3 km de Yaxché-A a Yaxché-C, el cual viene del gasoducto de BN de 12"Ø x 23 km desde la TMDB a Yaxché-A.

El volumen de gas de BN se estimó con base en el diseño realizado para cada uno de los pozos de desarrollo del Campo Mulach, definiéndose mediante la curva de eficiencia de gas de BN que el volumen de gas de inyección óptimo por pozo es de aproximadamente 1 MMpcd como se muestra en la Figura 7, siendo que a volúmenes mayores de inyección el beneficio de levantamiento es mínimo.

Handwritten notes and signatures in blue ink on the right side of the page, including a large 'Q' at the top, '777' below it, 'RC' further down, and several illegible signatures at the bottom.

Figura 7. Gasto óptimo de inyección de BN.



Fuente: PEP

Gastos críticos al agua

Durante la selección de la estrategia de desarrollo, PEP evaluó la cercanía de los posibles Contactos Agua-Aceite (CAA) para cada yacimiento, con la finalidad de reducir el riesgo de producción de agua por conificación dentro de los yacimientos. Si bien, PEP refiere a que no se ha identificado ningún CAA para ninguno de los cuatro yacimientos, el cálculo de los gastos críticos consideró como CAA los límites convencionales de la reserva posible de cada yacimiento.

Derivado de lo anterior, PEP presentó estimaciones de gastos críticos (Tabla 9), y manifiesta que los gastos de producción propuestos para los pozos del campo Mulach, se mantendrán por debajo de los gastos críticos estimados, lo anterior, con la finalidad de evitar caídas drásticas de presión en los yacimientos que generen conos de agua, poniendo en riesgo el potencial del campo, así como evitar posibles arenamientos.

Tabla 9. Gastos críticos propuestos por pozo

Pozo	Aceite	
	Gasto Crítico (bpd)	Gasto Inicial Propuesto (bpd)
M-10	3,466	2,569
M-5	4,105	2,092
M-9	4,956	2,101
M-4	1,150	1,001
M-6	6,45	500
M-7	1,600	750

Fuente: CNH con información de PEP

Intervenciones a pozos

Con relación a las RME, PEP menciona que el número y frecuencia para ejecutar esta actividad, la definió con base en el campo análogo Yaxché, a partir de las características de las formaciones, de las trayectorias y terminaciones de los pozos. Con base en la información presentada, se observa que las RME propuestas son adecuadas para el campo, las cuales incluyen, cambios de aparejo, programas de limpiezas de aparejo con tratamientos ácidos, mantenimiento y estimulaciones.

Factores de Recuperación

El PDE del campo Mulach se basa en la explotación del bloque sur, el cual presenta cuatro yacimientos en areniscas del Mioceno Superior de las cuales se propone recuperar un volumen de 30.33 MMb de aceite y 11.88 MMMpc de gas, que equivalen a 32.32 MMbpce y que representan la reserva 2P del Campo. Con dichos volúmenes se llegaría a un factor de recuperación final estimado de 18.29 % para el aceite y de 18.80 % para el gas, en el horizonte correspondiente al límite económico en diciembre 2039.

Reservas de Hidrocarburos

Los valores de reservas 2P propuestos para presentarse al 1 de enero de 2020 y que sustentan el Plan de Desarrollo propuesto (30.33 MMb de aceite, 11.80 MMMpc de gas) presentan variaciones a la baja con respecto a las presentadas al 1 de enero de 2019 (1 % para el aceite y 0.4% para el gas). En el caso de las reservas 3P, las variaciones a la baja son aproximadamente 14.9 MMb de aceite y 5.1 MMMpc de gas, lo anterior representa una disminución del 14.9% y 13.1%, respectivamente.

El asignatario refiere que el cambio en los volúmenes a recuperar en la alternativa seleccionada radica en un cambio de la estrategia de extracción eliminando la perforación de un pozo correspondiente a la recuperación propuesta en la reserva 2P al 1 de enero de 2019. Adicionalmente el cambio de las reservas 3P propuestas (al 1 de enero de 2020) en el Plan de Desarrollo se debe principalmente a la disminución del número de pozos a perforar respecto a las reservas 3P documentadas al 1 de enero de 2019.

En la Tabla 10 se presenta el comparativo de los valores de reserva al 1 de enero de 2019 y los propuestos en el Plan de Desarrollo a presentarse el 1 de enero de 2020, así como los factores de recuperación asociados, en donde se observa que la mayor variación es en la categoría de reserva 3P al límite económico.

Tabla 10. Reservas de Hidrocarburos del Campo Mulach.

Año de cuantificación	Campo	Categoría de Reserva	Reservas de hidrocarburos al límite económico			Factor de Recuperación final	
			Aceite [mmb]	Gas Natural [mmpc]	Petróleo crudo equivalente [mmbpce]	Aceite [%]	Gas Natural [%]
Al 1 de enero de 2019	Mulach	1P	11.96	5.49	12.88	20.36	21.14
		2P	30.62	11.93	32.61	18.46	18.88
		3P	99.98	38.8	106.48	18.74	19.05
Mulach							
Propuestas al 1 de enero de 2020	Mulach	1P	11.96	5.49	12.88	20.36	21.14
		2P	30.33	11.88	32.32	18.29	18.8
		3P	85.02	33.69	90.69	15.94	16.54
Mulach							
Diferencias	Mulach	1P	-	-	-	-	-
		2P	-0.29	-0.05	-0.29	-0.17	-0.08
		3P	-14.96	-5.11	-15.79	-2.81	-2.51

Fuente: Comisión con la información presentada por PEP.

Pronósticos de Producción

Derivado del comportamiento de presión-producción, así como de los mecanismos de empuje identificados, el Operador presenta los pronósticos de producción de aceite y de gas que se muestran en las Figuras 8 y 9. Cabe resaltar que los pronósticos de producción fueron estimados a través de un modelo de balance de materia multi tanque, elaborado para cada uno de los cuatro yacimientos con información del pozo exploratorio Mulach-1EXP.

El Operador contempla iniciar con la producción del Campo en noviembre del 2019, y estima tener un pico de producción de 8.85 mbd de aceite y 3.52 mmpcd de gas natural en enero de 2021. Cabe señalar que, en caso de confirmarse el volumen asociado a la reserva posible del bloque norte, se estima que la producción de aceite podría llegar a 52 mbpd.

RC

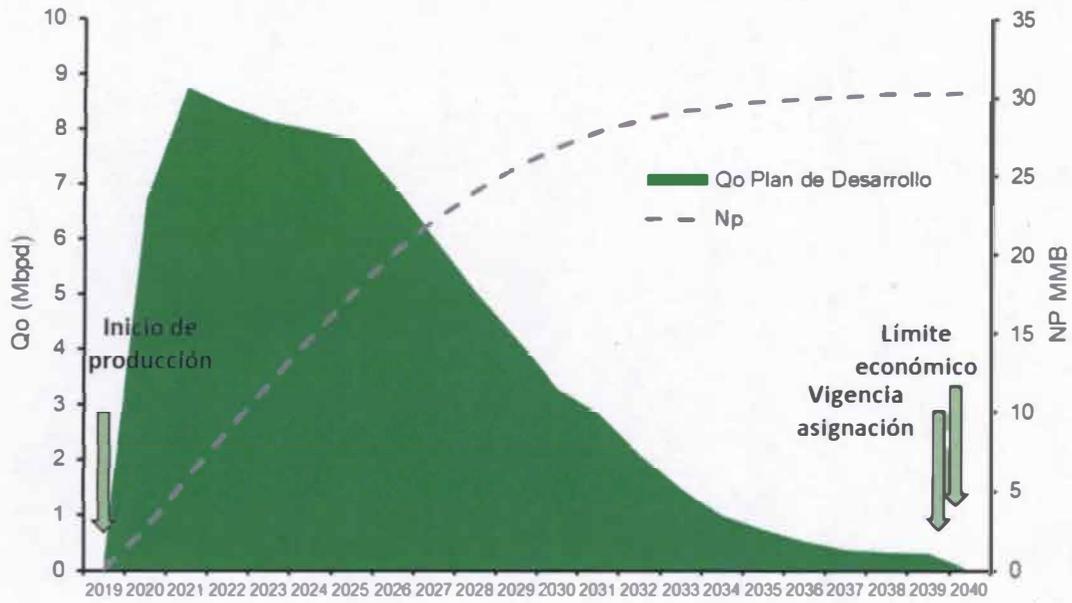
777

[Handwritten signatures]

8

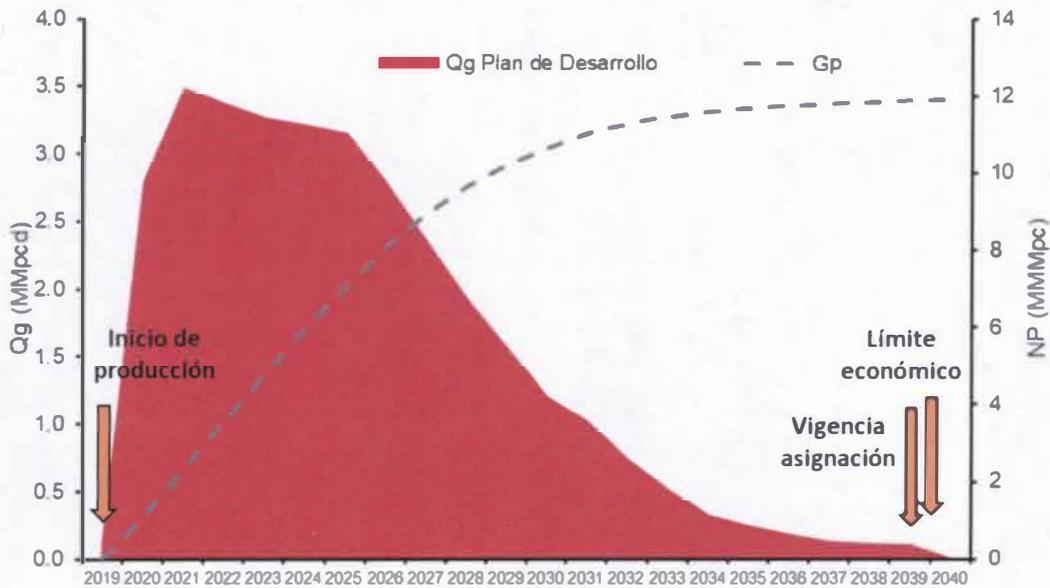
[Handwritten mark]

Figura 8. Pronóstico de Producción de aceite del Campo.



