



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

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

Asignación AE-0006-9M- Amoca-Yaxche-04,
Polígono E, Campo Xikin

Pemex Exploración y Producción

Marzo 2023



@CNH_MX



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



@cnh.mx

Contenido

I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN	4
II. ELEMENTOS GENERALES DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	6
III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN	6
IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN TÉCNICO	8
V. ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN	9
A) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN	9
B) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN	11
C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS	12
D) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	17
Alternativa 1 (seleccionada).....	17
Alternativa 2.....	17
E) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA	19
e.1) Seguimiento.....	19
e.3) Plan de Desarrollo Modificado.....	21
F) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	22
f.1) Características geológico - estructurales.....	22
f.2) Perforación de pozos.....	28
f.3) Método de Recuperación Secundaria o Mejorada.....	31
f.4) Modelo de infraestructura.....	34
f.5) Abandono y desmantelamiento.....	35
G) MECANISMO DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	36
H) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL	49
h.1) Resumen ejecutivo.....	49
h.2) Programa de Aprovechamiento.....	49
h.3) Inventario actualizado de las instalaciones para el Aprovechamiento y destrucción, incluyendo los sistemas de medición disponibles.....	51
h.4) Responsables oficiales por instalación.....	52
h.5) Características y Componentes del Gas.....	52
h.6) Análisis Técnico-Económico de los proyectos de Aprovechamiento de gas.....	53
h.7) Evaluación Económica de los Escenarios.....	55
h.8) Conclusiones respecto de los Escenarios.....	55
h.9) Inversiones y actividad física en materia de construcción, adecuación o modificaciones de instalaciones para el Aprovechamiento y Destrucción Controlada.....	56
h.10) Cálculo de la capacidad de manejo de Gas Natural Asociado.....	57
h.11) Pronóstico mensual de gas aprovechado asociado a las actividades de extracción de hidrocarburos.....	57
h.12) Pronóstico anual de gas aprovechado asociado a las actividades de extracción de hidrocarburos.....	59
h.13) Programa de inspecciones.....	60
h.14) Programa de mantenimiento con impacto en el Aprovechamiento de gas.....	60
h.15) Programa de Destrucción Controlada por Área de Asignación o Contractual.....	60
h.16) Plan de contingencia operativa que le permita a PEP, en casos de emergencia, caso fortuito o fuerza mayor, mantener o regresar a la continuidad operativa de las actividades de Aprovechamiento.....	60
h.17) Máxima relación gas-aceite.....	61

h.18) Definición de los indicadores de desempeño de operación.....	62
i) ANÁLISIS ECONÓMICO	62
VI. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	66
VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	70
VIII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL	70
IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO	71
a) <i>Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.....</i>	<i>71</i>
b) <i>Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables.....</i>	<i>71</i>
c) <i>La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos.....</i>	<i>71</i>
d) <i>Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos en beneficio del país</i>	<i>71</i>
e) <i>La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables.....</i>	<i>72</i>
f) <i>Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos.....</i>	<i>72</i>
g) <i>El programa de aprovechamiento de gas natural.....</i>	<i>72</i>
X. OPINIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL TÍTULO DE ASIGNACIÓN	73
XI. RECOMENDACIONES	73
XII. CONCLUSIONES	74

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 17/04/2023 11:24:12 a. m.

Sello Digital:

K31CY89z6dKcqR4Yr4FyaQRyA0uTsEQN2WWm6w3b/IP8V4Uj53gEH5GgKD7vZUn15P33/2+jVMPKoXggN5JAqS55A3uOJ3xZc0egSu3koXc2ZtkUpFwC+cyJafHLmP
FoUYRWYEJ9KEUGxeBHIm2o/kS2hl6iJ8rAnXUqy3IASTexoUvtyilUCyzH7XaSGCSEoeOghPb0BqGsaSyUPJrvTBCZzAGc2ImXOBjFQf9BCmc52i94gvTdAtbK34/FpU
9gpTrABMQIS7u0BEX9ldv8YkRAleWznQ2CZd1uZgm1/L1gl/rpjqHhpl0552q147IHxIf9Fh8r5EkcZJlsoALY7w==

I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN

El Operador promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (en adelante, **Modificación al Plan de Desarrollo, MPDE, o Modificación**); de la Asignación AE-0006-9M-Amoca-Yaxché-04, Campo Xikin (en adelante, **Asignación**); es la Empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, **Asignatario u Operador**). Los datos de la Asignación se muestran en la Tabla 1.

Asignación	AE-0006-9M-Amoca-Yaxche-04, Polígono E
Ubicación	Aguas territoriales, frente a las costas de Tabasco
Superficie de Asignación	47.6653 km ²
Fecha de última modificación	03 de marzo de 2023
Vigencia	25 años a partir del 27 de agosto de 2014
Tipo de Asignación	Exploración y Extracción de Hidrocarburos
Tipo de hidrocarburos	Aceite negro
Profundidad para extracción	Polígono E: Jurásico Superior Kimmeridgiano (en adelante, JKS)
Formación geológica	Jurásico Superior Kimmeridgiano
Yacimientos	Jurásico Superior Kimmeridgiano
Colindancias geográficas	Norte: AE-0152-M-Uchukil Sur: AE-0151-M-Uchukil Oeste: AE-0153-M-Uchukil

Tabla 1. Datos generales de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

A manera de antecedente de presentan las modificaciones al Título de la Asignación AE-0006-9M-Amoca-Yaxche-04 (en adelante, Título de la Asignación):

- 1- El 17 de agosto de 2015, la Secretaría de Energía (en adelante, Secretaría) modificó el Título de Asignación AE-0006-Amoca-Yaxche-04 otorgado a PEP, para quedar como el AE-0006-m- Amoca-Yaxche-04.
- 2- El 26 de enero d 2017, la Secretaría modificó el Título de la Asignación para quedar como AE-0006-2M-Amoca-Yaxche-04.
- 3- El 18 de diciembre de 2017, la Secretaría modificó el Título de la Asignación anterior para quedar como AE-0006-3M-Amoca-Yaxche-04.
- 4- El 31 de mayo de 2018, la Secretaría modificó el Título de la Asignación anterior para quedar como AE-0006-4M-Amoca-Yaxche-04.
- 5- El 11 de junio de 2019, la Secretaría modificó el Título de la Asignación anterior para quedar como AE-0006-5M-Amoca-Yaxche-04.
- 6- El 15 de julio de 2019, la Secretaría modificó el Título de la Asignación anterior para quedar como AE-0006-6M-Amoca-Yaxche-04.
- 7- El 03 de diciembre de 2019, la Secretaría modificó el Título de la Asignación anterior para quedar como AE-0007-7M-Amoca-Yaxche-04.

- 8- El 28 de julio de 2021, la Secretaría modificó el Título de la Asignación anterior para quedar como AE-0007-8M-Amoca-Yaxche-04.
- 9- El 03 de marzo de 2023, la Secretaría modificó el Título de la Asignación anterior para quedar como AE-0007-9M-Amoca-Yaxche-04.

Cabe señalar que por Resolución CNH.E.62.002/18 del 09 de noviembre de 2018, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión o CNH) aprobó el Plan de Desarrollo para la Extracción (en adelante, PDE vigente o Plan de Desarrollo vigente) para el área de desarrollo de la Asignación. La ubicación del Campo Xikin se muestra en la Figura 1. Ubicación de la Asignación.

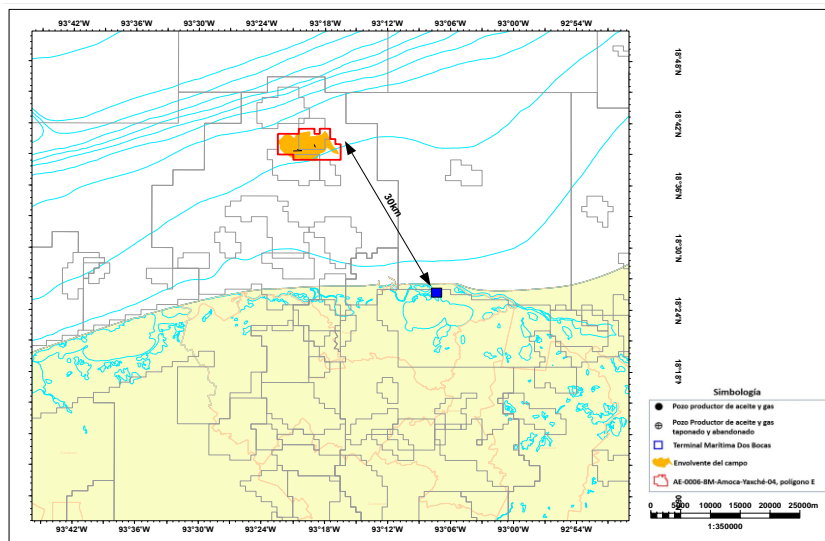


Figura 1. Ubicación de la Asignación.
(Fuente: Comisión).

Los vértices que delimitan el polígono E, de la Asignación correspondiente al Campo Xikin están definidos por las coordenadas geográficas que se muestran en la Tabla 2:

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93°17'30"	18°41'30"
2	93°17'30"	18°40'30"
3	93°17'00"	18°40'30"
4	93°17'00"	18°40'00"
5	93°16'30"	18°40'00"
6	93°16'30"	18°38'30"
7	93°21'00"	18°38'30"
8	93°21'00"	18°39'00"
9	93°22'30"	18°39'00"
10	93°22'30"	18°41'00"
11	93°20'30"	18°41'00"

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
12	93°20'30"	18°41'30"
13	93°19'00"	18°41'30"
14	93°19'00"	18°41'00"
15	93°18'30"	18°41'00"
16	93°18'30"	18°41'30"

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

II. ELEMENTOS GENERALES DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO

La presente MPDE de la Asignación asociado al Campo Xikin considera recuperar a la vigencia de la Asignación a agosto de 2039, un volumen de aceite de 53.59 Millones de barriles (en adelante, MMb) y de gas de 67.75 Miles de Millones de Pies Cúbicos (en adelante, MMMpc), asimismo, al final del horizonte de producción, siendo de marzo 2023 a enero 2043, el volumen a recuperar será de 70.42 MMb de aceite y 89.01 MMMpc de gas, equivalente a 81.32 MMbpce (factor de conversión de gas a PCE de 8.166732 Mpc/b), lo que representa un factor de recuperación del 8.89% de aceite y 11.23% de gas de la categoría de reserva cuantificada 3P. Durante dicho periodo, se contempla la ejecución de 6 perforaciones y terminaciones, 48 Reparaciones Menores (en adelante, **RME**) y la construcción de un gasoducto, además de la erogación de una inversión igual a 638.25 MMUSD y 228.15 MMUSD de gasto operativo.

III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN

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

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

Además, se consultó a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), quien es la autoridad competente para evaluar el Sistema de Administración de Riesgos y a la Secretaría de Economía (en adelante, SE), quien es la autoridad competente para evaluar el porcentaje de Contenido Nacional.

La Figura 2. Cronología del proceso de evaluación. muestra el diagrama del proceso de evaluación y Dictamen Técnico respecto de la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo presentada por el Asignatario para su aprobación.

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/3/2023, modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación AE-0006-9M-Campo Xikin de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 17/04/2023 11:24:12 a. m.

Sello Digital:

K31CY89z6dKcqR4Yr4FyaQRyA0uTsEQN2WWm6w3b/IP8V4Uj53gEH5GgKD7vZUn15P33/2+jVMPKoXggN5JAqS55A3uOJ3xZc0egSu3koXc2ZtkUpFwC+cyJafHLmP
FoUYRWY EJ9KEUGxeBHI m2o/kS2hl6iJ8rAnXUqy3IASTexoUvtyilUCyzH7XaSGCSEoeOghPb0BqGsaSyUPJrvtTBCZzAGc2ImXOBjFQf9BCmc52i94gvTdAtbk34/FpU
9gptrABMQIS7u0BEX9ldv8YkRA1eWznQ2CZd1uZgm1/L1gl/rpjqHhpl0552q147iHXlF9Fh8r5EkczJlsoALY7w==

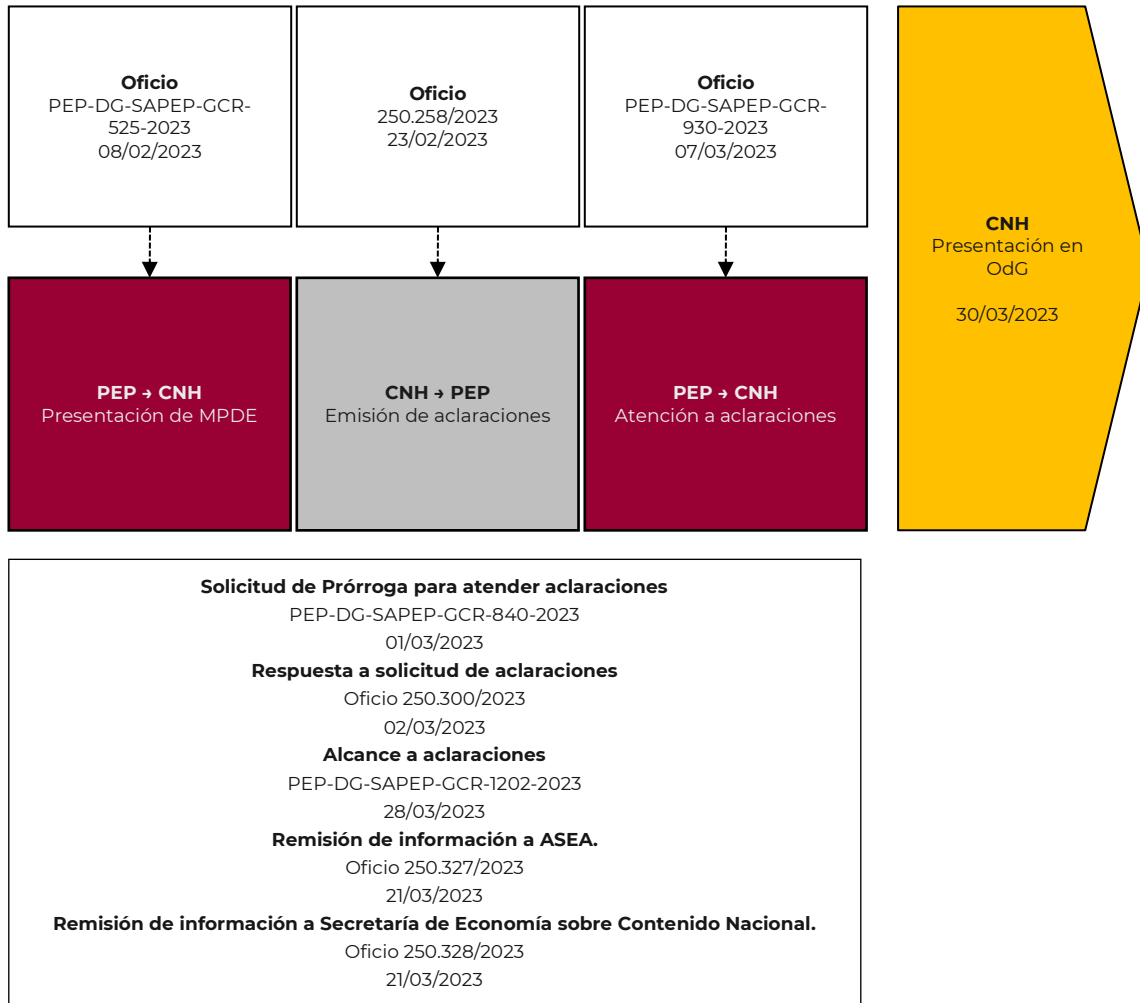


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación.
(Fuente: Comisión).

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

Se verificó que las modificaciones propuestas por el Operador fueran congruentes y se alinearan a lo señalado en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (en adelante, LORCME).

La Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 22, 25, 26, 59 y 62 de los “LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos”, publicados en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, **DOF**) el 12 de

abril de 2019 y reformados el 31 de marzo y 20 de agosto del 2021, respectivamente (en adelante, **Lineamientos**).

Adicionalmente, se realizó el análisis de la modificación al Plan de Desarrollo al amparo de lo establecido en los *Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos* (en adelante, **LTMMH**) publicados en el DOF el 29 de septiembre de 2015 y modificados por acuerdos publicados en el DOF el 11 de febrero y 2 de agosto, ambos de 2016, 11 de diciembre de 2017 y 23 de febrero de 2021.

Finalmente se verificó que la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción cumpliera con los requisitos establecidos en el artículo 22 de los Lineamientos, de lo cual se concluye que el Operador:

- a) Presentó la información mediante el formato MP y el instructivo establecidos por la Comisión;
- b) Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo;
- c) Presentó el documento que integra los apartados del Plan que sufren modificación, y
- d) Presentó una tabla comparativa de los cambios que se proponen, así como la justificación técnica de las modificaciones al Plan de Desarrollo aprobado con la información y nivel de detalle establecido.

V. ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN

a) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN

Las modificaciones propuestas al Plan de Desarrollo vigente actualizan los supuestos establecidos en el artículo 62, fracción II, III y XII inciso a) de los Lineamientos conforme a lo siguiente:

- **Variación en la inversión a ejecutar ($\pm 15\%$)**

Al considerar los montos erogados a la fecha y los montos programados bajo el Plan de Desarrollo vigente, se observa un decremento de -34% con respecto a los montos totales del Plan de Desarrollo vigente. Por lo tanto, se actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción III, de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

- **Variación del treinta por ciento o más del volumen de Hidrocarburos a Producir en tres años respecto del volumen pronosticado para el mismo trienio.**

Las diferencias en los volúmenes de hidrocarburos a producir en el Plan de Desarrollo vigente radican fundamentalmente en la consideración de 6 nuevos pozos de desarrollo, 5 de ellos horizontales y en que existió un ajuste en los gastos iniciales de producción, así como la implementación de bombeo neumático tanto en pozos ya existentes como en pozos futuros. En la

	Fluido	2023-2025	2026-2028	2029-2031	2032-2034	2035-2037
PDE	Aceite (Mb)	155.6	93.2	51.6	26.9	13.5
	Gas (MMMpc)	199.6	119.5	66.3	34.6	17.4
MPDE	Aceite (Mb)	22.1	60.4	39.7	27.2	19.8
	Gas (MMMpc)	27.9	76.3	50.1	34.4	25
Diferencia	Aceite (%)	-86%	-35%	-23%	1%	47%
	Gas (%)	-86%	-36%	-24%	-1%	44%

Aplica supuesto de modificación

Tabla 3 se muestran los volúmenes de producción de aceite y gas anualizados del PDE vigente y de la MPDE, así como la diferencia en porcentaje. Cabe aclarar que en la MPDE la producción continua hasta enero del 2043, por lo que no se incluyen estos valores en la comparativa presentada. Lo anterior con base en el artículo 62, fracción XII, inciso a) de los Lineamientos.

Es importante destacar que la diferencia en producción se debe a la baja productividad que presentaron los pozos Xikin-22DES, Xikin-24DES y Xikin-32DES que actualmente son los únicos pozos en producción. Ya que el pozo Xikin-45 se encuentra abandonado por accidente mecánico. Derivado de lo anterior, no se realizó la perforación del respecto de los pozos planeado en el Plan vigente.

	Fluido	2023-2025	2026-2028	2029-2031	2032-2034	2035-2037
PDE	Aceite (Mb)	155.6	93.2	51.6	26.9	13.5
	Gas (MMMpc)	199.6	119.5	66.3	34.6	17.4
MPDE	Aceite (Mb)	22.1	60.4	39.7	27.2	19.8
	Gas (MMMpc)	27.9	76.3	50.1	34.4	25
Diferencia	Aceite (%)	-86%	-35%	-23%	1%	47%
	Gas (%)	-86%	-36%	-24%	-1%	44%

Aplica supuesto de modificación

Tabla 3. Diferencia anual en el volumen de hidrocarburos a producir entre el PDE vigente y la MPDE. (Fuente: Comisión con información del Asignatario).

La

Aplica supuesto de modificación

Tabla 4 presenta la diferencia anual en la actividad de perforación de pozos entre el PDE vigente, las perforaciones ejecutadas y la MPDE.

- **Variación en ejecución de actividad física de desarrollo**

Finalmente, con base en lo establecido en el artículo 62, fracción II de los Lineamientos, la variación en el número de pozos a perforar entre los programados, los ejecutados y los propuestos en la MPDE configura el supuesto de modificación con base en los Lineamientos, que al respecto indica:

Pozos contenidos en el Plan para un año	Criterio para modificación del Plan
Hasta 3	Variación de dos o más

Lo cual se presenta en la

Aplica supuesto de modificación

Tabla 4

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	Total
Perforaciones Plan vigente	-	2	4	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10
Perforaciones Real	-	1	3	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Perforaciones MPDE	-	-	-	-	-	0	2	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6
Variación	-	-1	-1	-2	-2	-	+2	+3	+1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Aplica supuesto de modificación																					

Tabla 4. Comparativa de perforaciones programadas, realizadas y propuestas.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

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

Las principales características geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y Yacimientos de la Asignación se muestran en la Tabla 5.

Asignación o Contrato	AE-0006-9M-Amoca-Yaxche-04
Campo	Xikin
Yacimiento	JSK
Área del yacimiento (Km ²)	21.72
Año de Descubrimiento	2015
Fecha de inicio de producción	2019
Profundidad promedio (mv)	6,505
Tipo de Yacimiento	Aceite Volátil
Pozos	
Productores	3
Cerrados con posibilidades	1
Cerrados sin posibilidades	0
Taponados	2
Marco geológico	
Era	Mesozoico
Periodo	Jurásico Superior

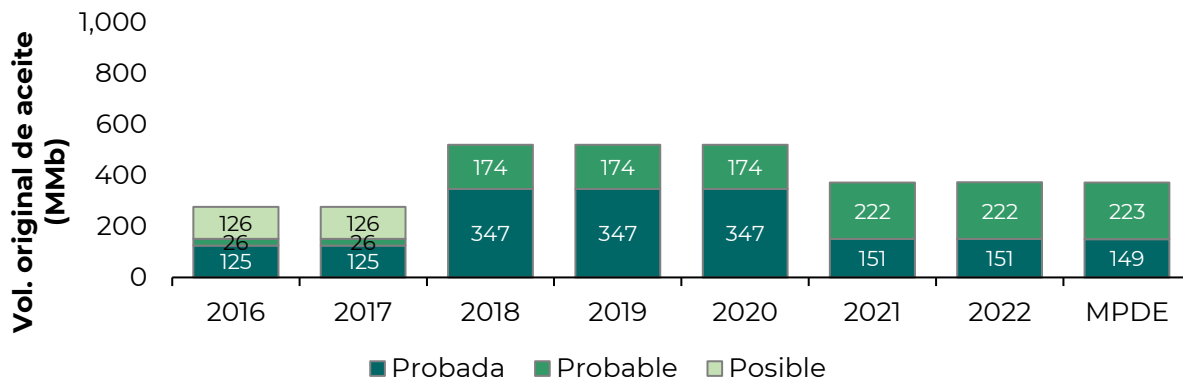
Época	Kimmeridgiano
Cuenca	Sureste Marina
Play	Jurásico Superior Kimmeridgiano
Régimen tectónico	Compresivo
Ambiente de depósito	Rampa carbonatada
Litología	Calizas
Propiedades petrofísicas	
Saturación inicial promedio de agua (%)	16.07
Saturación actual promedio de agua (%)	N/D
Saturación inicial promedio de gas (%)	N/D
Saturación actual promedio de gas (%)	N/D
Porosidad promedio (%)	5.68
Permeabilidad promedio (mD)	0.855
Espesor bruto promedio (m)	270.4
Espesor neto promedio (m)	90.84
Relación neto/bruto	33.59
Propiedades de los fluidos	
Densidad API	43.6
Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento (cP)	0.35
Viscosidad del aceite en el punto de burbuja (cP)	0.061
Contenido de azufre (%)	N/D
Factor de volumen de aceite inicial (Boi) (m ³ /m ³)	1.586
Factor de volumen aceite en punto de burbuja (Bob) (m ³ /m ³)	1.992
Factor de volumen de aceite actual (Bo actual) (m ³ /m ³)	1.58
Relación de solubilidad inicial (Rsi) (mpc/bl)	1283.5
Relación de solubilidad en el punto de burbuja (Rsb) (mpc/bl)	1283.5
Factor de volumen de gas inicial (Bgi) (m ³ /m ³)	Sin gas libre, Pyac>Pb
Factor de volumen de gas en el punto de burbuja (Bgb) (m ³ /m ³)	Sin gas libre, Pyac>Pb
Factor de volumen de gas actual (Bg actual) (m ³ /m ³)	Sin gas libre, Pyac>Pb
Factor de compresibilidad del gas (Z)	Sin gas libre, Pyac>Pb
Densidad relativa del gas	No aplica
Poder calorífico del gas (BTU/pc).	1414
Presión de saturación o rocío (kg/cm ²)	233.7
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (mpc/bl)	8.166732
Relación condensado gas (bl/mpc)	No aplica
Propiedades del Yacimiento	
Temperatura (°C)	170
Presión inicial (kg/cm ²)	1203
Presión actual (kg/cm ²)	1190
Mecanismo de empuje principal	Expansión roca-fluidos
Mecanismo de empuje secundario	Empuje hidráulico

Tabla 5. Características generales de los Yacimientos de la Asignación.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

c) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS

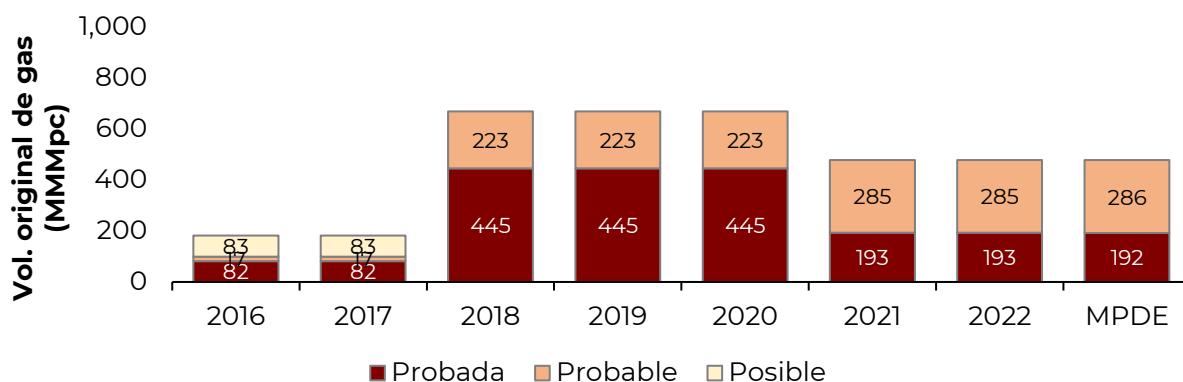
Evolución histórica del volumen original de hidrocarburos

La evolución de los volúmenes originales del Campo, entre 2016 y 2022, respecto de los documentados en la Solicitud, se presentan en la Figura 3 y Figura 4; que corresponden directamente a los del yacimiento del JSK.



Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo o truncamiento.

Figura 3. Evolución histórica del volumen original de aceite.
(Fuente: Comisión con información del Operador).

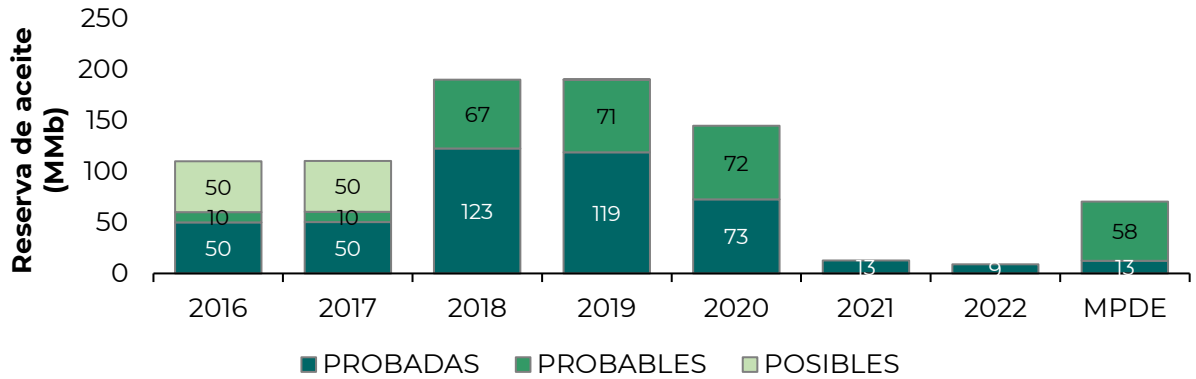


Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo o truncamiento.

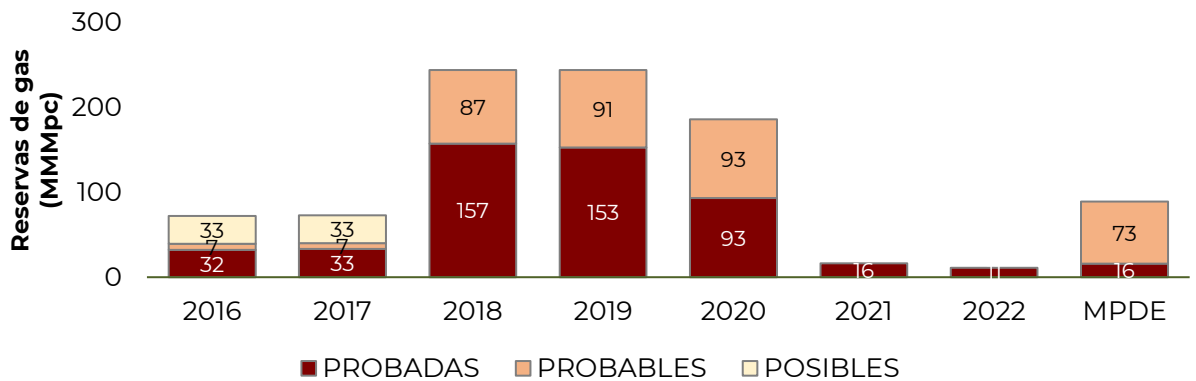
Figura 4. Evolución histórica del volumen original de gas.
(Fuente: CNH con información del Operador).

Evolución histórica de las Reservas asociadas

La evolución de las Reservas se presenta en la Figura 5 y Figura 6, observando que la Solicitud contempla recuperar, dentro de la categoría de reservas 3P y en el horizonte de producción de marzo de 2023 a enero de 2043, 70.42 MMb de aceite y 89.01 MMMpc de gas.



Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.
 Figura 5. Evolución de las Reservas de aceite.
 (Fuente: Comisión con información del Operador).



Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.
 Figura 6. Evolución de las Reservas de gas.
 (Fuente: Comisión con información del Operador).

De esta manera, el factor de recuperación final esperado al corte 3P para el Campo es de 19.4% para el aceite y 19.2% para el gas, incrementando respecto a las cifras oficiales al 01 de enero de 2022, Figura 7 y Figura 8.

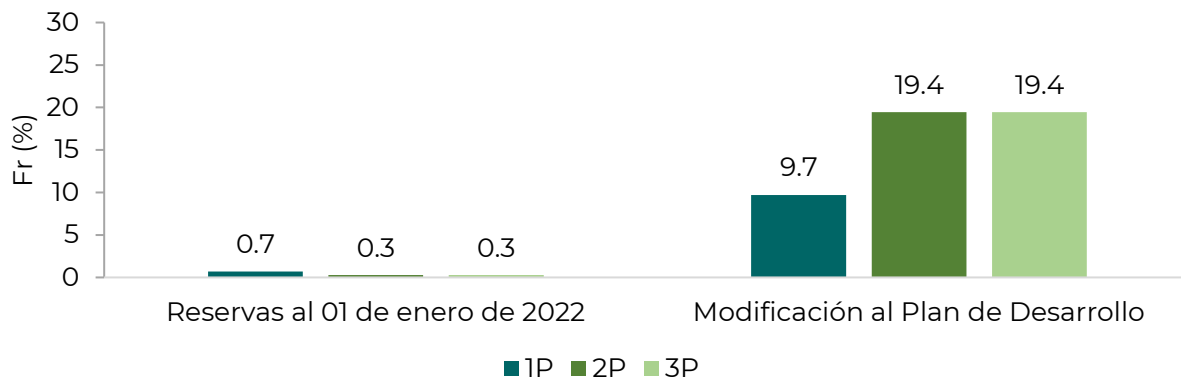


Figura 7. Factor de recuperación final del aceite.
(Fuente: CNH con información del Operador).

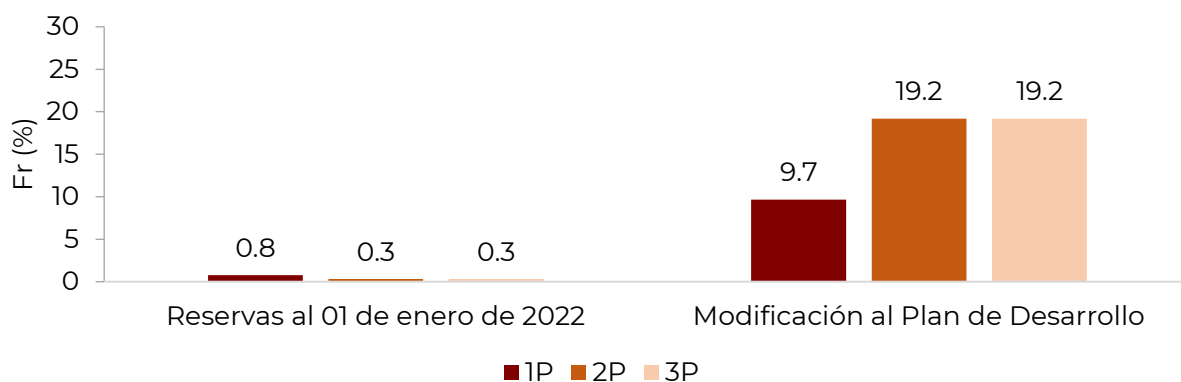


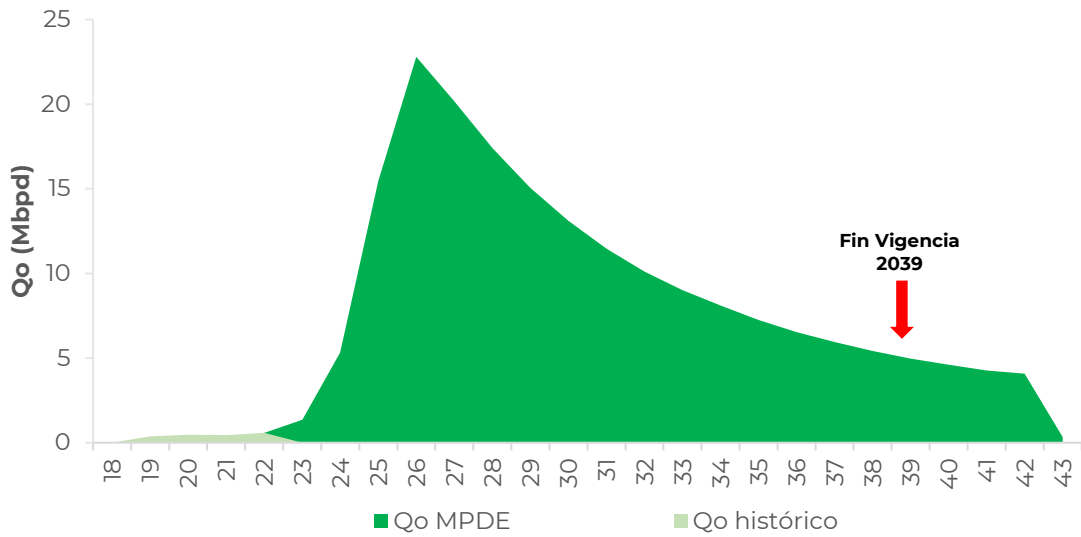
Figura 8. Factor de recuperación final del gas.
(Fuente: Comisión con información del Operador).