Fuente: PEP.

Figura 9. Pronóstico de Producción de gas del Campo.



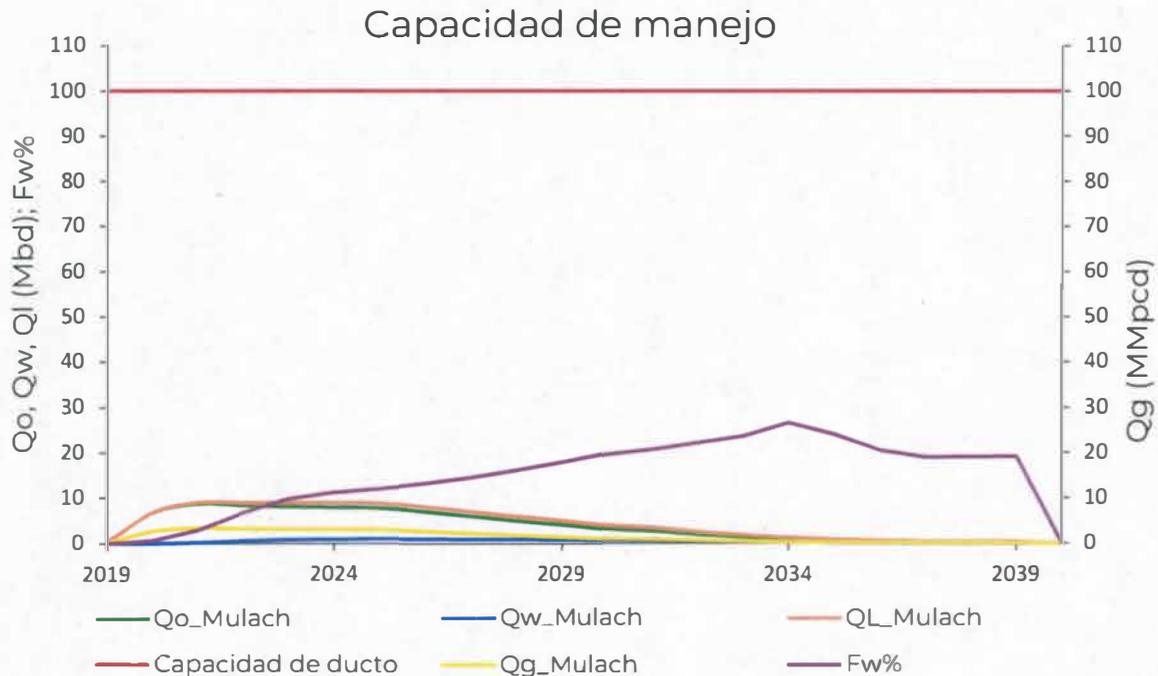
Fuente: PEP.

El Asignatario definió el límite económico del Campo en diciembre 2039, 4 meses posteriores a la fecha de la vigencia de la Asignación (agosto de 2039). Derivado de lo anterior, PEP estima recuperar un volumen aproximado de 38.24 Mb de petróleo y 13.19 MMpc de gas natural en el periodo de agosto a diciembre de 2039.

Capacidad de manejo de líquidos

La capacidad de manejo de la producción de líquido del Campo Mulach por medio del oleogasoducto de 20"Ø x 4.5 km hacia la estructura Xanab-D es de 100,000 bd . Con esta capacidad, se cubría el potencial del bloque sur e inclusive el que se ha visualizado en el bloque norte. Además, PEP manifiesta que existen oportunidades exploratorias cercanas al campo Mulach, las cuales podrían beneficiarse de la capacidad instalada. La capacidad de manejo se muestra en la Figura 10.

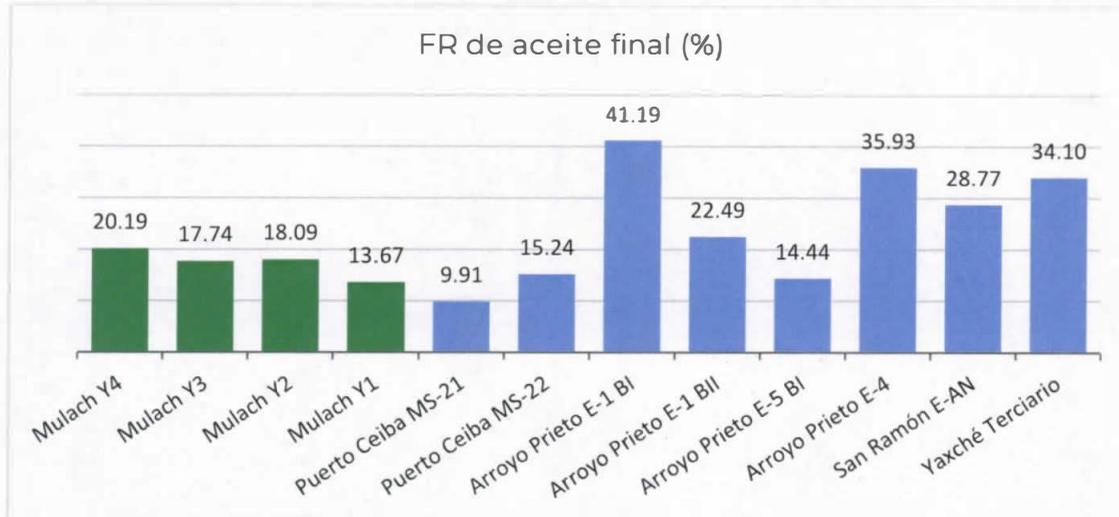
Figura 10. Capacidad de manejo de líquido del Campo Mulach.



Comparativa del Campo Mulach

Con base en la información de campos nacionales, se realizó un comparativo de campos análogos de Mulach y se presenta en la Figura 11, el factor de recuperación de aceite final estimado de los análogos.

Figura 11. Comparativo de factor de recuperación de campos análogos de Mulach.



Fuente: PEP.

Del análisis realizado por esta Comisión, se observa que el factor de recuperación final estimado para cada uno de los cuatro yacimientos, está acorde con otros campos similares a nivel nacional, como es el caso de los campos Arroyo Prieto, puerto ceiba y Yaxché.

rc

d) Análisis económico¹

El artículo 11 de los Lineamientos, señala que los Planes deben contar con un análisis técnico económico que sustente el cumplimiento de los objetivos establecidos en las Asignaciones, entre otros, la maximización del valor de los hidrocarburos a lo largo de la vida de los yacimientos y campos en condiciones económicamente viables, así como la selección de las mejores prácticas de la industria. Aunado a lo anterior, los artículos 9 y 20 de los mismos Lineamientos establecen que el contenido de los Planes de Desarrollo para la Extracción se detalla en el Anexo II de los mismos.

Con base en lo establecido en los numerales I.6.3, I.6.7, III.2.7 y V de la sección 2. Contenido del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Guía para los Plánes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, Anexo II de los Lineamientos, la aprobación del Plan de Desarrollo implica el análisis económico del Programa de Inversiones y de la Evaluación Económica del Plan de Desarrollo presentado por el Operador.

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

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, en adelante Lineamientos de Hacienda.

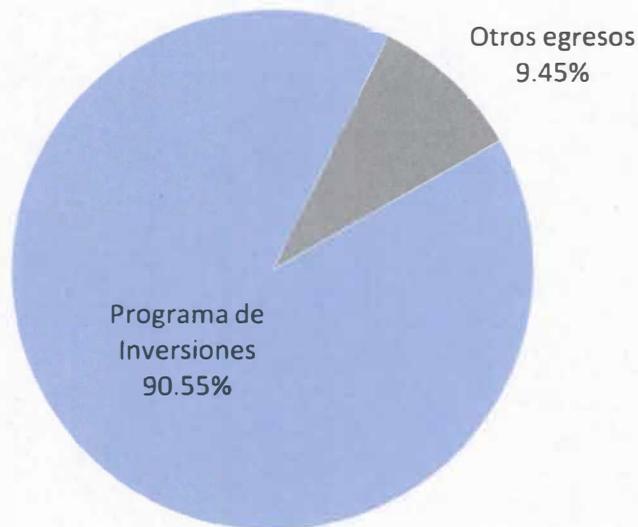
El Plan de Desarrollo estima un monto global de 549.69 millones de dólares: 497.72 millones de dólares asociados al Programa de Inversiones, de los cuales, 397.68 millones corresponden a Inversiones² (79.90%), 100.04 millones a gasto operativo (20.10%); y 51.97 millones de dólares correspondientes a otros egresos³.