4. Pronósticos de producción de la modificación al Plan de Desarrollo

En las *Mbpdd= Miles de barriles diarios.

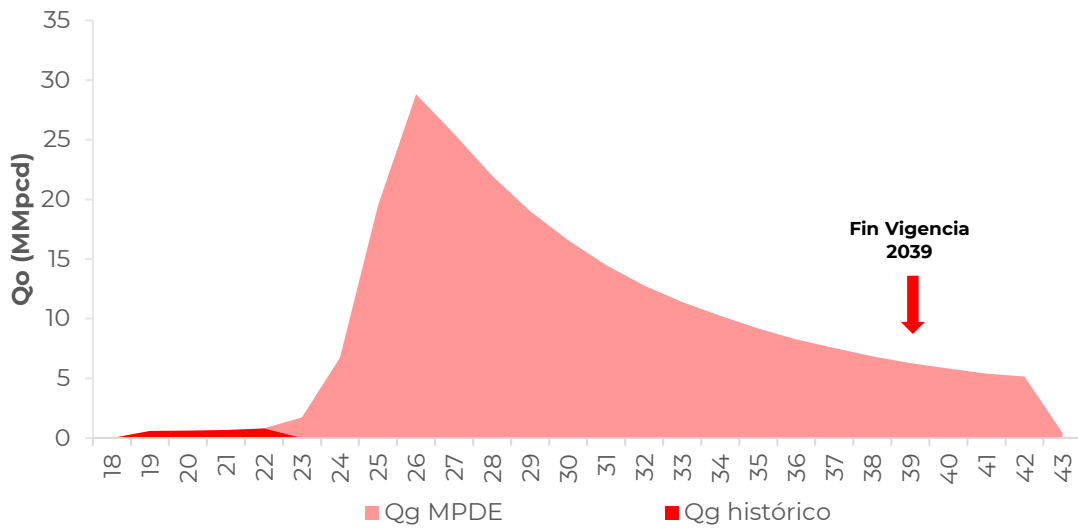
Figura 9 y *MMpcdd- Millones de pies cúbicos diarios

Figura 10 se muestran los pronósticos de producción de aceite y gas, generados mediante simulación, así como el comportamiento histórico del Campo. El incremento observado se debe principalmente, de acuerdo con el Operador, a la geometría horizontal de los pozos, que serán terminados en secciones con mejores propiedades petrofísicas del yacimiento (lo que fue establecido con base en las pruebas de productividad realizadas).



*Mbpd= Miles de barriles diarios.

Figura 9. Histórico y pronósticos de producción mensual de aceite para la Solicitud.
(Fuente: CNH y Operador).



*MMpcd- Millones de pies cúbicos diarios

Figura 10. Histórico y pronósticos de producción mensual de gas para la Solicitud.
(Fuente: Comisión y Operador).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 17/04/2023 11:24:12 a. m.

Sello Digital:

K31CY89z6dKcqR4Yr4FyaQRyA0uTsEQN2WWm6w3b/IP8V4Uj53gEH5GgKD7vZUn15P33/2+jVMPKoXggN5JAqS55A3uOJ3xZc0eg5u3koXc2ZtkUpFwC+cyJafHLmP
FoUYRWYEJ9KEUGxeBHIIm2o/kS2hl6iJ8rAnXUqy3IASTexoUvtyilUCyZH7XaSGCSEoEoghPb0BqGsaSyUPJrvTBCZzAGc2ImXOBjFQf9BCmc52i94gvTdAtbk34/FpU
9gptraBMQIS7u0BEX9ldv8YkRA1eWznQ2CZd1uZgm1/L1gl/rpqjHhpl0552q147iHXlF9Fh8r5EkczJlsoALY7w==

Asimismo, en la Tabla 6 se presenta el pronóstico de producción de aceite y gas para todo el horizonte de producción, así como el volumen acumulado de hidrocarburos por año.

Producción	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Aceite (MBD)	1.35	5.32	15.43	22.79	20.16	17.41	15.05	13.11	11.47	10.1	9.015
Acumulada Aceite (MMB)	0.49	2.44	8.08	16.40	23.76	30.13	35.63	40.41	44.60	48.30	51.59
Gas (MMPCD)	1.71	6.73	19.51	28.81	25.49	22.01	19.03	16.57	14.5	12.76	11.39
Acumulada Gas (MMMPC)	0.62	3.09	10.21	20.73	30.03	38.09	45.03	51.08	56.38	61.05	65.21

Producción	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Aceite (MBD)	8.101	7.25	6.54	5.95	5.42	4.97	4.60	4.26	4.08	0.33
Acumulada Aceite (MMB)	54.54	57.19	59.59	61.76	63.74	65.56	67.24	68.80	70.29	70.42
Gas (MMPCD)	10.24	9.16	8.27	7.52	6.85	6.28	5.81	5.39	5.16	0.42
Acumulada Gas (MMMPC)	68.94	72.29	75.32	78.07	80.57	82.86	84.99	86.96	88.85	89.01

Tabla 6. Pronóstico de producción de aceite y gas del Plan de Desarrollo modificado.

(Fuente: Comisión con información del Operador).

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

La fecha de inicio de la vigencia del nuevo Plan de Desarrollo es a partir del 01 de marzo de 2023

Nota: De acuerdo con el Título de la Asignación AE-0006, la vigencia para realizar actividades petroleras es hasta el año 2039.

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

Alternativa 1 (seleccionada)

La alternativa plantea la explotación del yacimiento JSK mediante la producción de los pozos existentes más la perforación de 5 pozos horizontales de alcance extendido desde la plataforma Xikin-A y la perforación de 1 pozo con geometría tipo J desde la plataforma Xikin-B. Los pozos propuestos tienen como objetivo mejorar la producción buscando contactar las zonas con mejor posibilidad de fracturamiento en la roca y direccionados con base en la componente de esfuerzos del campo, estos serán terminados en agujero revestido y el sistema artificial bombeo neumático.

Para la implementación del bombeo neumático, se considera la construcción e instalación de un gasoducto de 16" Ø x 18.4 km desde Yaxché-C a Xikin-A; el suministro de gas de Bombeo Neumático a los pozos del campo en la plataforma Xikin-B se realizará a través de un gasoducto de futuro de 8" Ø x 1.1 km de una interconexión submarina en el gasoducto de 16" Ø x 28.5 km de Xikin-A/Teekit-A a Xikin-B (futuro), que será construido por el campo Uchbal.

Alternativa 2

La propuesta tiene como objetivo la explotación del yacimiento JSK mediante los 3 pozos perforados y terminados actualmente en producción, Xikin-22, Xikin-32 y Xikin-24, el primero terminado en agujero descubierto, mientras que los dos últimos tienen terminación con liner ranurado.

Al respecto, la Alternativa 1 presenta mejores indicadores económicos y mayor recuperación de hidrocarburos respecto de la Alternativa 2.

En la **1**Valor Presente Neto

²Valor Presente de Inversión

AI- Antes de Impuestos

DI- Después de Impuestos

Tabla 7 se presenta la comparativa entre ambas alternativas, en dónde se pueden observar los indicadores de cada una de ellas, destacando que la Alternativa 1 permitirá maximizar el factor de recuperación en las condiciones técnicas y económicas más viables.

En la Tabla 8 se muestra una comparativa del volumen de hidrocarburos a recuperar, la actividad física e indicadores económicos de las Alternativas analizadas.

Indicador ¹	Unidad	Alternativa 1	Alternativa 2
		(seleccionada)	
Volumen a recuperar de Aceite	MMb	70.42	5.67
Volumen a recuperar de Gas	MMMpc	89.01	7.17
Perforación	núm.	6	0
Terminación	núm.	6	0
Ductos	núm..	1	0
RMA	núm.	0	0
RME	núm.	48	8
Inversión	MMUSD	638.25	176.51
Gasto de Operación	MMUSD	228.15	18.38
VPN¹ AI	MMUSD	2,200.32	199.74
VPN DI	MMUSD	793.50	79.87
VPI²	MMUSD	387.51	60.43
VPN / VPI AI	adim.	5.68	3.31
VPN / VPI DI	adim.	2.05	1.32

¹Valor Presente Neto

²Valor Presente de Inversión

AI- Antes de Impuestos

DI- Después de Impuestos

Tabla 7. Comparación de alternativas planteadas para el Plan de Desarrollo Propuesto.

(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

De acuerdo con el Operador, la alternativa 1 fue seleccionada debido a que presenta mejores indicadores económicos respecto a la alternativa 2, permite maximiza el valor económico de la reserva mediante la perforación y terminación de 6 pozos de desarrollo y 48 intervenciones menores, adicional a la implementación del sistema de bombeo neumático.

En la Figura 11 y Figura 12 se muestra el comparativo de los pronósticos de producción para el aceite y gas respectivamente de la Alternativa 1 seleccionada, así como la producción real 2019-2022 y la producción del Plan de Desarrollo Vigente.

¹ Notas: Las cifras pueden no coincidir por redondeo. Paridad 20.9458 pesos/USD.

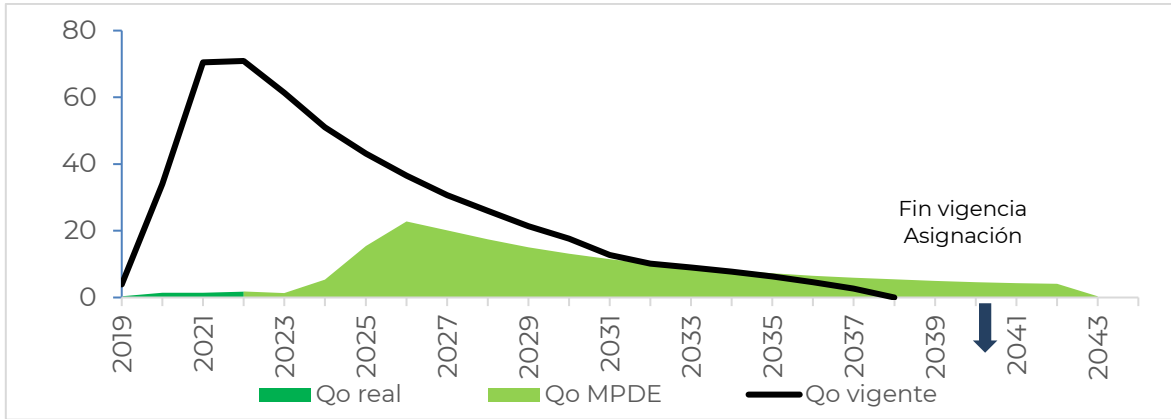


Figura 11. Pronóstico de producción de aceite de la Alternativa seleccionada, producción real y producción del Plan Vigente.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

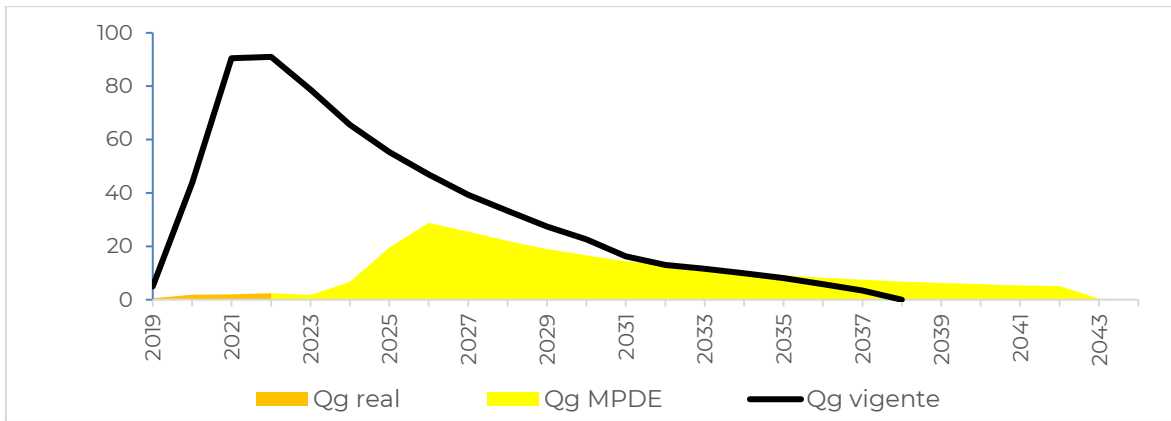


Figura 12. Pronóstico de producción de gas de la Alternativa seleccionada, producción real y producción del Plan Vigente.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

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

e.1) Seguimiento

En la Tabla 8 se muestra la comparación entre lo aprobado en el Plan vigente y lo real ejecutado en la Asignación por parte del Asignatario.

Año	Qo (mbd)		Qg (mmpcd)		Perforaciones (número)		Terminaciones (número)		RMA (número)		RME (número)		Inversión (MMusd)		Gastos de Op. (MMusd)	
	Plan	Real*	Plan	Real*	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan ¹	Real ²	Plan ¹	Real ²
2018	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	99.45	0.00	0.00	0.00
2019	3.92	0.064	5.03	0.099	2	1	2	1	-	-	-	-	371.43	364.34	6.25	1.77
2020	34.04	1.407	43.70	1.901	4	3	3	3	-	-	-	-	391.8	233.87	54.50	0.00
2021	70.47	1.374	90.45	2.003	2	-	3	-	-	-	-	2	194.94	30.45	112.53	0.00
2022	70.90	1.747	91.00	2.428	2	-	2	-	-	-	2	1	129.68	14.28	113.2	0.00

Nota:

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

*Corresponde a la producción de aceite/condensado y gas real reportada a la CNH conforme a las condiciones definidas en el Art. 11 de los *Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos*.

¹Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados a MMusd@2022. El factor utilizado para la actualización es 1.307464 (con el INPP y Tipo de Cambio promedio enero-diciembre, 2022).

²Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a MMusd@2022, para los factores de actualización se utilizaron los factores y tipos de cambio siguientes:

Factores: Fuente: <https://data.bls.gov/>

2018=1.3096
2019 = 1.3236
2020 = 1.3607
2021 = 1.1634
2022 = 1

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

2018= 19.2380
2019 = 19.2618
2020 = 21.4961
2021 = 20.2818
2022 = 20.177

Tabla 8. Comparación de avance entre el Plan vigente vs real ejecutado, en la Asignación (periodo enero 2018 – diciembre de 2022).

(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

e.2) Compromiso Mínimo de Trabajo

El Anexo 2 del Título de Asignación establece:

“Polígono E

El Asignatario adquiere el Compromiso Mínimo de Trabajo para cumplir con las siguientes metas físicas en la parte del Área de Asignación correspondiente con el Campo **Xikín(...)**” (sic)

En virtud de lo anterior, en la Tabla 9 se presenta el CMT establecido en el Título vigente de la Asignación, asimismo en la Tabla 10 se presenta lo real ejecutado por el Asignatario y en la Tabla 11 la diferencia existente entre ambos rubros.

Metas Físicas (Número)	
Perforación y Terminación de pozos de desarrollo	10
Reparaciones Menores	33
Estructuras Marinas	2
Ductos	2

Tabla 9. Compromiso Mínimo de Trabajo de la Asignación.

(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 17/04/2023 11:24:12 a. m.

Sello Digital:

K3ICY89z6dKcqR4Yr4FyaQRyA0uTsEQN2WWm6w3b/IP8V4Uj53gEH5GgKD7vZUn15P33/2+jVMPKoXggN5JAqS55A3uOJ3xZc0egSu3koXc2ZtkUpFwC+cyJafHLmP FoUYRWY EJ9KEUGxeBHI m2o/kS2hl6i38rAnXUqy3IASTexoUvtyiUCyzH7XaSGCSEoeOghPb0BqGsaSyUPJrvTBCZzAGc2ImXOBjFQ9BCmc52i94gyTdAtbK34/FpU 9gptrABMQIS7u0BEX9ldv8YkRAIeWznQ2CZd1uZgm1/L1gl/rpqHhpl0552q147IHxIF9Fh8r5EKcZjIsoALY7w==

Año	Real Perforaciones (Número)	Real Terminaciones (Número)	Real Reparaciones Menores (Número)	Real Ductos	Real Plataformas
2018	0	0	0	0	0
2019	1	1	0	1	1
2020	3	3	0	1	1
2021	0	0	2	0	0
2022	0	0	1	0	0
Total	4	4	3		

Tabla 10. Real ejecutado por el Asignatario en la Asignación.
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

Periodo	Perforación [Real-CMT] (Número)	Terminación [Real-CMT] (Número)	Reparaciones Menores [Real-CMT] (Número)
2018 - 2022	-6	-6	-30
Total	-6	-6	-30

Tabla 11. Desviaciones entre lo Real ejecutado y el CMT de la Asignación.
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

Por lo tanto, con base en la estrategia de desarrollo de la MPDE, se identifica que el Asignatario considera las actividades de Perforación, Terminación y Reparaciones Menores necesarias para dar cumplimiento al CMT.

e.3) Plan de Desarrollo Modificado

En la Tabla 12 se presentan las actividades físicas, inversión y Gastos de Operación relativas a la MPDE.