¹ En esta sección se considera un horizonte de tiempo a 2039, es decir, hasta la vigencia de la Asignación. En tal virtud, por incluirse en un periodo que supera la vigencia de las Asignaciones, no se consideran 0.57 millones de dólares de inversión y 0.12 millones de dólares de gasto de operación, correspondientes a los meses de septiembre a diciembre de 2039

² De esta cifra, 397.68 millones de dólares, 362.22 millones corresponden a inversión en el periodo 2019-2039; y 35.45 millones de dólares relacionados 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.

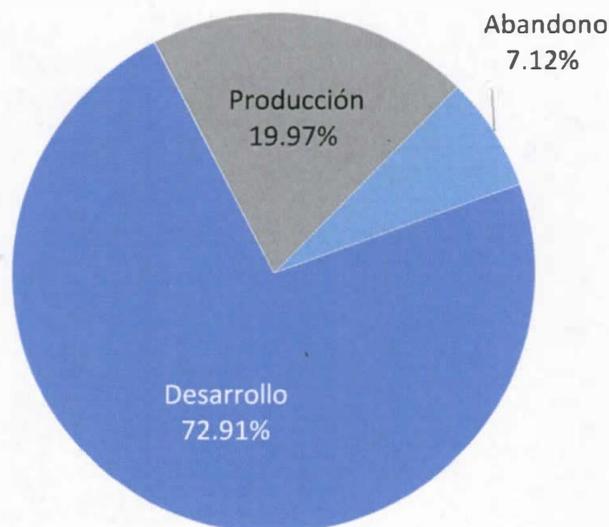
³ Monto que Pemex especifica se refiere a erogaciones por concepto de mantenimiento de infraestructura fuera de la Asignación, por el manejo de la producción del campo Mulach.

Figura 17. Distribución de gastos totales del proyecto: Programa de Inversiones y Otros egresos
549.69 millones de dólares



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.

Figura 18. Distribución de Programa de Inversiones por Actividad Petrolera 497.72 millones de dólares



RC

[Handwritten signatures and initials]

[Handwritten mark]

Figura 19. Distribución de Inversiones. Actividad Petrolera Desarrollo
362.88 millones de dólares

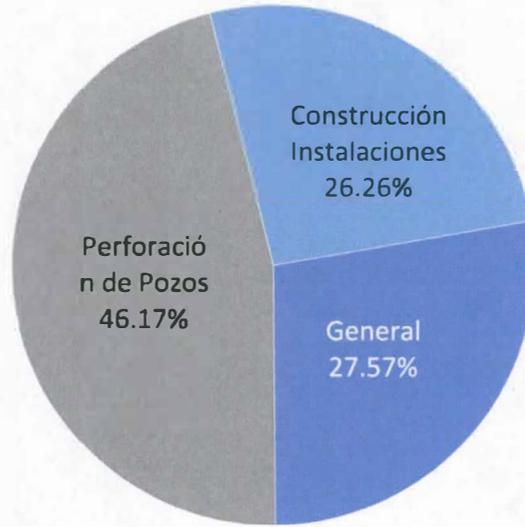
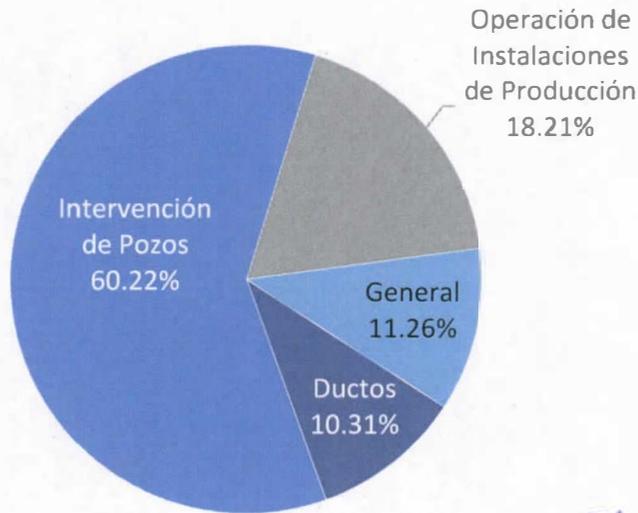


Figura 20. Distribución de Inversiones. Actividad Petrolera Producción
99.39 millones de dólares



RL

777

Figura 21. Distribución de Inversiones. Actividad Petrolera Abandono
35.45 millones de dólares



Tabla 11. Desglose anual: Programa de Inversiones por Actividad Petrolera y Otros egresos
(millones de dólares)

Actividad Petrolera	Sub-Actividad Petrolera	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Desarrollo	General*	\$ 0.27	\$ 8.15	\$ 10.55	\$ 10.13	\$ 9.80	\$ 9.67	\$ 9.44	\$ 8.39	\$ 7.20	\$ 6.06
	Perforación de Pozos	\$ 60.21	\$ 107.33	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Construcción Instalaciones	\$ 74.34	\$ 20.96	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Producción	General	\$ 3.89	\$ 0.37	\$ 0.37	\$ 0.37	\$ 0.37	\$ 0.37	\$ 0.37	\$ 0.37	\$ 0.37	\$ 0.37
	Intervención de Pozos	\$ -	\$ 0.55	\$ 3.30	\$ 3.30	\$ 3.30	\$ 3.30	\$ 3.30	\$ 1689	\$ 3.30	\$ 3.30
	Operación de Instalaciones de Producción	\$ 0.87	\$ 0.87	\$ 0.87	\$ 0.87	\$ 0.89	\$ 0.87	\$ 0.87	\$ 0.87	\$ 0.87	\$ 0.89
	Ductos	\$ 0.20	\$ 0.46	\$ 0.46	\$ 0.46	\$ 0.78	\$ 0.46	\$ 0.46	\$ 0.46	\$ 0.46	\$ 0.78
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total Programa de Inversiones		\$ 139.78	\$ 138.70	\$ 15.56	\$ 15.14	\$ 15.15	\$ 14.68	\$ 14.45	\$ 26.98	\$ 12.21	\$ 11.41
Otros egresos*		\$ 119	\$ 3449	\$ 281	\$ 211	\$ 2.56	\$ 5.45	\$ 1.08	\$ 0.32	\$ 0.26	\$ 0.25
Total gastos Plan de Desarrollo		\$ 140.97	\$ 173.19	\$ 18.37	\$ 17.25	\$ 17.71	\$ 20.13	\$ 15.53	\$ 27.30	\$ 12.47	\$ 11.66

2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	Total (millones de dólares)
\$ 5.02	\$ 3.95	\$ 3.39	\$ 2.48	\$ 1.77	\$ 1.18	\$ 0.87	\$ 0.63	\$ 0.44	\$ 0.40	\$ 0.25	\$ 100.04
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 167.54
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 95.30
\$ 0.37	\$ 0.37	\$ 0.37	\$ 0.37	\$ 0.37	\$ 0.37	\$ 0.37	\$ 0.37	\$ 0.37	\$ 0.37	\$ 0.25	\$ 11.19
\$ 3.30	\$ 3.30	\$ 3.30	\$ 2.75	\$ 2.20	\$ 1.65	\$ 1.10	\$ 0.55	\$ 0.55	\$ 0.55	\$ -	\$ 59.85
\$ 0.87	\$ 0.87	\$ 0.87	\$ 0.87	\$ 0.89	\$ 0.87	\$ 0.87	\$ 0.87	\$ 0.87	\$ 0.89	\$ 0.58	\$ 18.10
\$ 0.46	\$ 0.46	\$ 0.46	\$ 0.46	\$ 0.78	\$ 0.46	\$ 0.46	\$ 0.46	\$ 0.46	\$ 0.46	\$ 0.31	\$ 10.25
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 35.45	\$ 35.45
\$ 10.03	\$ 8.96	\$ 8.41	\$ 6.94	\$ 6.01	\$ 4.54	\$ 3.68	\$ 2.89	\$ 2.69	\$ 2.67	\$ 36.84	\$ 497.72
\$ 0.26	\$ 0.23	\$ 0.20	\$ 0.15	\$ 0.10	\$ 0.08	\$ 0.11	\$ 0.17	\$ 0.07	\$ 0.02	\$ 0.06	\$ 51.97
\$ 10.29	\$ 9.19	\$ 8.61	\$ 7.09	\$ 6.11	\$ 4.62	\$ 3.79	\$ 3.06	\$ 2.76	\$ 2.69	\$ 36.90	\$ 549.69

Las sumas pueden no coincidir por redondeo

a. Considera únicamente el gasto operativo

b. Monto que Pemex especifica se refiere a erogaciones por concepto de mantenimiento de infraestructura fuera de la Asignación, por la cual se transporta la producción del campo Mulach.

Evaluación Económica⁴

En este apartado, se presentan los indicadores económicos obtenidos del análisis de CNH, a partir de los perfiles de costos, producción y tipo de cambio propuestos por el Asignatario. La evaluación económica se efectuó considerando las siguientes premisas:

Tabla 12. Premisas consideradas al realizar la evaluación económica

Premisas	Valor	Unidades
Producción de aceite	30.33	mmb
Producción de gas ^a	10.88	mmmpc
Precio del aceite (Promedio)	56.76	USD/b
Precio del gas ^b	2.93	USD/mmBTU
Inversiones	397.68	mmUSD
Gasto operativo ^c	100.04	mmUSD
Otros egresos ^d	51.97	mmUSD
Tasa de descuento	10	%
Tipo de cambio	20.5	MXN/USD

- Gas producido menos gas de autoconsumo y gas no aprovechado.
- Índice de Referencia de Precios de Gas Natural publicado por la Comisión Reguladora de Energía para la Región VI (donde se ubica el Campo Mulach) en mayo de 2019 en dólares por millón de BTU.

⁴ Para efectos de este ejercicio de evaluación económica, se consideran los pagos del Derecho de Extracción, el Derecho por la Utilidad Compartida y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

- c. Considera un monto por 14.99 millones de dólares asociados al concepto "Reserva laboral" el cual, fue considerado como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
- d. Monto que Pemex especifica se refiere a erogaciones por concepto de mantenimiento de infraestructura fuera de la Asignación, por la cual se maneja la producción del campo Mulach. En tal virtud, éste se consideró como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.

Los resultados del ejercicio de evaluación económica que se obtienen considerando las variables y consideraciones descritas, con una tasa de descuento de 10%, se muestran a continuación:

Tabla 13. Indicadores de Evaluación Económica

	Antes de Impuestos	Después de Impuestos*	Unidad
VPN	645.78	13.74	mm USD
VPI	305.60		mm USD
VPN/VPI	2.11	0.04	Adimensional
TIR	65%	11%	%

Fuente: CNH con información de PEP

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

A partir del análisis descrito, se concluye que el proyecto propuesto a la vigencia de las Asignaciones resulta rentable y económicamente viable, antes de impuestos, así como considerando lo establecido en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos respecto a el Derecho de Extracción, el Derecho por la Utilidad Compartida y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

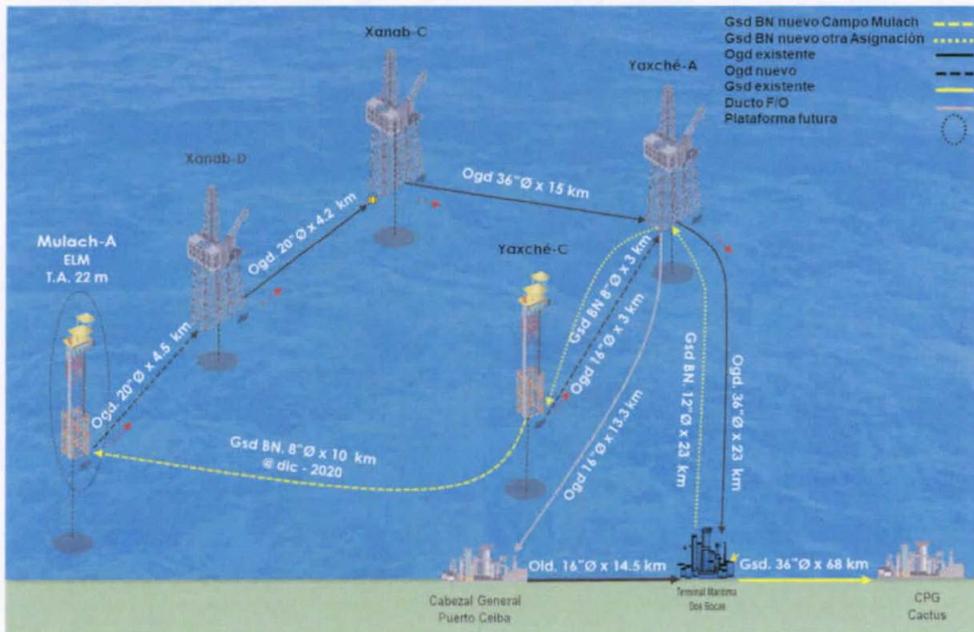
e) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

La Asignación AE - 0006 - 6M - Amoca - Yaxché - 04 del campo Mulach se encuentra ubicada en las aguas territoriales del Golfo de México frente a las costas del Estado de Tabasco a 19 Km de la Terminal Marítima Dos Bocas. La producción del campo iniciara en el mes de noviembre de 2019, con la perforación y terminación de 6 pozos, que producirán de forma fluyente alcanzando un máximo de producción de 8.85 Mbd en el año 2021. Para posteriormente los pozos se convierten a BN en el periodo de 2024-2028 para amortiguar la declinación de la producción. De acuerdo a lo comentado por el Asignatario el gas de BN se suministrara mediante un gasoducto de 8"x10 km de Yaxche-C a Mulach-A, que se transportará por el gasoducto de 8"x3 Km de Yaxche-A a Yaxche-C el cual viene del gasoducto de BN de 12"x23 km de la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB en adelante) a Yaxche-A, con la implementación de esta nueva infraestructura el operador visualiza alcanzar una reserva 2P a nivel campo de 30.33 MMb de aceite, 11.88 MMMpc de gas y 32.32 MMbpce, equivalentes a un factor de recuperación de 18.29% de aceite y 18.80 % de gas para diciembre de 2039, correspondiente al límite económico.

Para el Campo Mulach dentro de su estrategia de producción se considera la inyección de Bombeo Neumático como sistema artificial de producción, para lo cual se tiene contemplado la construcción de un gasoducto de BN de 8" x 10 km de Yaxche-C hacia la Estructura Ligera Marina de Mulach-A. Donde se contará con interconexiones, cabezal de inyección de gas de BN a pozos a través del espacio anular, el flujo total de gas a inyectar será de 7 MMpcd para el campo (aproximadamente). Ver Figura 12.

La producción de los pozos de la estructura Mulach-A fluirá mediante un Oleogasoducto de 20" x 4.5 Km hacia la estructura Xanab-D, posteriormente la mezcla se enviará por un Oleogasoducto de 20" x 4.2 km hacia la estructura de Xanab-C, donde la producción total de los campos Xikin, Uchbal, Teekit, Suuk, Mulach y Xanab se transportaran por el Oleogasoducto de 36" x 15 Km (L-403) hacia la estructura Yaxche-A y fluye en forma conjunta con el fluido producido de las Asignaciones Yaxche y Xanab donde estas se mezclan para su envío, de manera multifásica, por el Oleogasoducto de 36" x 23 Km (L-397) hacia la TMDB, para estabilizado de aceite y compresión del gas . Ver Figura 12.

Figura 12. Infraestructura futura a para el Campo Mulach.



Fuente: PEP.

Derivado de la solicitud de Plan de Desarrollo de la Asignación AE - 0006 - 6M - Amoca - Yaxché - 04 del campo Mulach, y de conformidad con lo establecido en los artículos 19, 23, 28 42, 43 y 44, de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH), la Dirección General de Medición 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:

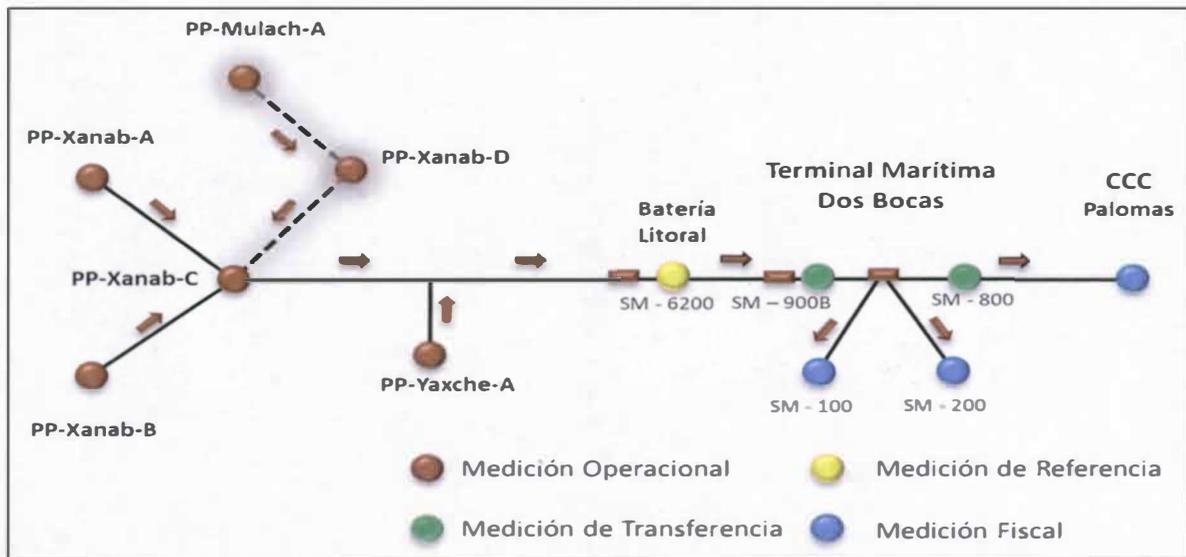
Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top, '777' in the middle, and 'RC' followed by another signature at the bottom.