Actividad	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Perforaciones desarrollo (Número)	0	2	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Terminaciones desarrollo (Número)	0	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Reparaciones Mayores (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reparaciones Menores** (Número)	2	1	0	3	4	2	3	3	2	3	3	3
Ductos (Número)	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taponamientos (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Abandono de ductos^a (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Abandono de infraestructura^b (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión (MMusd)	12.09	121.40	165.38	61.82	11.69	8.49	10.90	9.59	7.49	14.56	15.02	15.87
Gastos de Op. (MMusd)	1.60	6.32	18.26	26.96	23.86	20.65	17.81	15.51	13.57	11.98	10.66	9.58

Actividad	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	TOTAL
Perforaciones desarrollo (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6
Terminaciones desarrollo (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6

Reparaciones Mayores (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reparaciones Menores** (Número)	3	2	3	3	2	3	3	0	0	0	0	48
Ductos (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Taponamientos (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	10
Abandono de ductos ^a (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3
Abandono de infraestructura ^b (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2
Inversión (MMusd)	19.26	12.73	19.26	12.16	8.80	9.59	9.59	3.83	45.3	43.3		638.2
Gastos de Op. (MMusd)	8.58	7.76	7.04	6.41	5.88	5.46	5.05	4.83	7	5	0.00	228.15

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

La fecha de inicio de la vigencia del nuevo Plan de Desarrollo es a partir del 01 de marzo de 2023.

**Incluye: Limpiezas de aparejo, inducciones, estimulaciones, aforos entre otras.

^a El Abandono de ductos incluye: desmantelamiento e inertización de ductos

^b El Abandono de infraestructura incluye: desmantelamiento y recuperación de 2 Plataformas.

Nota: De acuerdo con el Título de la Asignación AE-0006, la vigencia para realizar actividades petroleras es hasta el año 2039.

Tabla 12. Actividades físicas y costos contemplados en el Plan de Desarrollo propuesto.

(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

A continuación, en la

Año	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	TOTAL
Producción Aceite (Mbpd)	6.5	6.0	5.4	5.0	4.6	4.3	4.1	0.3	ΔNp
Anual (MMb)	2.4	2.2	2.0	1.8	1.7	1.6	1.5	0.1	
Acumulada (MMb)	59.6	61.8	63.7	65.6	67.2	68.8	70.3	70.4	
Producción Gas (MMpcd)	8.3	7.5	6.9	6.3	5.8	5.4	5.2	0.4	ΔGp
Anual (MMMpc)	3.0	2.7	2.5	2.3	2.1	2.0	1.9	0.2	
Acumulada (MMMpc)	75.3	78.1	80.6	82.9	85.0	87.0	88.9	89.0	

Tabla 13 se presentan los pronósticos de producción contemplados en la MPDE:

Año	2023 ¹	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Producción Aceite (Mbpd)	1.4	5.3	15.4	22.8	20.2	17.4	15.1	13.1	11.5	10.1	9.0	8.1	7.3
Anual (MMb)	0.49	2.0	5.6	8.3	7.4	6.4	5.5	4.8	4.2	3.7	3.3	3.0	2.6
Acumulada (MMb)	0.5	2.4	8.1	16.4	23.8	30.1	35.6	40.4	44.6	48.3	51.6	54.5	57.2
Producción Gas (MMpcd)	1.7	6.7	19.5	28.8	25.5	22.0	19.0	16.6	14.5	12.8	11.4	10.2	9.2
Anual (MMMpc)	0.6	2.5	7.1	10.5	9.3	8.1	6.9	6.0	5.3	4.7	4.2	3.7	3.3
Acumulada (MMMpc)	0.6	3.1	10.2	20.7	30.0	38.1	45.0	51.1	56.4	61.1	65.2	68.9	72.3

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

¹La fecha de inicio de la vigencia del nuevo Plan de Desarrollo es a partir de 1 de marzo de 2023.

Año	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	TOTAL
Producción Aceite (Mbpd)	6.5	6.0	5.4	5.0	4.6	4.3	4.1	0.3	ΔNp
Anual (MMb)	2.4	2.2	2.0	1.8	1.7	1.6	1.5	0.1	
Acumulada (MMb)	59.6	61.8	63.7	65.6	67.2	68.8	70.3	70.4	
Producción Gas (MMpcd)	8.3	7.5	6.9	6.3	5.8	5.4	5.2	0.4	ΔGp
Anual (MMMpc)	3.0	2.7	2.5	2.3	2.1	2.0	1.9	0.2	
Acumulada (MMMpc)	75.3	78.1	80.6	82.9	85.0	87.0	88.9	89.0	

Tabla 13. Pronóstico de producción del Plan de desarrollo modificado.

(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

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

f.1) Características geológico - estructurales

En la Figura 13 se muestra la configuración estructural en profundidad de la cima del yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano, la cual consiste en una estructura anticlinal

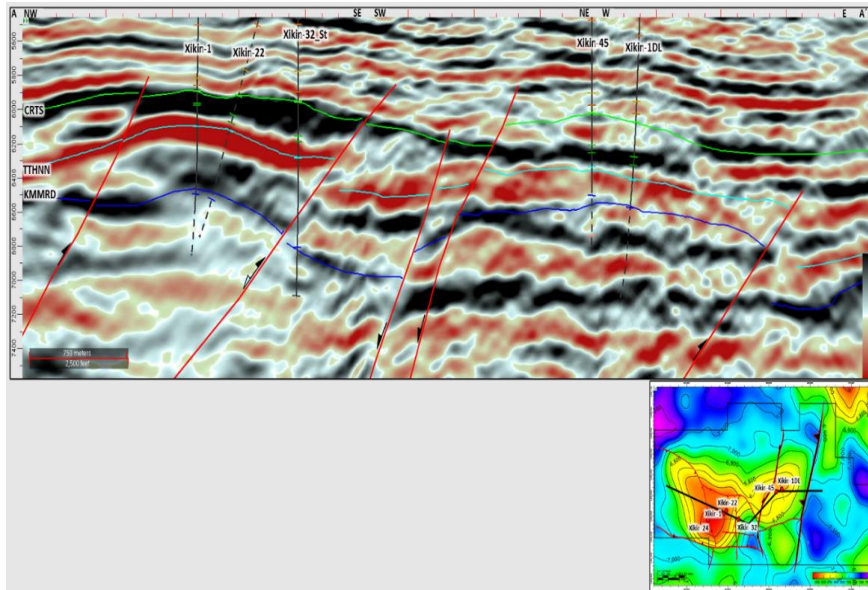


Figura 14. Sección sísmica compuesta sobre los pozos del campo Xikin.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

En la Figura 15, se muestra una sección con el atributo de porosidad efectiva, este atributo muestra la probabilidad de ocurrencia de las mejores facies (mejor calidad de yacimiento), en este atributo se pueden observar los cambios laterales y verticales los cuales asociamos a la probabilidad de encontrar carbonatos con las mejores condiciones de capacidad de almacenamiento.

En esta sección se observa que la zona donde se encuentran los pozos Xikin-1 y Xikin-22 presenta buenas características de calidad de roca, tanto vertical como lateralmente, sin embargo, estos pozos se ubican en el límite del cuerpo con mejores características, el pozo Xikin-32_St se encuentra en el flanco de la estructura y muestra un cuerpo con buenas características de roca, sin embargo, el espesor de este es muy pequeño, para el bloque de los pozos Xikin-45 y Xikin-IDL se muestra en cuerpo con buena extensión lateral pero con un espesor de aproximadamente 20 metros en su parte más gruesa.

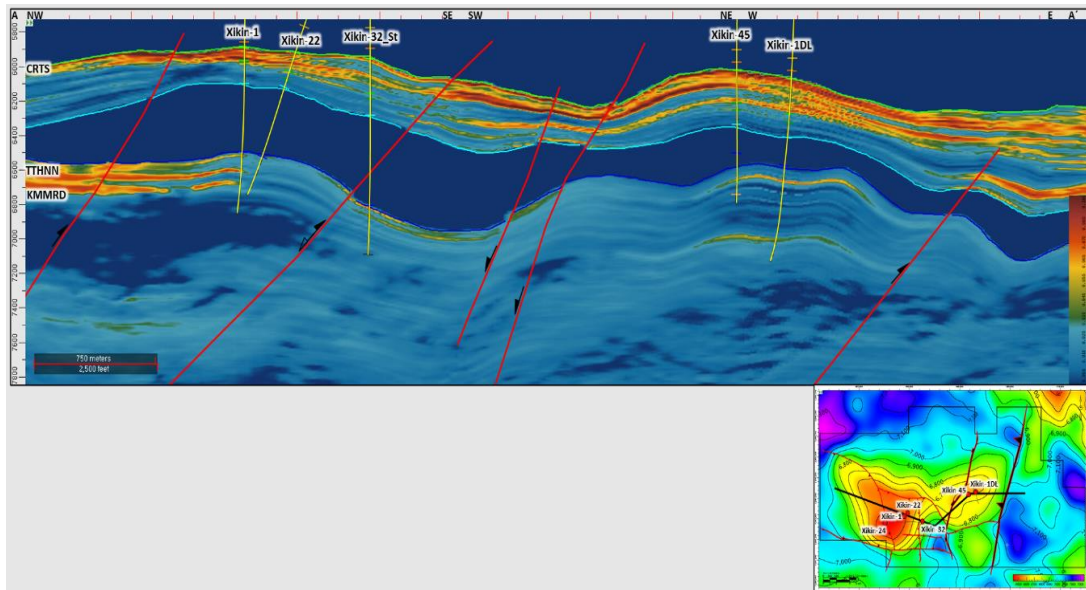


Figura 15. Sección sísmica compuesta sobre los pozos del campo Xikin con el atributo de Porosidad efectiva.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

El modelado de propiedades petrofísicas se realizó integrando en el modelo las evaluaciones petrofísicas del campo: porosidad efectiva y saturación de agua; el proceso de escalado proporciona un valor único a cada celda atravesada por la trayectoria de los pozos, la cual se distribuye por medio de algoritmos geoestadísticos que sustentan las variaciones de acuerdo con el modelo sedimentario, respetando los datos de los pozos.

La propiedad tridimensional de la porosidad efectiva se modeló con el algoritmo de simulación secuencial gaussiana y como variable secundaria se utilizó el volumen de impedancia acústica con un factor de correlación negativo.

La distribución de la saturación de agua se realizó con el algoritmo de simulación secuencial gaussiana, utilizando como variable secundaria el modelo de porosidad efectiva poblado

Las Figuras Figura 16, Figura 17 y Figura 18 muestran las propiedades promedio del campo Xikin.

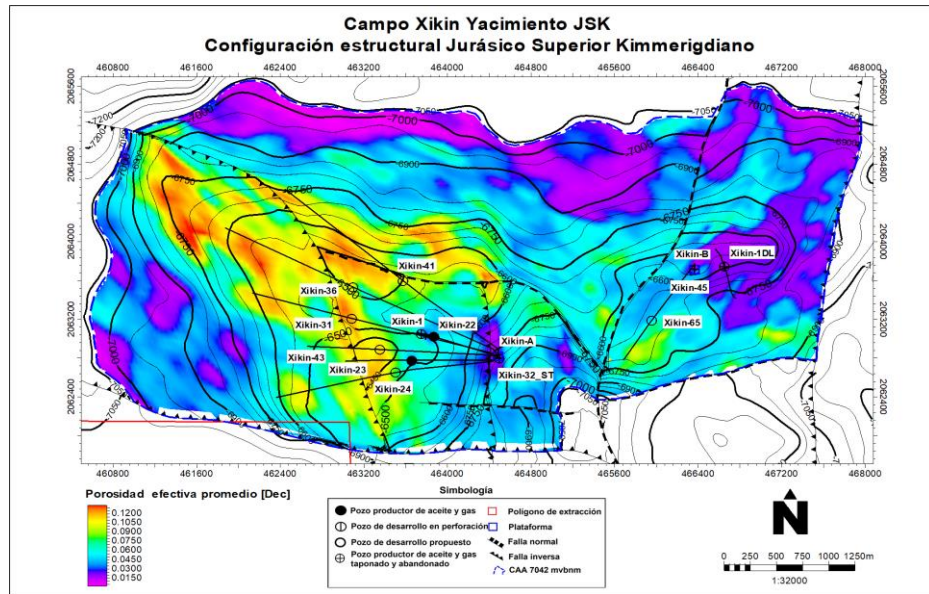


Figura 16. Mapa de porosidad efectiva promedio.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

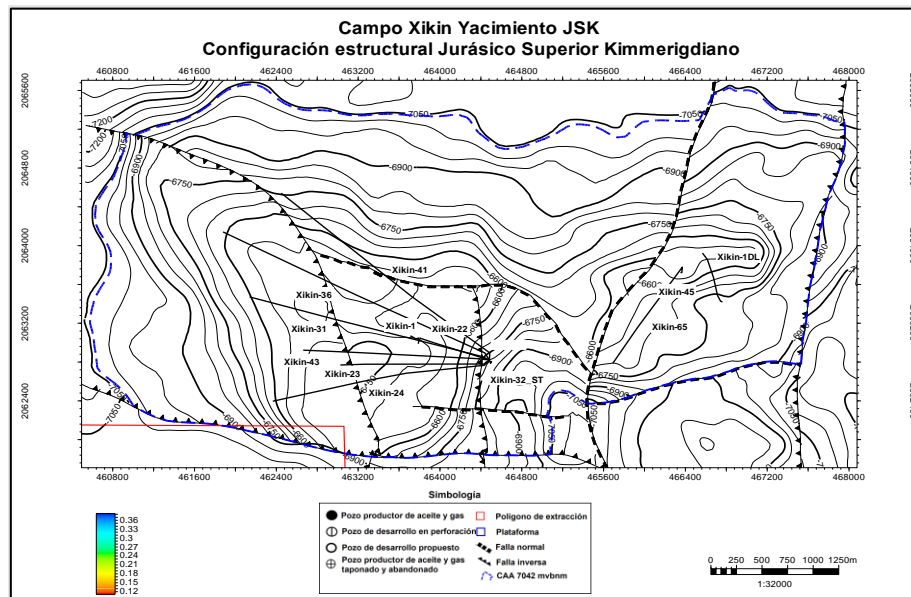


Figura 17. Mapa de saturación de agua promedio.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

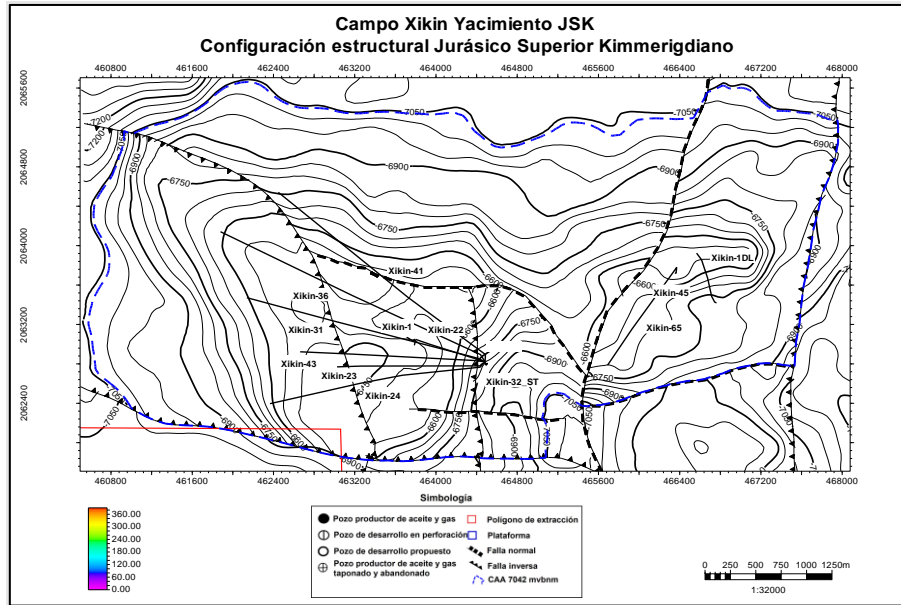


Figura 18. Mapa de espesor neto.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

Los límites verticales y areales del campo están definidos por 3 componentes, mismos que se pueden observar en la Figura 19 y Figura 20:

1. El Operador considera un Contacto Agua-Aceite CAA interpretado en el modelo de caracterización inicial por registro en el pozo Xikin-1DL a -7042 mVbNm.
2. A la cota del CAA se observa cierre estructural hacia la parte Norte y Oeste del campo.
3. La estructura cierra al Sur y al Este contra fallas inversas.