Handwritten signature in blue ink at the bottom left corner.

Cabe resaltar que la medición operacional de aceite y gas de los pozos del campo Mulach, será mediante un separador de prueba con internos de alta eficiencia y medidores de presión diferencial por placa de orificio para ambas fases, señalando que en este punto se realizará la toma de muestra para el líquido (aceite-agua), muestra que será enviada a laboratorio para la determinación del contenido de agua y sedimentos.

Finalmente y una vez acondicionadas las fases en la Batería de Separación Litoral el aceite es enviado a medición fiscal a través de los Sistemas SM-100 y SM-200 en la TMDB y el Centro Comercializador de Crudo Palomas (CCC Palomas) y el gas al Centro de Proceso de Gas (CPG) Cactus y Nuevo Pemex a través de la Estación de Compresión Litoral, es importante mencionar que el operador hace referencia la Resolución CNH.E.59.001/17 del Plan de Desarrollo de la Asignación Xanab, en diversos apartados, en la cual no fue aprobada la implementación de los Mecanismos de Medición. Ver Figura 13.

Figura 13. Manejo y Medición de aceite de la Asignación AE - 0006 - 6M - Amoca - Yaxché - 04 del campo Mulach.



Fuente: PEP.

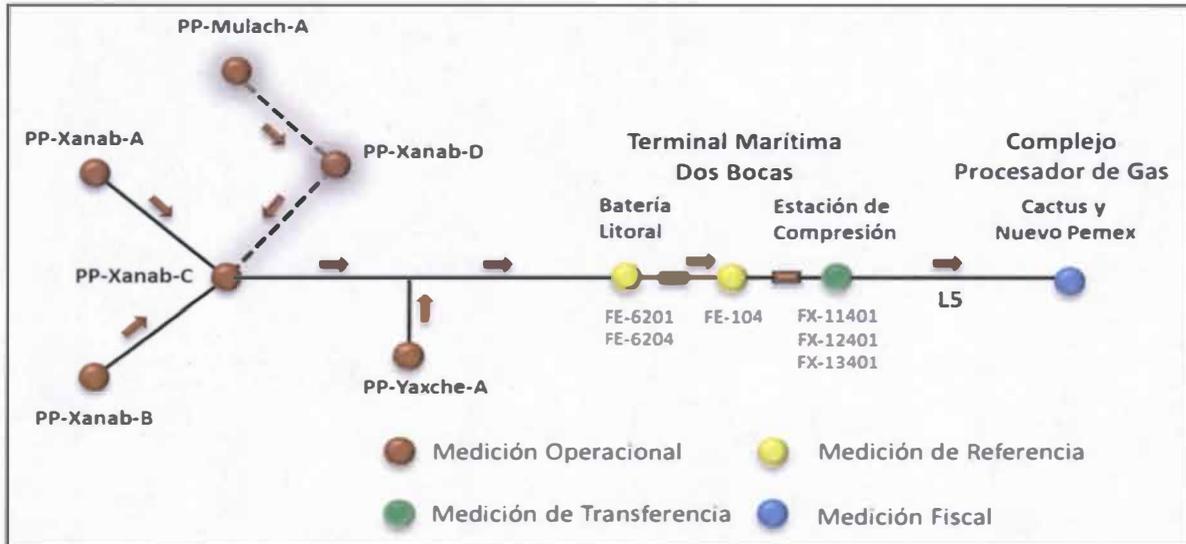
Para el caso de los condensados en este punto se manifiesta que estos serán determinados de manera teórica bajo el sustento del estándar API MPMS 14.5, para lo cual se utilizará como insumo los resultados de los análisis cromatográficos de estos puntos y el volumen de gas cuantificado en la medición. La ubicación de la determinación de los Condensados es en la Estación de Compresión Litoral a la descarga de los compresores, respecto a la cual su objetivo es conocer el volumen de condensados contenidos en el gas.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top, 'RC' in the middle, and another signature at the bottom right.

Handwritten signature in blue ink at the bottom left corner.

Finalmente, la medición del volumen de gas enviado de la Batería Litoral hacia el CPG Cactus, es realizada en la descarga de la Estación de Compresión Litoral de alta presión por los sistemas de medición FX-11401/FX-12401/FX-13401 clasificados como medición de transferencia, los cuales, menciona el asignatario, se encuentran en condiciones normales de operación y se muestran en la siguiente Figura 14.

Figura 14. Manejo y Medición de Gas de la Asignación AE-0006-6M-Amoca-Yaxché-04 del campo Mulach



Fuente: PEP.

Por lo que en complemento de lo anterior PEP realiza la siguiente propuesta para los Puntos de Medición para el Petróleo, Gas y Condensado de la Asignación:

Medición de Petróleo

Para el manejo, medición y determinación del volumen y calidad del Petróleo PEP manifiesta que, una vez acondicionado el Petróleo conforme a lo descrito anteriormente, este es enviado a los Puntos de Medición de la Terminal Marítima de Bocas y del Centro Comercializador de Crudo (CCC) Palomas, donde son medidos a través de medidores del tipo turbina en la TMDB en los sistemas SM-100 y SM-200 y ultrasónico en el CCC Palomas instalados en varios paquetes de medición (PA-100, PA-200 y PA-300) y son asignados mediante la metodología de prorrateo (procedimientos de medición) presentada en el Plan de Desarrollo hacia la Asignación.

Medición Gas Natural

Para el manejo, medición y determinación del volumen y calidad del Gas PEP manifiesta que, una vez acondicionado el Gas conforme a lo descrito anteriormente, este es enviado a los Puntos de Medición de los Centros de Proceso de Gas (CPG) Nuevo Pemex, donde se medirá de manera directa mediante medidores del tipo presión diferencial por placa de orificio y CPG Cactus medido mediante medidores del tipo presión diferencial por placa de orificio y su calidad determinada a través de cromatografía de conformidad con el artículo 25 de los LTMMH, y asignados los volúmenes mediante la metodología de prorrateo presentada en el Plan de Desarrollo hacia la Asignación.

Condensado

En cuanto al manejo, medición y determinación del volumen y calidad de condensado PEP propone que la medición de este hidrocarburo sea determinada de manera teórica mediante la norma API MPMS 14.5, a la descarga de los compresores dentro de la Estación de Compresión Litoral Ubicada en la Terminal Marítima Dos Bocas.

Medición de agua

En cuanto al manejo y medición del agua congénita, una vez separada y obtenida del proceso de deshidratación en las instalaciones de la TMDB, donde será determinada en los tanques atmosféricos, para luego ser enviada a pozos inyectoros con lo que se determina el volumen, a través del drenado de los tanques y enviado por el drenaje aceitoso, cumpliendo así con lo establecido en el artículo 23 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición, cabe resaltar que aun y cuando exista agua mínima contenida en la corriente de petróleo esta se determina de manera dinámica mediante instrumentos de corte de agua y análisis en laboratorio.

Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

Una vez revisada la información e identificada la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para la Asignación AE-0006-6M-Amoca-Yaxché-04 del campo Mulach se llevó a cabo la siguiente evaluación:

R.C

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

[Handwritten signature in blue ink]

Figura 16.- Criterios de Evaluación de los Mecanismos de Medición de la Asignación AE-0006-6M-Amoca-Yaxché-04 del campo Mulach. Segunda parte.

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	Los indicadores de desempeño a implementarse en la medición de hidrocarburos del Campo Mulach presentados son: 1. Porcentaje de días fuera de especificación para el contenido de agua y sedimentos en hidrocarburos líquidos (artículos 26, 28, 29, 30, 33). Porcentaje de días fuera de especificación para el contenido de Nitrógeno en hidrocarburos gaseosos. (Artículos 27, 28, 31, 32, 33). 3. Incertidumbre asociada de los sistemas de medición de hidrocarburos (líquidos y gaseosos). (Artículo 10).	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 LTMMH para los indicadores de desempeño (10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33) y así como mantenerlos actualizados, con la finalidad de obtener la mayor información que respalde y demuestre el control y desempeño de los instrumentos de conformidad con lo establecido en los LTMMH.
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 de: Responsable Oficial encargado de la comunicación y comprometer al Operador con la Comisión, así como el programa de capacitación incluyendo al Responsable Oficial y las competencias técnicas que avalan los conocimientos del personal encargado de los sistemas de medición propuestos para cuantificar la producción de hidrocarburos del Puntos de Medición.	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.	No	Se presentaron los diagramas de los sistemas de Medición en el Punto de Medición, en donde se identifica que no existen derivaciones.	Sin observación
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	El Operador Presento dentro de sus Puntos de Medición propuestos lo que corresponde a calidad serán verificadas en laboratorio conforme a normatividad aplicable y apegada al Anexo II de los LTMMH.	Sin observación
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	Los sistemas de medición propuestos incluyen computadores de flujo con capacidad de resguardo de información.	Sin observación
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	Actualmente se cuenta con Telemetría en los Puntos de Medición, para cumplimiento de lo estipulado en el Artículo 19 de los LTMMH.	Sin observación
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.	Se deberán entregar los presupuestos de incertidumbre de los puntos de medición fiscal una vez actualizados.
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 permanente. En casos excepcionales, Patrones portátiles.	Si	Sin observación	Sin observación
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	El agua producida por el Campo Ixachi en el escenario futuro será separada en los equipos de proceso de las instalaciones de la Batería de Separación Ixachi, en la cual el agua congénita obtenida en los diferentes procesos será materializada, bombeada, medida e inyectada en un pozo letina.	Se deberán entregar la documentación actualizada de los dispositivos para medir el agua
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	El Operador mencionó que no se implementa medición multifásica si no medición en separadores como medición operacional.	Sin observación
25	VI.9 anexo) 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.	NA	NA	Sin observación

Fuente: CNH

RC
 33
 8

Producción y Balance

Para la elaboración del balance de los hidrocarburos producidos en la Asignación AE-0006-6M-Amoca-Yaché-04 Campo Mulach, el Operador Petrolero propone los procedimientos denominados "Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Producción de Aceite de la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS02" y "Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Producción de Gas Natural en la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS02", donde se considera la producción de aceite, gas y la toma de muestra manual para la determinación del contenido de agua y sedimentos en el separador de prueba en la Plataforma Mulach-A, así como la producción, presión, temperatura y corte de agua serán obtenidas en la Batería Litoral ubicada en la Terminal Marítima Dos Bocas y en el Centro Comercializador de Crudo Palomas (para aceite), y la Estaciones de Compresión en la Batería Litoral, Complejo Procesador de Gas Cactus y Nuevo Pemex (para gas), en los cuales se procesa y se lleva a cabo la distribución de los volúmenes producidos del campo Mulach. Cabe señalar que en el Centro Comercializador de Crudo Palomas y en los Complejos Procesadores de Gas de Cactus y Nuevo Pemex confluye la producción de más de una Asignación, por lo que la corriente de Mulach se mezcla con otras Asignaciones. Los procedimientos propuestos consideran las actividades, movimientos operativos programados y no programados, aforos de pozos, traspasos, desincorporación de gas (quemado, autoconsumo, sellos, bombes neumáticos, entre otros) y los cálculos generales para realizar los balances de la producción.

Asimismo, el Operador Petrolero presenta un procedimiento para la determinación de la participación volumétrica del hidrocarburo líquido y gaseoso en los sistemas de medición del tipo fiscal, transferencia, referencia y operacional, en el cual se establece la asignación de la producción en función de los resultados provenientes de los sistemas de medición fiscal, factores de reparto de acuerdo a movimientos y eventos operativos, cálculos de los factores de distribución conforme a los volúmenes de las corrientes, así como, de empaque y desempaque.

Para la determinación de los volúmenes de condensados equivalentes del gas medido, el Operador Petrolero menciona que realizará el cálculo con base al API MPMS 14.5 (Manual of Petroleum Measurement Standards) mediante el uso del análisis cromatográfico del gas medido.

RC
9
777
[Signature]
8

[Signature]

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 los Oficios 250.359/2019 y 250.387/2019 de fecha 04 de julio de 2019 y 12 de julio de 2019 respectivamente, a lo cual mediante Oficios 352-A-I-012 de fecha 09 de julio de 2019 y 352-A-I-013 de fecha 16 de julio de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador y correspondiente a la Asignación AE - 0006 - 6M - Amoca - Yaxché - 04 del campo Mulach "...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta.", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

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

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

Obligaciones de PEP:

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 – Dirección General de Medición 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. Los volúmenes y calidades del Petróleo, Gas Natural y Condensado producidos, así como los medidos en el Punto de Medición, deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los formatos del anexo I de los LTMMH y normatividad vigente. Asimismo, PEP deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno.
4. 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,
5. 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,
6. Actualizar y mantener actualizado en censo de los sistemas de medición usados en los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición operacional, referencia y transferencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen,
7. El Asignatario 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,
8. 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,
9. El Asignatario deberá reportar la producción de condensados en el formato CNH_DGM_VHP de los LTMMH. En el formato CNH_DGM_VHPM de los LTMMH, PEP reportará los condensados líquidos medidos en los Puntos de Medición, así mismo se deberán de reportar los condensados equivalentes calculados, mismos que se deberán de calcular tomando como base el estándar API MPMS 14.5 utilizando como insumo los resultados de análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado para el área de asignación.
10. El Asignatario deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico en laboratorio del Gas Natural producido, así como un análisis cromatográfico en el Punto de Medición para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.

11. 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 presente Dictamen.
12. 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 de cada una de las variables asociadas a los Sistemas de Medición de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición y por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.
13. 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.

f) Comercialización

El gas producto de la primera etapa de separación en separador bifásico FA-100, saldrá hacia la etapa de rectificación al FA-102, donde posteriormente será medido y enviado a la succión de la Estación de Compresión de alta presión. Actualmente, se cuenta con una capacidad de compresión de gas instalada en la Terminal Marítima Dos bocas de 210 MMpcd.

Por su parte, el gas separado en el FA-6200, se integra a la Estación de Compresión de alta presión; el gas total en la Estación de Compresión es medido de manera independiente y su descarga se incorpora al gasoducto general hacia C.P.G. Cactus para su disposición final.

Es importante mencionar que, en la Estación de Compresión de alta presión, se eliminan los líquidos remanentes en el gas previo a su envío a los tres trenes de compresión, los cuales están compuesto por: i) Filtro depurador de succión, ii) Compresor de dos etapas, iii) Aero-enfriadores, iv) Separador de gas de primera etapa y, v) Separador de segunda etapa.

Finalmente, el Asignatario presenta la calidad del Gas Natural para su comercialización a partir del C.P.G. Cactus, mismos que se señalan a continuación:

- Humedad, máximo 110 mg/m³
- Azufre total máximo, 150 mg/m³
- H₂S máximo, 6.0 mg/m³
- Poder Calorífico superior, de 37.30 a 43.60 MJ/m³
- CO₂ máximo, 3% vol
- O₂ máximo, 0.2% vol.

Mismos que corresponden a algunas especificaciones del Gas Natural requeridas a través de la NOM-001-SECRE/2010. No obstante, se insta al Asignatario para que, entre otros elementos, tales como el Nitrógeno, atienda a todas las especificaciones estipuladas en la referida norma o, aquella que la sustituya, de conformidad con la Normatividad Aplicable.

Por lo que respecta a los Hidrocarburos líquidos; la corriente multifásica del Campo Mulach se recibirá por medio de un oleogasoducto de 36"x23 km (L-397) en la Terminal Marítima Dos Bocas, en donde se procesa mediante la batería de separación Litoral y la plataforma de estabilizado, para finalmente, previa medición de referencia, la producción se envía a los tanques deshidratadores TV-2002, 2004, 2006 y de ahí es enviada a los tanques de almacenamiento TV-5001 y TV-5002 para posteriormente enviarse para su disposición final a través de las monoboyas para la exportación y/o mediante casa de bombas 4T hacia el C.C.C Palomas

g) Programa de Aprovechamiento de Gas Natural

PEP plantea como uno de los objetivos del Plan presentado, maximizar el aprovechamiento de gas del Campo y comprimirlo para su envío a plantas procesadoras, así como cumplir con la Meta de 98% de Aprovechamiento de Gas (MAGt).

La MAGt, iniciará y mantendrá de manera sostenida un nivel de aprovechamiento del 98% anual a partir del año 2019, así mismo, referente a las acciones para el cumplimiento de la MAGt no se programan inversiones y actividad física en materia de adecuación o modificaciones de instalaciones para el aprovechamiento y destrucción controlada, 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.

Referente a los proyectos requeridos para el manejo, aprovechamiento y conservación del gas natural asociado en años posteriores al 2019, no se requiere la implantación de infraestructura adicional durante el ciclo de vida de la Asignación. En la Figura 22, se muestra la capacidad de compresión de gas instalada en la TMDB, la cual es del orden de 210 MMpcd, y se observa que durante el periodo 2019-2039 la producción de gas del Campo Mulach, no tendría ninguna restricción de manejo.