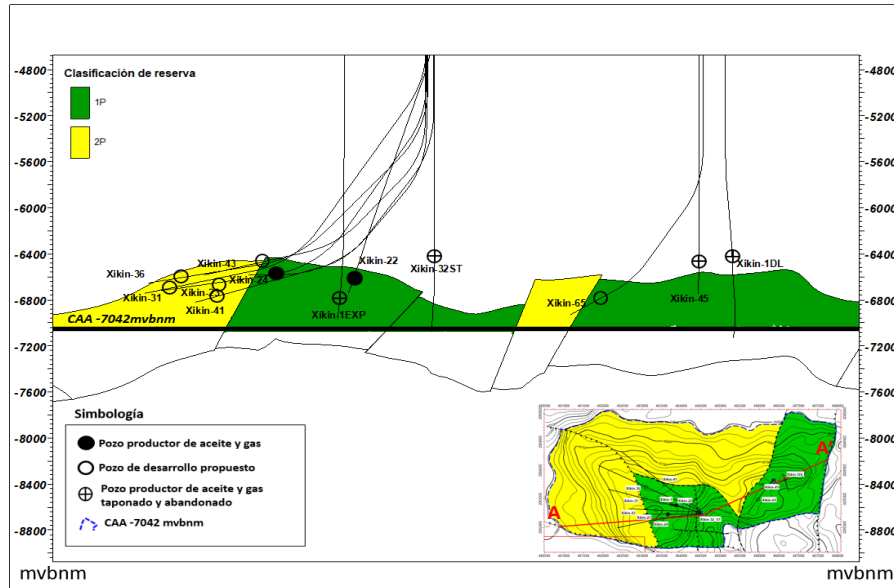


Figura 19. Límite vertical del campo Xikin.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

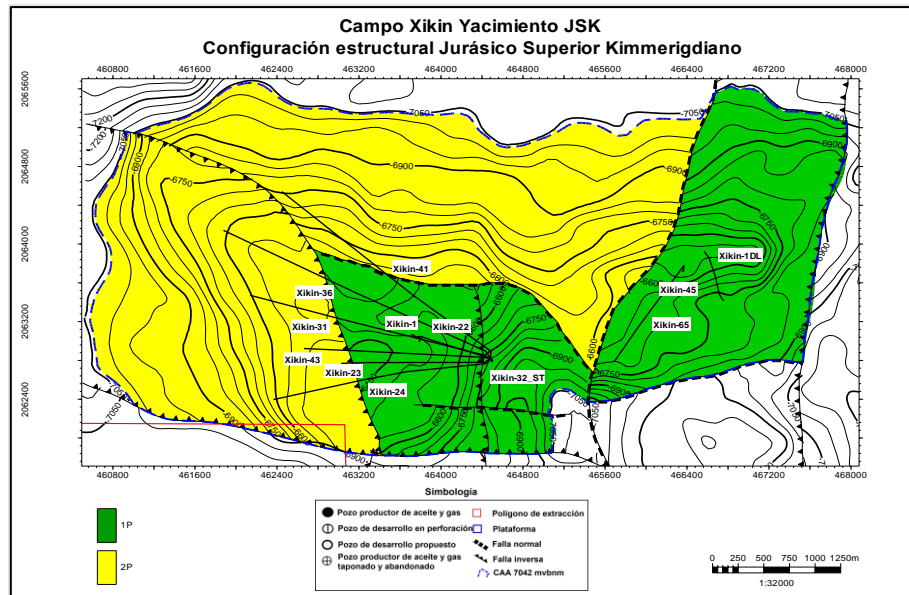


Figura 20. Límites asociados a reservas del campo Xikin, yacimiento JSK.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

f.2) Perforación de pozos

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 17/04/2023 11:24:12 a. m.

Sello Digital:

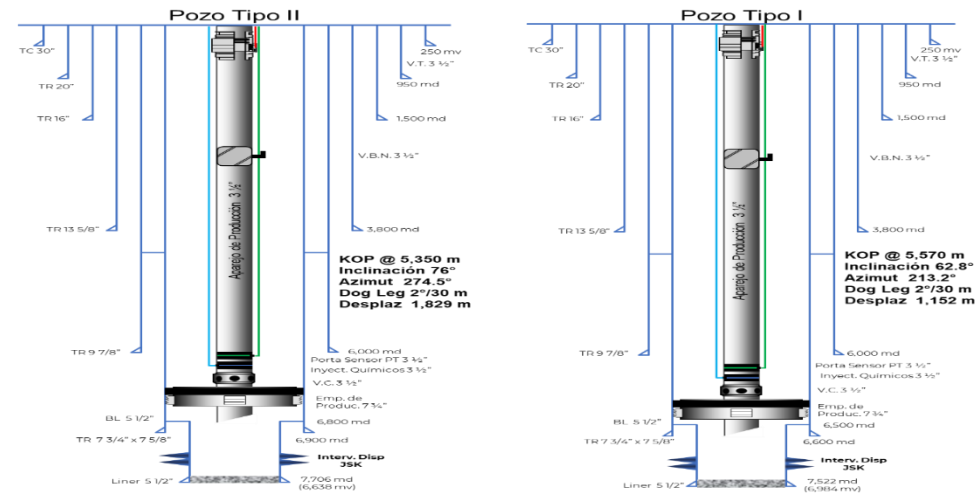
K31CY89z6dKcqR4Yr4FyaQRyA0uTsEQN2WWm6w3b/IP8V4Uj53gEH5GgKD7vZUn15P33/2+jVMPkoXggN5JAqS55A3uOJ3xZc0egSu3koXc2ZtkUpFwC+cyJafHmP
FoUYRWYEJ9KEUGxeBHIm2o/kS2hl6j38rAnXUqy3IASTexoUvtyilUCyZH7XaSGCSEoeOghPb0BqGsaSyUPJrvTBCZzAGc2ImXOBjFQ9BCmc52i94gyTdAtbK34/FpU
9gptrABMQIS7u0BEx9ldv8YkRAleWznQ2CZduZgm1/Llgl/rpqjHhpl0552q147iHXlF9Fh8r5EkczJlsoALY7w==

En la Tabla 14 se muestra un listado de los 6 pozos perforados en la Asignación, así como su estatus y la clasificación de cada uno.

	Pozos	Estatus	Clasificación	Fecha de Perforación	Fecha de Terminación
1	Xikin-1	Taponado definitivamente	Exploratorio	07/01/2014	23/08/2015
2	Xikin-1DL	Taponado definitivamente	Delimitador	02/08/2016	29/08/2017
3	Xikin-22DES	Cerrado	Cerrado	01/12/2018	29/12/2019
4	Xikin-24DES	Productor	Desarrollo	02/01/2020	01/07/2020
5	Xikin-32DES	Productor	Desarrollo	01/07/2019	28/07/2020
6	Xikin-45DES	Abandonado temporalmente	Desarrollo	12/11/2019	09/07/2020

Tabla 14. Pozos perforados en la Asignación
(Fuente: Asignatario).

De acuerdo con el desarrollo planeado por el Asignatario en la MPDE, considera la perforación de 6 pozos, 5 de ellos de tipo horizontales. En la Figura 21 se presenta el estado mecánico de los pozos tipo, mismos que contarán con aparejo para implementar el Bombeo Neumático como Sistema Artificial de Producción.



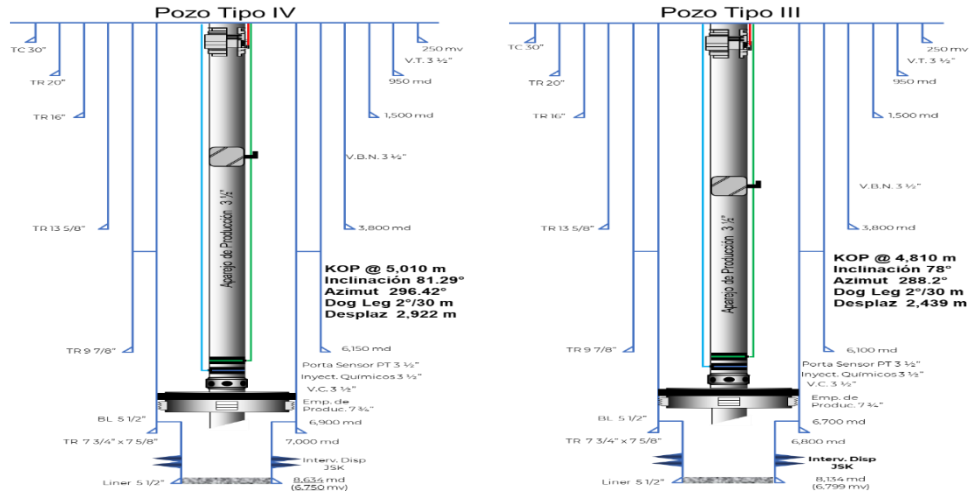


Figura 21. Estado mecánico pozo tipo para el taponamiento.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

Asimismo, en la Tabla 15 se describe el cronograma de actividades de perforación, terminaciones y Reparaciones menores (en adelante, RME) de pozos a ser ejecutadas hasta la vigencia de la Asignación, año 2039.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	Subtotal
Perforaciones		2	3	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6
Terminaciones		2	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6
RME's	2	1	0	3	4	2	3	3	2	3	3	3	3	2	3	3	2	42

Tabla 15. Actividad física considerada en el periodo marzo 2023-enero 2043 de la MPDE.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

Posterior a la vigencia de la Asignación, es decir, al límite económico únicamente el Operador considera realizar 6 RME, tal y como se muestra en la Tabla 15A.

	2040	2041	2042	2043	Subtotal	Total
Perforaciones	-	-	-	-	0	6
Terminaciones	-	-	-	-	0	6
RME's	3	3	0	-	6	48

Tabla 16A. Actividad física considerada en posterior a la vigencia de la Asignación.

(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

f.3) Método de Recuperación Secundaria o Mejorada

El Programa de Recuperación Secundaria o Mejorada (en adelante, Programa o Programas), fue documentado por el Operador conforme a los artículos 5, apartado A, 6, 7 y 8 de los LTMRSM. Cabe señalar que para la evaluación de la viabilidad técnica y económica del Programa esta Comisión tomó en consideración los criterios establecidos en el artículo 10 de los LTMRSM por lo que ha sido incorporado al presente Dictamen Técnico. Asimismo, y de conformidad con el artículo 11 de los LTMRSM el Programa presentado por el Operador contiene los siguientes elementos:

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

Con base en el estudio de campos análogos y procesos potenciales aplicables al **yacimiento JSK** de la Asignación realizado con las herramientas EOR Selector y DAKS, a partir de información de campos alrededor del mundo en donde se han aplicado procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, se seleccionó el proceso con mayor potencial a aplicar en dicho campo, siendo la **inyección de gases hidrocarburos** la que más beneficios podría generar. En la Tabla 17 se muestra un resumen de los procesos obtenidos en el estudio, en orden de mayor a menor impacto respecto a lo documentado en 2021 para el cumplimiento del Transitorio 4to de los Lineamientos Técnicos en Materia de Recuperación Secundaria y Mejorada (LTMRSM) de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Proceso	Observaciones
1 Inyección de gases hidrocarburos	Requiere evaluación de factibilidad técnico-económica.
2 Inyección de CO ₂	Baja disponibilidad del recurso. Altos costos.
3 Inyección de N ₂	Baja disponibilidad del recurso. Altos costos.
4 Inyección de agua	Disponibilidad de agua de mar, alto costo de implementación.

Tabla 17. Selección del proceso de recuperación secundaria y mejorada.
(Fuente: Asignatario).

En la tabla anterior, se muestran los procesos potenciales para aplicar en el **yacimiento JSK**, en primera instancia se evalúa la **inyección de gases hidrocarburos**. Es importante recordar que el requerimiento de compresión del gas a ser inyectado deberá ser alto debido a la alta presión del yacimiento en estudio.

En cuanto a la inyección de dióxido de carbono y nitrógeno, no son descartados de una evaluación futura, siendo parte primordial en estos procesos la disponibilidad del fluido de inyección y la adaptabilidad de las instalaciones superficiales requeridas para su implementación.

Para los yacimientos de carbonatos productores de aceite en donde se ha aplicado el proceso de inyección de gases hidrocarburos y se reporta el factor de recuperación en la base de datos DAKS, se realizó un análisis probabilístico mediante el modelo de simulación Montecarlo en la herramienta Oracle Crystal Ball. Los factores de recuperación de aceite fueron catalogados para el análisis, considerando el tiempo de vida productiva con que contaba el campo al aplicar el proceso de inyección de gases hidrocarburos y que son:

1. Implementación de inyección de gases hidrocarburos antes de los 15 años de vida productiva del yacimiento/campo.
2. Implementación de inyección de gases hidrocarburos después de los 15 años de vida productiva del yacimiento/campo.

La Tabla 18 muestra los campos análogos identificados con mayor analogía al yacimiento JSK del Campo Xikin, en los que se reporta la aplicación de un proceso de inyección de gases hidrocarburos.

Yacimiento	Campo	País	Prof. (mv)	Temp. (°C)	Porosidad (%)	Perm. (mD)	Espesor Neto (m)	ρ (°API)	μ (cP)	Proceso
JSK	Xikin	México	6,505	170	5.68	0.86	90.84	43.60	0.35	--
Asmari	Parsi	Irán	1,177	66	15	2.4	-	34	0.73	Inyección de gas
Shuaiba	Safah	Omán	1,960	100	22	4.0	18	47	0.3	Inyección de gas
El Garia	Sidi El Itayem	Túnez	2,300	119	12	4.0	-	42	0.44	Inyección de gas
Turner Valley (Rundle Pool)	Turner Valley	Canadá	914	60	8.2	3.85	104	40	2.39	Inyección de gas

Tabla 18. Campos con mayor porcentaje de analogía al yacimiento JSK del campo Xikin. (Fuente: Asignatario).

Estudio de factibilidad económica

Los volúmenes recuperables de aceite y gas, bajo la aplicación del proceso de recuperación secundaria por **inyección de gases hidrocarburos** fueron determinados a partir de un modelo

de simulación numérica de yacimientos (SNY), resultando un factor de recuperación (FR) de aceite de **4.26%**. El FR obtenido por el modelo de simulación numérica resultó mayor al obtenido mediante un análisis estadístico empleando datos de factores de recuperación de campos análogos y tiempos de implementación obtenidos en DAKS.

Volumen original 3P de aceite (MMb)	372.29
Volumen original 3P de gas (MMMpc)	477.83
Factor de recuperación (FR%)	4.26
Volumen de aceite a obtener (MMb)	15.88
Volumen de gas a obtener (MMMpc)	45.54

Tabla 19. Volúmenes por recuperar de aceite y gas para el yacimiento JSK de la Asignación al aplicar el método de inyección de gases hidrocarburos.
(Fuente: Asignatario).

Valor Presente de la Inversión (VPI) y Valor Presente Neto (VPN)

En la Tabla 20 se muestran los resultados de la evaluación económica, en donde se puede observar que el **VPN después de impuestos es negativo**.

Indicador Económico	Unidad	Antes de Impuestos	Después de impuestos	
			Contratista/Asignatario	Estado
VPN	MMUSD	20.73	-194.89	215.62
VPI	MMUSD	253.18	253.18	---
VPN/VPI	MMUSD	0.08	-0.77	--

Tabla 20. resultados de la evaluación económica determinista.
(Fuente: Asignatario).

Resultados del Análisis de Montecarlo

Los indicadores económicos resultantes de la evaluación probabilista del proyecto de inyección de gases hidrocarburos en el yacimiento JSK del campo Xikin se muestran en la Tabla 21, donde se presentan las probabilidades P10, P50 y P90 antes y después de impuestos

para los indicadores económicos de Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Eficiencia de Inversión (VPN/VPI).

Indicador Económico		P10	P50	P90
TIR (%)	Antes de Impuestos	7.28	9.60	11.82
	Después de Impuestos	-8.22	-5.72	-3.73
VPN (MMUSD)	Antes de Impuestos	-60.12	-8.42	34.35
	Después de Impuestos	-254.01	-208.75	-171.53
VPN/VPI (\$/\$)	Antes de Impuestos	-0.21	-0.03	0.15
	Después de Impuestos	-0.88	-0.83	-0.77

Tabla 21. Indicadores económicos del yacimiento JSK de la Asignación al aplicar el método de inyección de gases hidrocarburos.
(Fuente: Asignatario).

Resultados del análisis técnico-económico.

Del estudio de campos análogos se obtuvo que el proceso potencial de recuperación adicional a emplear en el **yacimiento JSK** de la **Asignación** es la **inyección de gases hidrocarburos**. Con base en este proceso, se llevó a cabo el **estudio de factibilidad económica**, del cual se obtuvo un **VPN después de impuestos negativo**, por lo que el **proceso de inyección de gases hidrocarburos no es económicamente viable**.

Es importante señalar que el presente estudio considera la información actual disponible del yacimiento bajo análisis, costos clase V y condiciones actuales del mercado, por lo que está sujeto a cambios que podrían mejorar la rentabilidad del proceso, o en su caso, cambiar el proceso potencial como resultado de estudios complementarios o experiencias más recientes en otros campos.

Sin perjuicio de lo anterior, cabe señalar que el Operador deberá sujetarse a las revisiones periódicas establecidas en el artículo 17 de los LTMRSM.

f.4) Modelo de infraestructura

La infraestructura actual perteneciente a la Asignación está conformada por:

- 1 plataforma de perforación tipo octapodo con adosado denominado Xikin-A
- 1 plataforma tipo Estructura Ligera Marina denominada Xikin-B
- 2 ductos instalados, uno de 20" x 2.2 Km de Xikin-B a Xikin-A y uno de 20" x 12 Km de Xikin -A a Xanab-C.

La producción de la Asignación se maneja en las plataformas Xikin-B y Xikin-A; los hidrocarburos producidos en la plataforma Xikin-B, se integran a la producción de los campos Teekit Profundo y Uchbal, para enviarse a través del oleogasoducto de 20" Ø x 2.2 km hacia la Plataforma Xikin-A, donde se integra con la producción de esta plataforma y del campo Tlakati (futuro), para posteriormente enviar la totalidad de la producción de la Asignación hacia la Plataforma Xanab-C a través de un oleogasoducto de 20" Ø x 12 km, donde se mezcla con la producción de los campos Xanab, Tetl, Tlamatini, Pokche, Tlacame y Mulach, para posteriormente enviarse por el oleogasoducto de 36" x 15 km a la plataforma Yaxché-A, donde se mezcla con la producción del campo Yaxché e Itta, para finalmente fluir por el oleogasoducto de 36" Ø x 23 km hacia la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB), para separación, estabilización, bombeo, medición de aceite y posterior envío a CCC Palomas, por su parte, el gas recuperado de la batería de separación y vapores de la planta de estabilizado son comprimidos y enviados al CPG Cactus, c ómo se muestra en la Figura 22.