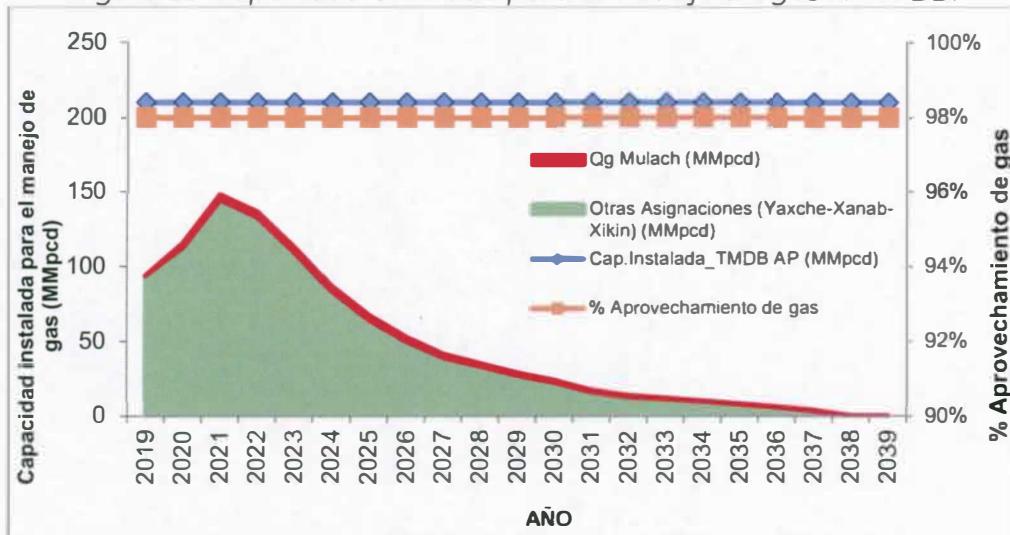
Handwritten blue ink marks on the right side of the page, including a large signature, the letters "RC", the number "777", and another signature.

En atención al artículo 39, fracción VII de la LORCME, la MAGt iniciará y se mantendrá de manera sostenida en un nivel de aprovechamiento del 98% anual a partir del año 2019 hasta el año 2039, es decir, toda la vida productiva del Campo hasta llegar al cierre de los pozos por el límite económico.

Dicho porcentaje, tal como manifiesta PEP se analizará con los indicadores de desempeño referidos dentro del Plan.

El destino final del gas es la Batería Litoral, donde será comprimido y posteriormente enviado al Centro de Proceso de Gas Cactus (en adelante, CPG Cactus).

Figura 22. Capacidad instalada para el manejo del gas en TMBD.



Fuente: PEP

Con base en lo establecido en las Disposiciones para el aprovechamiento de gas artículo 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)

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 del Campo para el año 2019:

$$MAG_{2019} = \left[\frac{0.007 + 0 + 0 + 0.083}{(0.091 + 0.000)} \right] \times 100 = 98.00\%$$

En Tabla 14 se muestra la máxima relación gas-aceite de 78.7 m³/m³ a la cual los pozos pueden operar.

Tabla 14. Máxima Relación Gas Aceite a la que podrán producir los pozos del Campo.

Asignación	RGA (m ³ /m ³)
	Máxima RCA
AE-0006-5M-Amoca-Yaxché-04 Campo Mulach	78.7

Fuente: PEP.

Resulta procedente autorizar que PEP utilice para autoconsumo como suministro neumático para la operación del sistema de control, con fundamento en el artículo 5 fracción I de las Disposiciones para el aprovechamiento de gas.

En consecuencia, dicho programa de aprovechamiento se propone aprobar toda vez que fue estructurado conforme al contenido establecido en los artículos 4, fracciones II y IV, 11, 13, 14, fracción II, 19 y 22 de las Disposiciones de aprovechamiento de gas, 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 Operador, 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 15.

Handwritten notes and signatures in blue ink, including a large signature at the top, the letters 'RC', the number '40', and another signature at the bottom right.

Handwritten signature in blue ink at the bottom left corner.

Tabla 15. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer dentro de la Asignación.

Actividad	Cantidad
Perforación de pozos de desarrollo	6
Terminación de pozos de desarrollo	6
Reparaciones menores	87
Estructuras Marinas	1
Ductos	2
Taponamientos	6
Abandono	3

Fuente: Comisión 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 16.

Tabla 16. Programa de inversiones desglosado por subactividad petrolera.

Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo			
i. General	100.04		
Perforación de pozos	167.54		
ii. Construcción de instalaciones	95.30		
Producción			
iii. General	11.19		
iv. Intervención de pozos	59.85		
v. Operación de instalaciones de producción	18.10		
vi. Ductos	10.25		
Abandono			
viii. Desmantelamiento de Instalaciones	35.45		
Total Inversión		497.72	
Total Gastos de Operación		549.69	

Fuente: Comisión.

- iii) Las actividades planeadas por el Operador 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 petróleo y gas que se obtenga derivada de ejecución de las actividades.

El Operador deberá presentar a la Comisión aquellos reportes que permitan dar seguimiento y verificar el cumplimiento de la ejecución del Plan, 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.

vi. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la AE-0006-6M-Amoca-Yaxché-04, 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.

Fue solicitada a la Agencia su opinión respecto del Sistema de Administración de Riesgos asociado al Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente de la Asignación en comento mediante Oficio 250.366/2019 del 8 de julio de 2019.

Sin embargo, en relación con el Sistema de Administración de Riesgos y mediante Oficio No. ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 del 13 de junio de 2017, y oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1178/2017 de fecha 27 de noviembre de 2017, así como demás documentos oficiales que se hayan emitido con relación a las Asignaciones de Extracción, Asignaciones de Exploración y Extracción y al Contrato, amparadas en la autorización número ASEA-PEM16001C/A10417 en donde la Agencia autorizó el Sistema de Administración de PEP, el cual se basa en que las actividades que el Operador tiene aprobadas por la Comisión en los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

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 Agencia, 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, sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por otras Autoridades competentes en materia de Hidrocarburos.

vii. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

Con relación al programa de cumplimiento del porcentaje de Contenido Nacional, esta Comisión resalta las consideraciones siguientes:

El Anexo II, numeral 2, apartado VIII de los Lineamientos, refiere que el programa de cumplimiento del Contenido Nacional deberá estar contemplado en el Plan de Desarrollo para la Extracción;

El inciso c) del Anexo 4 de la Asignación establece la obligación que deberá cumplir PEP en materia de Contenido Nacional durante el periodo de Extracción:

"(...)

c) *Durante el periodo en que se realicen actividades de Extracción:*

*En el supuesto del caso que prevé el Término y Condición Quinto, inciso C) y que derivado de este, el presente Título de Asignación **tenga que ser modificado para incluir actividades de Extracción, se anexará al Anexo 4 el correspondiente porcentaje mínimo de contenido nacional y su programa de cumplimiento respectivo.***

(...)"

[Énfasis añadido]

Por lo tanto, es atribución de la Secretaría de Energía (en adelante, SENER) establecer en las Asignaciones un porcentaje mínimo de Contenido Nacional según lo dispuesto en el artículo 46, tercer párrafo de la Ley de Hidrocarburos, siendo que el pronunciamiento respecto de la verificación del Contenido Nacional y su programa de cumplimiento es competencia de la Secretaría de Economía, en términos del artículo 46, quinto párrafo de la Ley de Hidrocarburos.

Con base en lo anterior es necesario proponer a SENER la inclusión del porcentaje mínimo de Contenido Nacional y su programa de cumplimiento respectivo, respecto de las actividades de Extracción a que hace referencia el inciso c) del Anexo 4 de la Asignación.

Por tanto, la presente aprobación surte efectos de opinión respecto de la modificación que en su caso deba realizar la SENER, ello en términos de lo establecido en los artículos 6 de la Ley de Hidrocarburos y 16 de su Reglamento. Asimismo, se hace del conocimiento de PEP que, en caso de que la SENER modifique la Asignación a fin de incluir el porcentaje mínimo de Contenido Nacional para las actividades de Extracción, el programa de cumplimiento de este deberá ser presentado ante esta Comisión y formará parte integrante del Plan de Desarrollo para la Extracción.

viii. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan presentado por PEP de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 de la LORCME; 6, 7, 8 fracción II, 11, 19, 20, 25 y demás aplicables de los Lineamientos. 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 los principios y criterios establecidos en los artículos 7, 8, fracción II, y 11 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 CNH:SS.7/3/19/2019 de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión, cuyo contenido fue evaluado en atención a la información presentada por el Operador y en atención a los principios de economía, eficacia y buena fe que rigen la actuación administrativa, previstos en el artículo 13 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

En atención al artículo 39 de la LORCME se cumple con las bases previstas en el mismo en razón de que:

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

La toma de información propuesta en los pozos a perforar consiste en la toma de registros básicos y especiales, toma de núcleos, toma de muestras PVT de fondo y de superficie, pruebas de presión, aforos; servirán de insumos para actualizar el modelo geológico integral y construir un modelo dinámico del campo. Lo anterior permitirá desarrollar un conocimiento general sobre los yacimientos del campo, lo cual tendrá como resultado acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero en 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

Las actividades de desarrollo propuestas por el Operador permitirán recuperar un volumen de 30.33 MMb de aceite y 11.88 MMMpc de gas natural, lo cual representa un factor de recuperación de 18.29 % de aceite y 18.80 % de gas, ambos factores con respecto al volumen original estimado por PEP al límite económico de la Asignación en diciembre de 2039.

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

Derivado de las actividades propuestas de desarrollo para los yacimientos del Mioceno Superior, el Operador pronóstica recuperar un volumen de 30.33 MMb de aceite y 11.88 MMMpc de Gas, lo cual representa un volumen estimado de 32.32 MMbpce, por lo que el presente Plan le permite sustentar reservas por las cifras mencionadas. Adicionalmente, las actividades de perforación en el Bloque Norteen el supuesto de confirmar las reservas posibles, permitirían su reclasificación a reservas probadas.

Handwritten blue ink marks on the right margin, including a large signature-like scribble and the letters "RC" and "777" below it.

Handwritten blue ink mark in the bottom left corner, possibly initials.

Handwritten blue ink mark in the bottom right corner, possibly initials.

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

El Operador propone perforar 6 pozos, 87 reparaciones menores, asimismo realizará, 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, pruebas de interferencia, se realizarán registros estáticos por estaciones, se instalarán sensores de fondo permanentes y se realizarán aforos.

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 Operador, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar en el ámbito de ingeniería de yacimientos, perforación y producción son las tecnologías más adecuadas para realizar las actividades de Extracción de Hidrocarburos en la Asignación, las cuales, contribuirán a llegar a un factor de recuperación. Derivado de la evaluación económica realizada al Plan se determina que tiene indicadores económicos positivos, 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 para el aprovechamiento de gas, 7, fracción VII y artículo 8 fracción II, inciso g) de los Lineamientos.

Dicho Programa considera una MAG de 98% a partir del inicio de la producción en 2019 y se mantiene durante toda la vigencia del Plan. Asimismo, PEP presentó la máxima RGA esperada en los pozos de desarrollo (78.7 m³/m³) considerados en el Plan, la cual se propone aprobar en términos de los referido en el apartado IV inciso g) del presente Dictamen Técnico.

g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por PEP, respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación AE-0006-6M-Amoca-Yaxché-04 del campo Mulach en la solicitud de aprobación de su Plan de Desarrollo, la cual consiste en manejar y medir la producción de los hidrocarburos desde los pozos hasta los Puntos de Medición mediante los Sistemas de Medición propuestos para petróleo en la TMDB y el CCC Palomas, para gas los CPG Nuevo Pemex y Cactus, los cuales fueron presentados como parte de los Mecanismos de Medición en el Plan de Desarrollo, comprometiéndose con esto a las fechas de ejecución y entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados, los cuales fueron revisados y evaluados para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, en los

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'RC' and '33']

[Handwritten signature in blue ink]

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, con base en el 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, 21, 22, 23, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 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 los Oficios 250.359/2019 y 250.387/2019 de fecha 04 de julio de 2019 y 12 de julio de 2019 respectivamente, a lo cual mediante Oficios 352-A-I-012 de fecha 09 de julio de 2019 y 352-A-I-013 de fecha 16 de julio de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador y correspondiente a la Asignación AE - 0006 - 6M - Amoca - Yaxché - 04 del campo Mulach "...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta.",

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including "RC" and "777"]

[Handwritten signature in blue ink]

manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- 1) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
 - 2) Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petr6leo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petr6leo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medici6n previstos en el art6culo 8 de los Lineamientos T6cnicos.
 - 3) De acuerdo a lo se1alado en el art6culo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el punto de medici6n cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las caracter6sticas de los hidrocarburos extra6dos, observando en todo momento lo indicado en este art6culo.
 - 4) De conformidad a lo se1alado en las fracciones I, V y VII, del art6culo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y est1ndares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los est1ndares internacionales se1alados en el Anexo II de dichos lineamientos.
 - 5) Dado que en los puntos de medici6n propuestos converger1n distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporaci6n de una metodolog6a de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las 1reas de las que provengan.
- b) Respecto a los resultados de la evaluaci6n realizada a los Mecanismos de Medici6n y lo estipulado en el art6culo 46, se establece lo siguiente:
- a. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medici6n se concluye que es viable y adecuada en su implementaci6n para la Asignaci6n.
 - b. Respecto de la determinaci6n de la ubicaci6n de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medici6n para llevar a cabo la medici6n de los Hidrocarburos en los Puntos de Medici6n, as6 como la Medici6n Operacional y de Transferencia, la misma se encuentra definida en las Figura 11 y Figura 12 del presente dictamen.
 - c. Se determina que deber1 dar mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y par1metros de calidad referidas en los art6culos 28 y 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medici6n instalados y a instalar, as6 como dar aviso de la entrada en operaci6n de los sistemas de medici6n a la Comisi6n conforme al art6culo 48 de los LTMMH.
 - d. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medici6n, se propone aprobar los programas de los Diagn6sticos presentados por parte de PEP, en t6rminos del art6culo 42, fracci6n XI de los LTMMH.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

[Handwritten signature in blue ink]

- e. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área de Asignación Campo Mulach 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, por lo que ya no se deberá utilizar la metodología del Séptimo Transitorio ni considerar el Punto de Medición del Anexo III de los LTMMH.
- c) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a la información de producción y balance y lo estipulado en el capítulo V de los LTMMH, se establece lo siguiente:
- I. El procedimiento para la elaboración del balance entregado por el Operador Petrolero es robusto y aplicable a la Asignación AE-0006-4M-Amoca-Yaxché campo Mulach, así mismo, cuando exista una modificación en cualquiera de los procedimientos presentados, el Operador deberá avisar a esta Comisión y presentar los procedimientos objeto de modificación.
 - II. El cálculo del condensado teórico se deberá de realizar con el análisis cromatográfico obtenido en el separador de prueba de la Plataforma Mulach-A, derivado que será el punto donde la corriente de la Asignación se encuentra individualizada y se podrán conocer los volúmenes de condensado teórico contenidos en el gas que serán recuperados en las posteriores etapas del proceso de acondicionamiento del gas y deberá reflejarse en su caso, en el volumen de aceite contabilizado en el Punto de Medición, derivado de que el posible condensado que se genera se contempla inyectar a la corriente de crudo; los resultados obtenidos del cálculo del condesado teórico deberán ser los insumos para realizar el balance de este fluido. Así mismo, y de conformidad con los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición, en el caso de que el Gas cuantificado en el Punto de Medición contengan componentes C5+ deberá calcularse el condensado equivalente de esa mezcla.
 - III. 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.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar el Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Campo Cahua el cual se encuentra dentro de la Asignación de Exploración y Extracción de Hidrocarburos AE-0006-6M-Amoca-Yaxché - 04, 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.

Handwritten signatures and initials in blue ink on the right margin, including a large signature and the initials "rc" and "777".

Handwritten signature in blue ink at the bottom left corner.

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 las bases establecidas en el artículo 39 de la LORCME.

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

ix. Recomendaciones

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

1. Administrar ritmos y gastos de producción para optimizar la producción de hidrocarburos en función de los gastos críticos al agua y mitigar el riesgo de una posible irrupción de flujo fraccional de agua.
2. Generar un modelo numérico del campo, que le permita al Asignatario evaluar estrategias adicionales de extracción, para incrementar la recuperación de hidrocarburos.
3. Adquirir información para poder identificar los Contactos Agua-Aceite de cada yacimiento, y de esta manera, llevar un seguimiento de su avance en función del ritmo de vaciamiento, lo anterior considerando la historia de producción de los campos análogos. Adicionalmente, una vez identificados los CAA de cada yacimiento, se recomienda estimar nuevamente los gastos críticos de cada pozo con el objetivo de minimizar los riesgos asociados a la producción de agua por conificación.
4. Se recomienda realizar una prueba de presión-producción en el yacimiento 4, con la cual se validen los resultados obtenidos en la prueba realizada en el pozo exploratorio Mulach-1EXP, principalmente la naturaleza de la falla que divide el campo en bloque sur y norte, y de esta manera cotejar el comportamiento de producción con el modelo geológico planteado.
5. Con el objetivo de que los pozos puedan alcanzar la mayor recuperación de hidrocarburos, se recomienda que éstos estén ubicados en las zonas de mejor calidad de roca de los yacimientos, para tener un drene eficiente de los mismos.

Elaboró



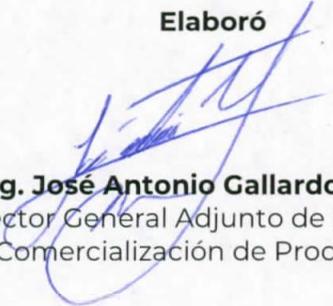
Ing. Roberto Gerardo Castro Galindo
Director General Adjunto de
Dictámenes de Extracción

Elaboró



Ing. José Alfredo Fuentes Serrano
Director de Área de Medición y
Comercialización de Producción

Elaboró



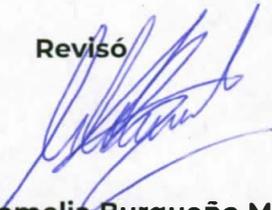
Ing. José Antonio Gallardo Medina
Director General Adjunto de Medición y
Comercialización de Producción

Elaboró



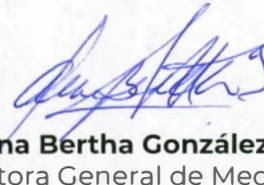
Mtra. Bertha Leonor Frías García
Directora General Adjunta de Prospectiva
y Evaluación Económica

Revisó



Mtra. María Adamelia Burgueño Mercado
Directora General de Prospectiva y
Evaluación Económica

Revisó



Mtra. Ana Bertha González Moreno
Directora General de Medición y
Comercialización de Producción



Autorizó



Ing. Julio César Trejo Martínez

Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37, y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, 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-0006-6M-Amoca-Yaxché - 04 Campo Mulach.

PC



777
8
Q