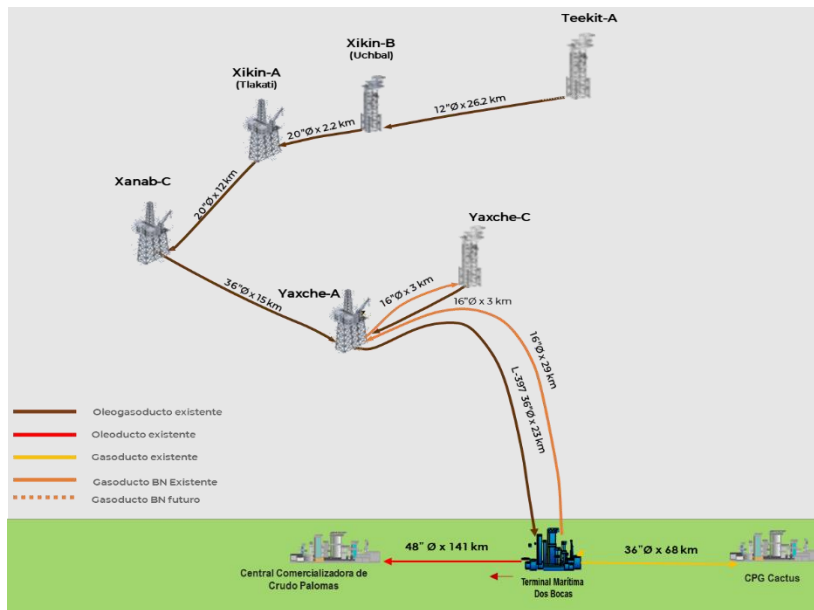


Figura 22. Esquema actual del Sistema de Recolección de la Asignación. (Fuente: Asignatario).

f.5) Abandono y desmantelamiento

En función de la última producción de hidrocarburos en una plataforma de perforación, se programa el abandono de los pozos de desarrollo, con el objeto de reactivar o movilizar el equipo de perforación necesario para realizar en un solo tren de intervenciones las actividades asociadas al taponamiento y abandono de todos los pozos ubicados en la estructura. Se considera un programa general de taponamiento de pozos para la Asignación, respetando las particularidades de cada pozo al momento de la intervención, por lo que la premisa principal es considerar un programa que garantice la integridad mecánica del pozo, así mismo

garantizar la desincorporación de activos no productivos para el Asignatario. La Figura 23 muestra el cronograma de las actividades para el abandono de pozos.

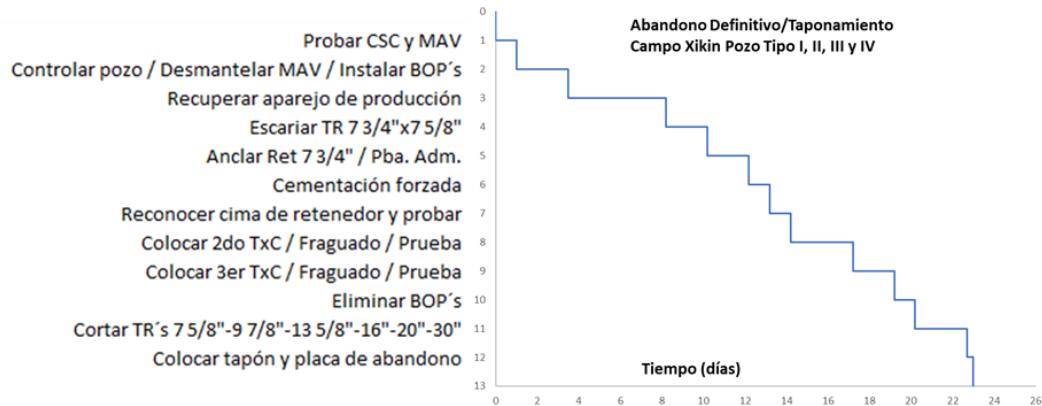


Figura 23. Cronograma de actividades para el abandono de pozos. (Fuente: Asignatario).

En cuanto al programa de abandono de infraestructura de la Asignación, se espera iniciar a partir del año 2044, (posterior al programa de taponamiento de pozos), con el taponamiento e inertización de dos (2) oleogasoductos y un (1) gasoducto, el desmantelamiento y recuperación de una (1) plataforma tipo octápodo con adosado y una (1) plataforma tipo estructura ligera marina (ELM), el programa de trabajo considera concluir con estas actividades en el año 2044. En la Tabla 22 se presenta el cronograma de abandono y desmantelamiento de instalaciones de la Asignación.

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	
Pozos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	-
Ductos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3
Plataforma	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2

Tabla 22. Cronograma de desmantelamiento de instalaciones de la Asignación. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

g) MECANISMO DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

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

Como parte de la propuesta, el Asignatario plantea continuar midiendo los hidrocarburos líquidos y gaseosos de conformidad con el Plan de Desarrollo para la Extracción aprobado mediante la Resolución CNH.E.62.002/2018 el 09 de noviembre de 2018, con una modificación para la medición de Transferencia del Petróleo, la filosofía del manejo y medición de los hidrocarburos se describe a continuación:

El Asignatario propone explotar el campo Xikin mediante dos plataformas identificadas como Xikin-A y Xikin-B, la producción obtenida en la Plataforma Xikin B, fluirá hacia la Plataforma Xikin-A mediante un oleogasoducto de 20" Ø, destacando que en ambas plataformas se contará con medición operacional a la salida del separador portátil, las dos corrientes (líquido y gas) son medidas con medidor Coriolis identificados con TAG FE-3100AA, FE-3100AB, FE-4100AA y FE-4100AB, posteriormente, la mezcla fluye hacia la Batería de Separación Litoral (en adelante, BS Litoral) a través del corredor Xanab-C/Yaxche-A/BS Litoral.

Una vez que la mezcla llega a la BS Litoral, esta pasa por un proceso de separación y la corriente de petróleo es medida de manera referencial en el Sistema de Medición másico de tipo Coriolis identificado con TAG FE-6200, el Asignatario, como parte de la MPDE propone un cambio en la medición de transferencia, la cual consiste en que la corriente se medirá en el Sistema de Medición másico de tipo Coriolis identificado con TAG SM-400 ubicado a la salida del proceso de deshidratación en la BS Litoral en lugar del medidor de transferencia identificado como SM-900B. Además del SM-400 el petróleo del Campo Xikin es medido en el Sistema de Medición de Transferencia de tecnología de tipo turbina identificado con TAG SM-800 ubicado en la Terminal Marítima Dos Bocas (en adelante, **TMDB**). Por último, las mediciones de tipo fiscal serán en Terminal Marítima Dos Bocas con el Sistema de Medición de tipo turbina identificados como SM-100 y SM-200 además de los Sistemas de Medición de tipo ultrasónicos y tipo turbina identificados con el TAG PA-100, PA-200, PA-300 instalados en el Centro Comercializador de Crudo Palomas (en adelante, CCC Palomas). Ver Figura 24.

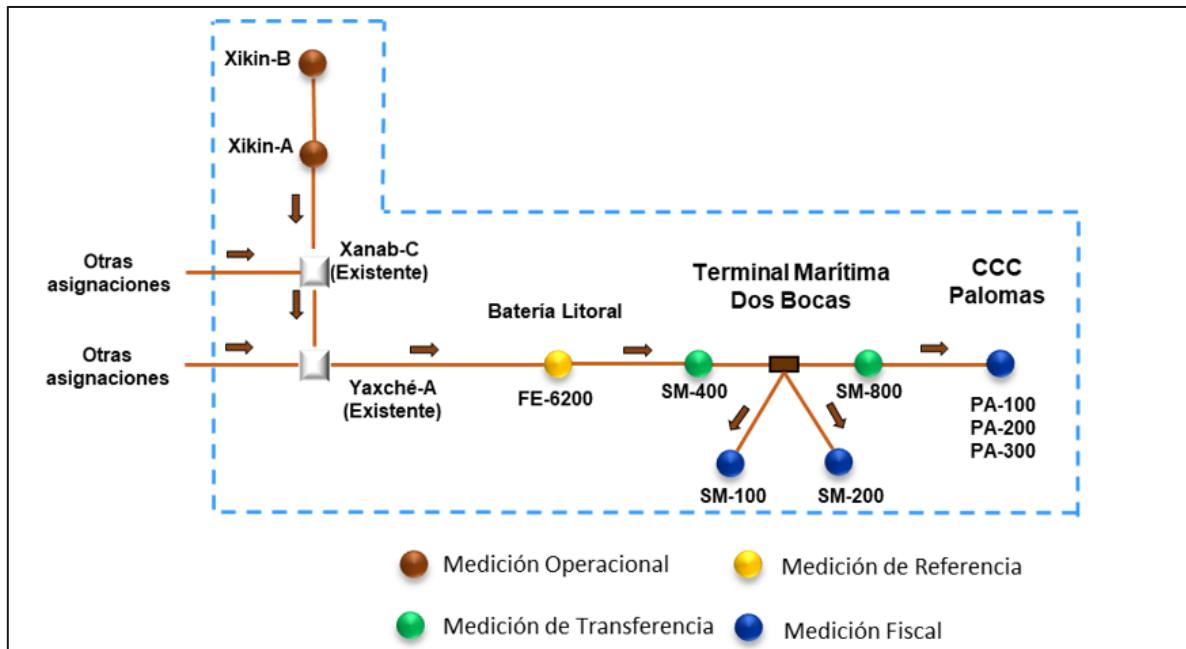


Figura 24. Manejo y Medición de petróleo de la Asignación.
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

Para el caso de la corriente de gas obtenida en el proceso de separación en la BS Litoral, es medida de manera referencial con los Sistemas de Medición de tipo V-Cone identificado como FE-104 y de tipo ultrasónico identificados como FE- 6201 y FE-6204, instalados en la BS Litoral; la medición de transferencia ocurre en la Estación de Compresión ubicada en la TMDB en los Sistemas de Medición de presión diferencial de tipo Placa de Orificio identificados con TAG FE-11401, FE-12401 y FE-13401. Por último, el gas se dirige hacia los Centros Procesadores de Gas Cactus y Nuevo Pemex para ser medido de manera fiscal en los Sistemas de Medición de presión diferencial de tipo Placa de Orificio identificados como PM-66 y PM-11, respectivamente. Ver Figura 25.

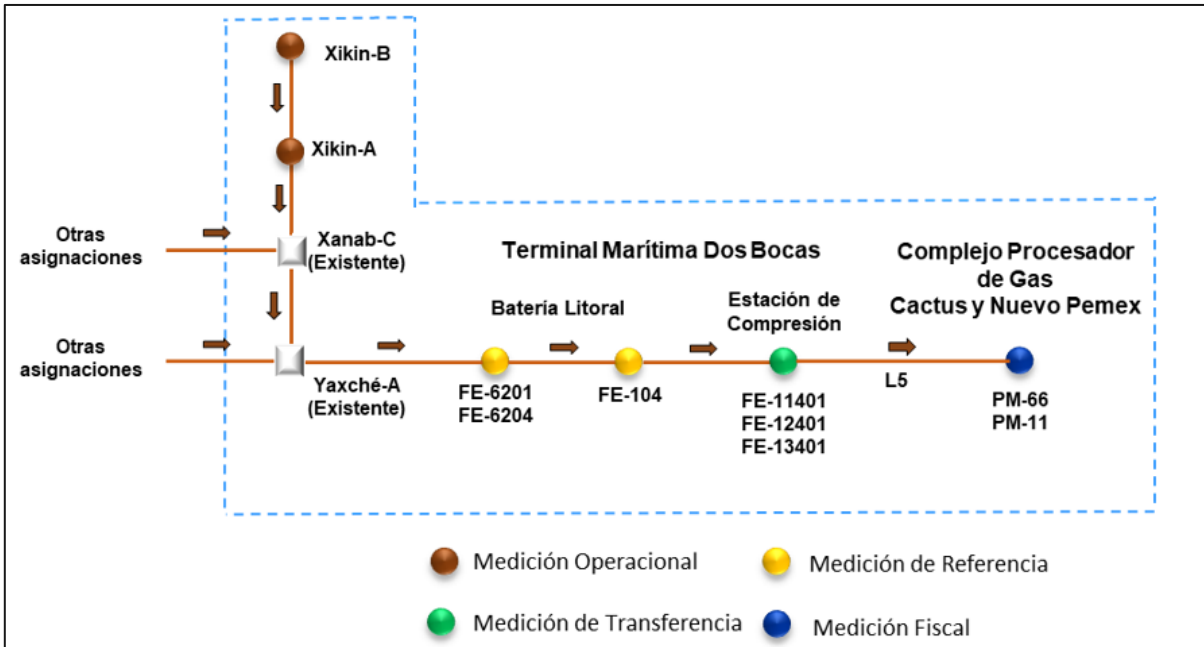


Figura 25. Manejo y Medición de gas de la Asignación.
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

En adición y derivado de la recuperación de los condensados que se generan en los procesos de compresión y separación, el Asignatario presentó la propuesta de manejo y medición de los condensados, así como los Puntos de Medición que se ubicarán en los Centros de Proceso de Gas Cactus y Nuevo Pemex propuestos como Punto de Medición para Condensado de tipo Placa de Orificio y Coriolis identificados con el TAG FE-4420 I, II, III, IV, FE-420 y FE-1420, respectivamente.

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

Referente al manejo y medición del agua congénita producida en los pozos de la Asignación, se mantendrá de acuerdo con lo aprobado en el Plan de Desarrollo para la Extracción aprobado mediante la Resolución CNH.E.62.002/2018 el 09 de noviembre de 2018.

Conforme a lo descrito anteriormente, en cuanto a la medición y determinación del volumen y calidad de los condensados, el Asignatario propone los siguientes Puntos de Medición presentados dentro del Mecanismo de Medición de la Asignación:


Medición de Condensado

- ***Puntos de Medición***

- **Centro Procesador de Gas Cactus:** medidores de presión diferencial tipo Placa de Oficio con TAG de identificación FE-1420 y medidores máxicos de tipo Coriolis con TAG de identificación FE-420.
- **Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex:** medidores de presión diferencial tipo Placa de Oficio con TAG de identificación FE-4420 I, FE-4420 II y medidores máxicos de tipo Coriolis con TAG de identificación FE-4420 III y FE-4420 IV.

Crterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

Una vez revisada la información e identificada la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para Condensado de la Asignación se llevó a cabo la siguiente evaluación, cómo se muestra en la Tabla 23:

Datos Generales: Nombre del Asignatario o Contratista: Pemex Exploración y Producción No. de Contrato o Asignación: AE-0006-4M-Amoca-Yaxche-04 Campo Xikin Nombre de la Asignación o Área Contractual: Xikin Tipo de Plan a evaluar: Modificación al Plan de Desarrollo							
 Comisión Nacional de Hidrocarburos							
No.	Artículo de los LTMHH/Contrato/Guía	Requerimiento	Criterio de evaluación	Cumplimiento Si/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones	
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.M.	LTMHH, Capítulo III y IV	determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	Si	El recorrido de los hidrocarburos se realizará de la siguiente manera, mezcla de la Plataforma Xikin-B se dirige hacia Xikin-A y continuar como mezcla por el corredor Xanab-C, Yaxché-A- Terminal Marítima Dos Bocas, Petróleo hacia CCC Palomas y Gas hacia CPG Cactus y Nuevo Pemex	Cambia la medición de Transferencia, SM-400 en lugar de SM-900B en la Batería de Separación Litoral.	
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTMHH, Capítulo II	De los sistemas de medición	Si	Medición de petróleo: el petróleo es enviado a la TMDB para su acondicionamiento y envío al Punto de Medición de exportación o bien su envío a la medición de transferencia hacia el Punto de Medición CCC Palomas. Medición de Gas: el Operador propone los que una vez separados y medidos (medición de transferencia) los hidrocarburos en la batería de separación Litoral, el Gas Natural será enviado hacia el Punto de Medición CPG Cactus y Nuevo Pemex. Condensados: se miden los condensados generados en el transporte en los CPG Cactus y Nuevo Pemex	Sin Observación	
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTMHH	Si	El OP presenta un documento oficial con su declaración de la política de medición a implementar, información ubicada en los anexos.	Basada en las mejores practicas internacionales, así como un estandar para la Gestión de los Sistemas de Medición	
4	42, fracción II	Procedimientos:		Si	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.	Procedimiento autorizado para los Sistemas de Medición a nivel Pemex Exploración y Producción	
		• Mantenimiento	Presento un procedimiento operativo para mantenimiento a sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y producción PO-PO-MA-0002-2017, firmado por las partes involucradas				Procedimiento autorizado para los Sistemas de Medición a nivel Pemex Exploración y Producción
		• Confirmación metrológica	Presenta procedimiento de confirmación metrológica como anexo, el cual es congruente con lo requerido y se ubica en la carpeta de los anexos.				Documento formalizado al interior de la Institución.
		• Elaboración de balance	Presenta procedimiento para la "ejecución de balance" identificado con el código: PO-MC-OP-0002-2017				Presenta programa para su implementación
		• Calibración de los instrumentos de medida		Si	Presento un procedimiento operativo para calibrar sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y producción PO-PO-MA-0134-2017, firmado por las partes involucradas de la Organización.	Procedimiento autorizado para los Sistemas de Medición a nivel Pemex Exploración y Producción	

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 17/04/2023 11:24:12 a. m.

Sello Digital:

K31CY89z6dKcqR4Yr4FyaQRyA0uTsEQN2WWm6w3b/IP8V4Uj53gEH5GgKD7vZUn15P33/2+jVMPKoXggN5JAqS55A3uOJ3xZcOegSu3koXc2ZtkUpFwC+cyJafHLmP
 FoUYRWYEJ9KEUCxeBHIIm2o/kS2hl6i38rAnXUqy3IASTexoUvtyilUCyzH7XaSGCSEoeOghPb0BqGsaSyUPJrvTBCZzAGc2ImXOBFQf9BCmc52i94gyTdatbK34/FpU
 9gptrABMQIS7u0BEX9ldv8YkRAleWznQ2CZd1uZgm1/L1gL/rpqHhpl0552q147IHlXf9Fh8r5EkCZjIsoALY7w==

5	42, fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTI's, isométricos), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacional, referencial y de transferencia existentes.	Sí	Presenta diagramas generales de las instalaciones en donde es manejado, procesado y medido el hidrocarburo producido.	Adicionalmente presenta la descripción del manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta los puntos de medición propuestos.
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMH	Sí	Presenta la ubicación de las mediciones operacionales, referenciales, transferencia y puntos de medición, resaltando que de estos últimos se presentan las coordenadas geográficas de los puntos propuestos.	Presenta la descripción de los sistemas de medición ubicados en los Puntos de Medición propuestos.
7	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTI's, isométricos). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia en sitio o bien los a utilizar en caso de no contar con ellos, de conformidad con el artículo 22 de los LTMH	Sí	Presenta los diagramas de los instrumentos de medida, desde las plataformas hasta el Punto de Medición Fiscal	Sin Observación
8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a los establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores.	Sí	El operador declara que para este Campo Xikin no compartira el Punto de Medición con algún otro Operador Petrolero.	No Convergen corrientes de algún otro Operador Petrolero en el mismo Punto de Medición.
9	42, fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	Sí	Presenta los programas relacionados para el cumplimiento de la implementación de los MM's	El Operador deberá informar a la Comisión del avance en la implementación.
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTMH, y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conformen el Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición correspondientes como soporte.	Sí	Presenta valores de incertidumbre de los sistemas de medición instalados y a instalar, en los cuales se identifica que no todos dan cumplimiento a lo establecido en los LTMH, sin embargo presenta un programa asociado.	Presenta programas de actualización de la estimación de valores de incertidumbre, con la finalidad de mantener y dar cumplimiento a los LTMH.
11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y aseguramiento de la medición durante el Plan de Desarrollo, las cuales tendrán como finalidad el dar cumplimiento a los valores de incertidumbre establecidos en los LTMH.	Sí	Presenta la evaluación económica en específico para las actividades relacionadas con los Sistemas de Medición, su mantenimiento y calibración de elementos integrantes.	Se logra identificar la inversión para el mantenimiento de los Sistemas de Medición de la Asignación, pero no hace mención específica del impacto en la disminución o mantenimiento de la incertidumbre de los Sistemas.
12	42, fracción X	Programa de implementación de la Bitácora de registro	Deberá dar cumplimiento al artículo 7, fracción IV artículo 10, artículo 42 fracción X, artículo 50	Sí	El Operador propone la implementación de la bitacora de registro para los sistemas de Medición fiscal, referencial y transferencia, los cuales forman parte del manejo de los hidrocarburos del Campo Xikin. Y hace mención de una vez instalados los sistemas de Medición operacional implementara el programa de la bitacora de registro.	Se identifica el cumplimiento a los requerimientos de información de conformidad con los LTMH.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Sí	Presenta el programa con fechas calendarizadas para realizar diagnosticos metrologicos en los Sistemas de Medición Instalados en TMDB, incluyendo Pretróleo y Gas Natural.	El Operador deberá informar a la Comisión del avance en el programa, así como de los resultados de los Diagnosticos metrologicos.
14	42, fracción XII	Competencias técnicas	Se tendrán que incluir certificados, reconocimientos, evidencias que demuestran que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalar. Adicionalmente se debe incluir el organigrama y CV's del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación.	Sí	Presenta evidencia de las competencias tecnicas de personas relacionadas con las actividades de medición, información ubicada en los anexos de medición.	Adicionalmente presenta un programa de capacitación del personal, para complementar las competencias técnicas presentadas, así como su actualización y especialización.
15	42, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	Sí	El Operador propone los indicadores de desempeño para los sistemas de Medición fiscal, referencial y transferencia y sus instrumentos de medida, los cuales forman parte del manejo de los hidrocarburos del Campo Xikin. Y hace mención de una vez instalados los sistemas de Medición operacional implementara el programa de indicadores de desempeño de los Sistemas de la Asignación.	Propone desarrollar los indicadores por completo, para lo cual presenta un programa de actividades.
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.	Sí	Presenta las credenciales y el puesto en el organigrama de la organización, al Ing. Constancio Cruz Villanueva. Quien de igual manera funge como Administrador del APLT	Sin Observación
17	De las derivaciones	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, verificar en diagramas.	42 Sí	Se presentaron los diagramas de los sistemas de Medición en el Punto de Medición, en donde se identifica que no existen derivaciones.	En caso de existir derivaciones físicas en el sitio y de no verse reflejadas en los diagramas presentados, estas deberán tener el control y registro correcto y registrado en la bitacora del Sistema de Gestión, así como procedimiento
18	Telemetría	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemetricos con que se cuenta o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos.	No	El operador no manifiesta que contará con sistemas telemetricos en las plataformas de medición.	Deberá dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 22 de los LTMH, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores.

AUTORIZO

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 17/04/2023 11:24:12 a. m.

Sello Digital:

K3ICy89z6dKcR4Yr4FvaQRyA0uTsEQN2WwmoW307fEVA4053EHSgKD7vZU1E5Dz344R0Y3E11456AA0D3xDeBraguiz7YeX27HJLpC+cyJafHlMp
 FoUYRWYEJ9KEUGxeBHm2oks2hliJ8rAnXUy4ASesvawWt777xASGCSEQ06cm7FoE9v3aIzeoLosSistemasdePuntodeMedición
 9gptrABMQIS7u0BEX9ldv8YKPAleWznQ2GZdiUzgm1/Lig(16)Hhpl0552q147IHx19Fh8r5EkczJisMediciónw==

19	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes Lineamientos.	Sí	En cuanto a la determinación de la calidad de los hidrocarburos, el Operador Petrolero manifiesta el cumplimiento a los establecido en el artículo 28, así como la metodología para su determinación en el Punto de Medición y su asignación hacia el Área.	El operador deberá contemplar e implementar una metodología de bancos de calidad.
20	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resguardar la información.	No	Cumple el Punto de Medición con el elemento terciario correcto para la aplicación	El operador deberá llevar el registro de las verificaciones al cálculo del computador en base a la normatividad aplicada al mismo y llevar el registro dentro del Sistema de Gestión de las Mediciones.
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Sí	Presentan información de certificados de calibración de los elementos primarios y secundarios de los sistemas de medición.	El Operador Petrolero deberá mantener el soporte de las calibraciones y ser parte del expediente y sistema de Gestión de las Mediciones, así como de tenerlas a disposición de la Comisión
22	22	patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permante. En casos excepcionales, Patrones portátiles.	Sí	No menciona en específico las características de los Probadores instalados en el Punto de Medición.	El Operador deberá actualizar y mantener a disposición de la Comisión la información correspondiente a los patrones volumétricos en el Punto de Medición.
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balance del área.	Sí	Indica el manejo y disposición del agua resultante del proceso de extracción, separación y deshidratación.	Sin Observación
24	24	De la medición multifásica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	No	No aplica derivado a que la medición operacional se realiza a la salida de los separadores y se mide cada corriente con medidores de tipo Coriolis.	Sin Observación
25	VI.9 anexo I guía de planes	Medición en pruebas de pozo	Presentar, la descripción breve de los puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor, incertidumbre asociada, y calidad de los hidrocarburos, adicional la ubicación en la que se entregarán al comercializador los hidrocarburos.	Sí	No declaró la realización de pruebas en pozos	Sin Observación

Tabla 23. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos.
(Fuente: Comisión)

Producción y Balance

De conformidad con lo establecido en el artículo 42, de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH), el Asignatario presenta los procedimientos de medición volumétrica y determinación de la participación volumétrica de la producción de hidrocarburo líquidos y gas en los sistemas de medición de tipo operacional, referencial, transferencia y Puntos de Medición fiscal de la Asignación, así como, el procedimiento operativo para elaborar el balance volumétrico de líquidos y gas de la producción, basados en el Sistema Informático de la Administración de la Producción de PEP, considerando el ajuste volumétrico desde Puntos de Medición hacia asignaciones de producción calculado a partir de la diferencia de la disponibilidad y distribución de los hidrocarburos producidos.

La medición de los hidrocarburos líquidos y gas producidos en cada pozo del Campo Xikin, se llevará a cabo por un separador portátil a boca de pozo, con un medidor tipo Coriolis; la producción será enviada a Batería de Separación (BS) Litoral para su separación y medición referencial del hidrocarburo líquido, para su deshidratación y posterior medición de transferencia en la Terminal Marítima Dos Bocas, donde también el Asignatario considera llevar a cabo su medición fiscal en los Puntos de Medición para hidrocarburo líquido identificados

como SM-100 y SM-200, así como en el Centro Comercializador de Crudo Palomas, donde se encuentran otros Puntos de Medición, identificados como PA-100, PA-200 y PA-300.

Respecto a la corriente de gas separada en BS Litoral (medición de referencia), esta se envía a la estación de compresión en la Terminal Marítima Dos Bocas, donde se realizará su medición de transferencia, para después llevar a cabo su medición fiscal en los Puntos de Medición de gas ubicados en el Centro Procesador de Cas Cactus (PM-66) y Nuevo Pemex (PM-11). Por otra parte, los condensados generados durante el proceso de transporte y manejo de hidrocarburo, en el CPG Cactus y Nuevo Pemex serán cuantificados a través de los medidores fiscales FE-4420 I, II, III, IV, FE-420 y FE-1420.

Conforme a lo anterior, la determinación del volumen de condensados teóricos del gas medido de manera fiscal, será con base al API MPMS 14.5 y se utilizará como insumo los resultados del análisis cromatográfico del gas medido, en cada punto de muestreo, así como en los Puntos de Medición C.P.G. Cactus y C.P.G. Nuevo Pemex, respecto a los cuales se realizará el balance de este fluido y su distribución del volumen producido conforme a la participación volumétrica de cada una de las corrientes que convergen a cada Punto de Medición. El Asignatario manifiesta, respecto al agua obtenida de la Asignación, que esta será separada en los tanques de deshidratación en la TMDB. Respectivamente, su proceso de tratamiento y manejo del agua producida se mantendrá bajo lo aprobado mediante la Resolución CNH.E.62.002/2018 el 9 de noviembre de 2018.

Para la determinación de la calidad de los hidrocarburos líquidos y gas, se tomará una muestra mensual en cada uno de los pozos de la Asignación, a la salida de los separadores instalados en Xikin-A y B, mediante la aplicación de los métodos estándares ASTM D-287, D-1298, D-1945, D-3230, D-4007, D-4057, D-4294 y GPA 2166. Por otra parte, a nivel referencia y transferencia el análisis de calidad el hidrocarburo líquido será diario, y para el gas será mensual, en el Punto de Medición fiscal para cada tipo de hidrocarburo se llevará a cabo diariamente.

Por otra parte, considerando la mezcla de corrientes de otras Asignaciones, es importante resaltar que el Asignatario tiene contemplado el prorrateo, esto para la distribución volumétrica proporcional de los hidrocarburos producidos, para la asignación de volúmenes de hidrocarburos líquido y gas que corresponden a la Asignación, esto por medio de diversas metodologías apoyadas en las mediciones realizadas a nivel operacional, referencial y transferencia, así como del registro en sistemas institucionales y balances volumétricos desde los pozos del Campo Xikin hasta los Puntos de Medición de hidrocarburos.

Comercialización de la Producción

La estrategia del Asignatario respecto al petróleo producido en el área de Asignación tiene como prioridad satisfacer el requerimiento del Sistema Nacional de Refinación (SNR), en caso de que el SNR no pueda procesarlo o que exista un excedente de crudo, se podrá realizar la exportación de crudo a través de Petróleos Mexicanos Internacional (PMI).

En lo que respecta al Gas producido en el Campo Xikín, la estrategia comercial es venderlo a Pemex Transformación Industrial (PTRI) mediante contratos de compraventa para la para la carga de sus centros de proceso de gas.

El aceite producido en el área de Asignación tiene como calidad característica una densidad cercana a los 43.6 °API, sin embargo, como se señaló anteriormente, éste se empleará en las dietas de elaboración de las mezclas de crudo que se realizan en Sistema Nacional de Refinación, las cuales contienen las siguientes especificaciones para su Exportación y Refinación, cómo se muestra en la Tabla 24:

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

Tabla 2. Calidad del crudo "MAYA".

Análisis típico del Crudo "ISTMO"	
°API	32.0 – 33.0
Viscosidad (SSU100F)	55
Agua y Sedimento (%vol)	0.5
Azufre (%peso)	1.8
PVR (lb/in)	5.75
Punto de escurrimiento (F)	-35
Salinidad (lb/1000 bbl)	50
Temperatura (F)	90 - 105

Tabla 24. Calidad del crudo "ITSMO".

(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

Por otro lado, se espera la calidad del gas se aproxime a los valores siguientes de la Tabla 25:

Componentes	%Mol
N2	0.462
CO2	3.830
H2S	4.975
C1	51.111
C2	16.950
C3	9.903
i C4	1.398
n C4	4.543
i C5	1.503

C5	1.989
C6+	1.733

Tabla 25. Calidad del gas.
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

En cuanto a los puntos de venta, el Asignatario señala que para el petróleo el punto de venta se ubicará en el Terminal Marítima Dos Bocas y el Centro Comercializador de Crudo Palomas.

En lo que respecta al Punto de Venta del Gas, estos se ubicaran en el Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex y Complejo Procesador de Gas Cactus.

Al objeto de realizar la comercialización, los escenarios de precios de Hidrocarburos líquidos de largo plazo se definen considerando la información disponible en el momento de su emisión. La metodología empleada por el Asignatario parte de la proyección de precios de un crudo marcador, como el Brent Dated o West Texas Intermediate, en lo que respecta al precio del gas, consideran cuatro referencias nacionales del gas (RNG). Las referencias nacionales consideradas son el Gas Húmedo Dulce del Norte, Gas Húmedo Amargo del Golfo, Gas Húmedo Amargo del Sureste y Gas Húmedo del Sureste.

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

Es importante mencionar que el Asignatario señala que los costos asociados al manejo, almacenamiento, logística para el traslado y comercialización de Hidrocarburos entre el Punto de Medición y el punto de venta del aceite son de 1.04 [usd/barril], mientras que para el gas no se tiene una tarifa de gas.

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

Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH (Lineamientos) se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición para condensado mediante el Oficio 250.322/2023 de fecha 10 de marzo de 2023, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-052 con fecha del 10 de marzo de 2023, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario y correspondiente a la Asignación AE-0006-8M-Amoca-Yaxché-04 Campo Xikin, *"...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo"*

y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta.”, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- 1) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los Lineamientos, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en materia de Medición de Hidrocarburos.
- 2) Observar lo establecido en el artículo 8 de los Lineamientos en lo relativo a los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos medidos.
- 3) De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los Lineamientos, que los hidrocarburos por medir en los Puntos de Medición cumplan con las características de Calidad que se establezcan en el Dictamen Técnico que al efecto emita la CNH.
- 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo 2 de dichos Lineamientos.
- 5) Dado que en el Punto de Medición propuesto convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.

Obligaciones del Asignatario:

1. El Asignatario deberá continuar con el cumplimiento de las obligaciones establecidas para el Plan de Desarrollo vigente, respecto de la medición de petróleo y gas aprobado mediante la Resolución CNH.E.62.002/2018 el 09 de noviembre de 2018.
2. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en la Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen, así mismo, deberá presentar avances de la puesta en marcha de la etapa futura de medición para petróleo, gas y condensado, de los programas de implementación de los mecanismos y Punto de medición.
3. El Asignatario deberá avisar a esta Comisión – Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción cuando se finalice con cada una de las actividades programadas relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas en la Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción y cuando se presente alguno de

los casos que se estipula en los artículos 49, 50, 51 y 52, fracciones I, II, III, IV y V de los LTMMH.

4. El Asignatario deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión, referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así mismo como lo establecido en la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, asociadas a los Sistemas de Medición de las mediciones propuestas (operacionales, referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición y por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.
5. El Asignatario deberá mantener y actualizar el censo de los Sistemas de Medición e instrumentos de medida de los Puntos de Medición Fiscal, así como los sistemas de medición tipo de referencia y transferencia para petróleo, gas y condensado natural conforme a lo establecido en el presente Dictamen.
6. 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 de los LTMMH y normatividad vigente. Así mismo, el Asignatario deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno.
7. El Asignatario deberá reportar, entre otros, el volumen de los hidrocarburos producidos, así como los cuantificados en los Puntos de Medición en los formatos establecidos en el Anexo 1 de los LTMMH.
8. 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.
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 como aceite en el Punto de Medición del CCC Palomas, así mismo se deberán de reportar los condensados equivalentes calculados en el CPG Cactus y Nuevo Pemex mismos que se deberán de calcular tomando como base el estándar API MPMS 14.S utilizando como insumo los resultados de análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado para el área de Asignación.
10. Dar aviso a la Comisión de la entrada en funcionamiento, reparaciones, errores y del remplazo de los Sistemas de Medición como se estipula en los artículos 48, 49, 50 y 51 de los LTMMH.
11. Dar aviso a la Comisión cuando se presente alguno de los casos que se estipula en el artículo 52, fracciones I, II, III, IV y V de los LTMMH.

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

Conclusión:

De acuerdo con el análisis y evaluación realizadas a la información presentada por el Asignatario se identifica que, la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para la Asignación con respecto al Petróleo y Gas los Puntos de Medición se mantienen conforme a lo aprobado en la Resolución CNH.E.62.002/2018 el 09 de noviembre de 2018, con una modificación para la medición de Transferencia del Petróleo, la cual consiste en que la corriente se medirá en el Sistema de Medición másico de tipo Coriolis identificado con TAG SM-400 ubicado a la salida del proceso de deshidratación en la BS Litoral en lugar del medidor de transferencia identificado como SM-900B. En cuanto al manejo y medición del condensado, el Asignatario presentó una propuesta de Puntos de Medición para su cuantificación mediante los Sistemas de Medición que se identifican y se ubican en **CPG Nuevo Pemex con el TAG FE-4420 I, FE-4420 II, FE-4420 III y FE-4420 IV y CPG Cactus con el TAG FE-420 y FE-1420**, los cuales se evaluaron conforme a los términos establecidos en los LTMMH, por lo que, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción concluye que es técnicamente viable en cuanto a la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos a producir, y que podrán ser utilizados durante la vigencia del Plan de Desarrollo propuesto.

h) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL

h.1) Resumen ejecutivo

Para el establecimiento de la Meta de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, en cumplimiento del Artículo 14, fracción II de las Disposiciones Técnicas, se definió la presente propuesta que considera una Meta de Aprovechamiento de Gas (MAG) de 100% desde el inicio de la aprobación de la MPDE. Cabe destacar que la MAG se actualizó respecto de la propuesta en el Plan vigente que fue del 98%.

Por otro lado, la Asignación no cuenta con instalaciones para el aprovechamiento y destrucción. El gas producido se transfiere a la plataforma Xanab-C perteneciente a la Asignación AE-0151-M-Uchukil Campo Xanab.

h.2) Programa de Aprovechamiento

Objetivos de Aprovechamiento en el Área de Asignación o Contractual

El aprovechamiento de Gas Natural Asociado tiene como objetivo la maximización del uso y aprovechamiento del Gas Natural Asociado, teniendo como premisa el máximo aprovechamiento del gas con base en su factibilidad técnico-económica.

Para el cumplimiento de estos objetivos, en la Asignación se tiene contemplado:

- El cumplimiento de los programas de mantenimiento e integridad mecánica en ductos para transporte a la plataforma Xanab-C perteneciente a la Asignación AE-0151-M-Uchukil Campo Xanab; incluyendo recepción en plantas sin haber rechazos.
- Alcanzar y mantener una meta de aprovechamiento de gas del 100% a partir de 2023. Uso eficiente del Gas Natural Asociado, asegurando la capacidad de manejo, disponibilidad y confiabilidad del sistema de recolección y transferencia, procesamiento, y distribución de este en condiciones técnicas y económicamente viables, en y hacia la plataforma Xanab-C perteneciente a la Asignación AE-0151-M-Uchukil Campo Xanab.
- Administrar la declinación natural de la Asignación.

Las premisas para el cumplimiento del objetivo de este programa de aprovechamiento de gas correspondiente a la Asignación son:

- El horizonte de producción de la Asignación, es del 2023 al 2043.
- Se cuenta con la capacidad de manejo suficiente en el horizonte de producción.
- Ejecución de las acciones mencionadas para en el Aprovechamiento de Gas.

En cumplimiento a lo indicado en las Disposiciones Técnicas, se establece una meta de aprovechamiento del 100% para el manejo y aprovechamiento de gas en la Asignación, a partir de 2023, por lo que a partir de esta fecha no se tiene previsto realizar quema, ni venteo de gas.

El cálculo de la Meta de Aprovechamiento de Gas (en adelante, **MAG**), se realiza de acuerdo con lo establecido en las disposiciones técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado y con base a la siguiente fórmula:

$$MAG_t (\%) = \left[\frac{A + B + C + T}{G_p + G_A} \right] * 100$$

A continuación, se presenta un ejemplo del cálculo tomado como referencia los valores promedio del programa de gas del año 2023.

Dónde:	Cálculo
--------	---------

A =	Autoconsumo (volumen/año)	0.000
B =	Uso en Bombeo Neumático (volumen/año)	0.000
C =	Conservación (volumen/año)	0.000
T =	Transferencia (volumen/año)	2.073
GP =	Gas Natural Asociado producido (volumen/año)	2.073
GA =	Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área de Asignación o Contractual (volumen/año).	0.000
GNA =	El Gas Natural No Aprovechado considera el Gas Natural Asociado que se produce y que deberá reportarse de forma conjunta como Gas No Aprovecha.	0.000
MAG=	Meta de Aprovechamiento de Gas	100%

Sustituyendo los valores en la ecuación anterior:

$$MAG_{2023} = \left[\frac{0.000 + 0.000 + 0.000 + 2.073}{2.073 + 0.000} \right] \times 100 = 100 \%$$

Con lo presentado anteriormente se clarifica que la Meta de Aprovechamiento de Gas para el año 2023 es del 100%.

Es necesario destacar, que el Aprovechamiento de Gas Natural podría cambiar en función de las actualizaciones que requiera el Plan de Aprovechamiento, con base en los resultados de las actividades y la evolución de la producción, tomando en consideración el pronóstico de gas. Sin embargo, las metas como mínimo serán sometidas a aprobación de la Comisión, en apego a las Disposiciones Técnicas, así como la normatividad aplicable en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente.

h.3) Inventario actualizado de las instalaciones para el Aprovechamiento y destrucción, incluyendo los sistemas de medición disponibles

Instalaciones para el Aprovechamiento y destrucción.

La Asignación AE-0006-9M-Amoca-Yaxche-04 Campo Xikin no cuenta con instalaciones para el aprovechamiento y destrucción. El gas producido se transfiere a la plataforma Xanab-C perteneciente a la Asignación AE-0151-M-Uchukil Campo Xanab.

Sistemas de Medición disponibles

Se presenta los sistemas de medición disponibles para la Asignación, cómo se muestra en la Tabla 26.

Tipo de medición	Tipo de medidor	Cantidad	Sistema Telemétrico / Manual	Incertidumbre	Fluido	Instalaciones donde se encuentra	Características Técnicas Adicionales	
Operacional	Placa de orificio	9	Manual	No Disponible	Gas	Plataforma Xikin-A	Medición de gas de BN (futuro)	
Operacional	Placa de orificio	2	Manual	No Disponible	Gas	Plataforma Xikin-B	Medición de gas de BN (futuro)	
Total		11						

Tabla 26. Sistemas de medición disponibles.
(Fuente: Asignatario).

h.4) Responsables oficiales por instalación

A continuación, en la Tabla 27 se enuncian los responsables de emitir las acciones necesarias para asegurar el cumplimiento de los programas de aprovechamiento de gas y supervisar el cumplimiento de los programas para incrementar el aprovechamiento del gas natural asociado en los trabajos de exploración y extracción de hidrocarburos, reducir el gas quemado y venteado, con facultad conferida para decidir y ordenar las medidas operacionales que se requieran.

Nombre	Cargo
Ing. Constancio Villanueva Cruz	Administrador del APLT
Ing. Gustavo Meza González	S.P.A. del Coordinar del Grupo Multidisciplinario de Operación de Pozos e Instalaciones, APLT.
Ing. José Antonio Escalona Cruz	S.P.A. del Coordinar del Grupo Multidisciplinario de Mantenimiento, APLT.

Tabla 27. Responsables oficiales.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

h.5) Características y Componentes del Gas

De acuerdo con la información disponible del análisis PVT del pozo Xikin-1DL, se extraen los resultados de la cromatografía de gases, mostrándose en la Tabla 28 las características y componentes del gas del Área de Asignación.

Campo	XIKIN	
Fecha de muestra	05/07/2017	
Pozo representativo	XIKIN-1DL	
Componentes en	Metano	51.111
	Etano	16.950
	Propano	9.903

	i-Butano	1.398
	n-Butano	4.543
	i-Pentano	1.503
	n-Pentano	1.989
	Hexanos	1.733
	Heptanos	1.198
	Octanos	0.316
	Nonanos	0.065
	Decanos y más	0.026
	Ácido clorhídrico	0.000
	Ácido sulfhídrico	4.975
	Dióxido de Carbono	3.830
	Hidrógeno	0.000
	Nitrógeno	0.462
	Oxígeno	0.000
	Total	100.000
Propiedades	Peso Específico (N/m³)	0.770
	Peso Molecular (g/mol)	30.250
	Poder Calorífico (BTU/ft³)	1,498.701
	Presión (kg/cm²)	1.036
	Temperatura (°C)	15.600
	Densidad (kg/m³)	1.182

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

Determinación teórica de condensados

La determinación del volumen de los condensados (barriles equivalentes), de la corriente de gas de la Asignación, se realizará de manera teórica bajo el sustento de la norma API MPMS 14.5 (en tanto no exista normatividad que la sustituya); para lo cual, se utilizarán como insumo los resultados de los análisis de cromatografía de gases de muestras obtenidas en la descarga de gas de los separadores de prueba de las plataforma Xikin-A y Xikin-B, y el volumen de gas cuantificado por los sistemas de medición ubicados en los mismos separadores. Su objetivo es conocer el volumen de condensados contenidos en el gas que serán recuperados en las posteriores etapas del proceso de acondicionamiento del gas.

h.6) Análisis Técnico-Económico de los proyectos de Aprovechamiento de gas

Análisis Técnico

Escenario de Autoconsumo.

Actualmente la Asignación no tiene la posibilidad de utilizar la totalidad del gas que produce debido a que no cuenta con instalaciones en su área de Asignación para realizar una separación y acondicionamiento de gas, ni con instalaciones o equipos propios que puedan aprovechar el gas producido, por lo cual, el gas producido es transferido en su totalidad a la plataforma Xanab-C perteneciente a la asignación AE-0151-M-Uchukil Campo Xanab.

No se tienen visualizadas instalaciones o equipos propios que puedan aprovechar del gas producido en la Asignación durante la vigencia de la MPDE, por lo que la alternativa de Autoconsumo no es factible.

Escenario de Bombeo Neumático.

En el área de la Asignación actualmente no se tiene la posibilidad de utilizar el gas que produce como servicio de Bombeo Neumático, debido principalmente a que no cuenta con instalaciones en su área de Asignación para poder realizar una separación y acondicionamiento de gas, ni se cuenta con infraestructura para adquisición y suministro de gas para Bombeo Neumático.

Para realizar el acondicionamiento de gas se requiere de equipos de separación, endulzamiento, compresión y cabezales de inyección. El tiempo requerido para la construcción e instalación de este sistema es de aproximadamente 21 meses.

Escenario de Conservación.

No se tiene visualizado realizar algún proceso de recuperación mejorada o almacenamiento del gas producido en la Asignación, en la vigencia de la MPDE que pudiera aprovechar el gas producido por el campo, y no se cuenta con infraestructura para la conservación del gas producido, por lo que la alternativa de Conservación no es factible.

Escenario de Transferencia.

Es por medio de este proceso que actualmente se lleva a cabo el aprovechamiento de gas de la Asignación y se determina que, por sus condiciones y etapa de explotación de la Asignación, es la opción más conveniente para continuar aprovechando el gas.

Esta alternativa considera que la suma del gas producido por la Asignación más el gas adicional, usado para Bombeo Neumático, se transfiere a la plataforma Xanab-C perteneciente a la Asignación AE-0151-M-Uchukil Campo Xanab.

La Asignación no cuenta con instalaciones propias para procesar su producción de gas y no se tienen contempladas inversiones en materia de aprovechamiento de gas dentro del área de

la asignación y/o contractual, por lo cual, se transfiere el total de su gas a la plataforma Xanab-C perteneciente a la asignación AE-0151-M-Uchukil Campo Xanab.

h.7) Evaluación Económica de los Escenarios

En la Tabla 29 se muestran, comparativamente, los resultados de las evaluaciones económicas para cada una de las cuatro formas de Aprovechamiento de Gas, anteriormente analizadas técnicamente, en donde se puede observar el indicador VPN/VPI DI es mayor para la Transferencia.

Características	Autoconsumo	Bombeo Neumático	Conservación	Transferencia
Producción				
Aceite (MMb)		70.42		70.42
Gas (MMMpc)		89.01		89.01
Gas (MMMpc) aprovechado		89.01		89.01
Ingresos por producción				
Aceite (MMUSD)	Opción descartada por no tener instalaciones propias para acondicionamiento y aprovechamiento de la totalidad de gas producido en el área de la Asignación	4,677.82	Opción descartada por no contar con un proyecto viable de recuperación adicional y por no tener instalaciones propias de proceso de gas en el área de la Asignación	4,677.82
Gas aprovechado (MMUSD)		543.95		543.95
Gastos de operación (MMUSD)				
		228.15		228.15
Inversiones (MMUSD)				
		695.89		638.25
Indicadores económicos				
VPN AI (MMUSD)		2153.22		2200.32
VPN DI (MMUSD)		746.40		793.50
VPI (MMUSD)		444.21		387.51
VPN/VPI AI		4.85		5.68
VPN/VPI DI		1.68		2.05

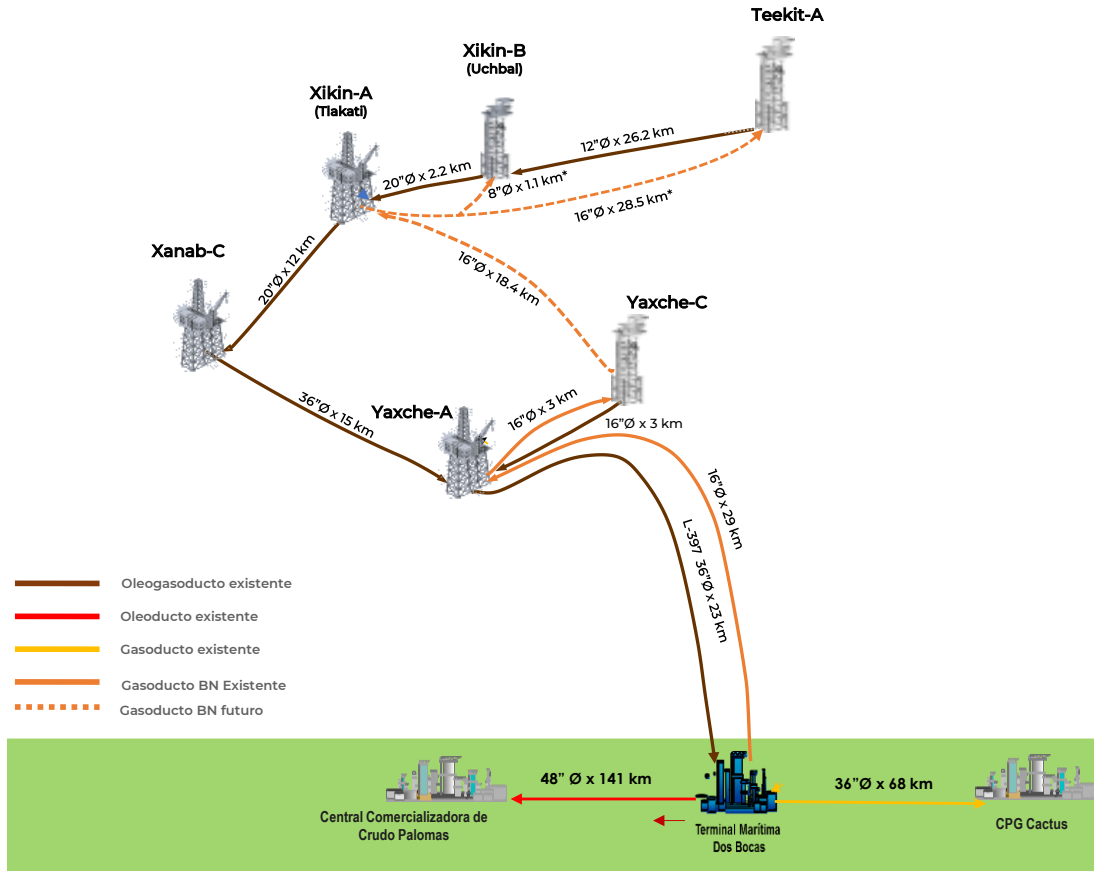
Tabla 29. Comparación de alternativas de aprovechamiento de gas. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

h.8) Conclusiones respecto de los Escenarios

Tomando como base los resultados de los análisis técnicos y económicos de las formas de aprovechamiento de gas para la Asignación, se observa que la **Transferencia** es la forma elegida para el aprovechamiento de gas debido a que se ostenta como técnicamente factible y obtiene el mayor indicador económico (VPN / VPI DI).

h.9) Inversiones y actividad física en materia de construcción, adecuación o modificaciones de instalaciones para el Aprovechamiento y Destrucción Controlada

La producción del Campo Xikin se maneja en las plataformas Xikin-B y Xikin-A; los hidrocarburos producidos en la plataforma Xikin-B, se integran a la producción de los campos Teekit Profundo y Uchbal, para enviarse a través del oleogasoducto de 20" Ø x 2.2 km hacia la Plataforma Xikin-A, donde se integra con la producción de esta plataforma y del campo Tlakati, para posteriormente enviar la totalidad de la producción de la Asignación hacia la Plataforma Xanab-C a través de un oleogasoducto de 20" Ø x 12 km, donde se mezcla con la producción de los campos Xanab, Tetl, Tlamatini, Pokche, Tlacame y Mulach, para posteriormente enviarse por el oleogasoducto de 36" x 15 km a la plataforma Yaxché-A, donde se mezcla con la producción del campo Yaxché e Itta, para finalmente fluir por el oleogasoducto de 36" Ø x 23 km a la Terminal Marítima Dos Bocas, para separación, estabilización, bombeo y medición del aceite y posterior envío al CCC Palomas, por su parte, el gas recuperado de la batería de separación y vapores de la planta de estabilizado son comprimidos y enviados al CPG Cactus, tal como se muestra en la Figura 26.



*Gasoducto de gas de BN construido con cargo al proyecto Uchbal.

Figura 26. Esquema de transporte del área de Asignación.

(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

El sistema artificial de Bombeo Neumático se aplicará a los pozos del Campo Xikin con el desarrollo de la segunda etapa del proyecto regional de Bombeo Neumático, el cual considera la construcción de un módulo de endulzamiento de 50 MMpcd y 100 MMpcd de compresión de gas amargo en la TMDB (el módulo de endulzamiento y compresión es alcance del campo Mulach). El gas de bombeo neumático se enviará por el gasoducto existentes de 16" Ø x 29 km de la TMDB hacia Yaxché-A, posteriormente se enviará por el gasoducto existente de 16" Ø x 3.0 km hacia la plataforma Yaxché-C, para continuar por el gasoducto futuro 16" Ø x 18.4 km de Yaxché-C hacia Xikin-A, el suministro de gas de Bombeo Neumático a los pozos del campo en la plataforma Xikin-B se realizará a través del gasoducto de Bombeo Neumático futuro de 8" Ø x 1.1 km de una interconexión submarina en el gasoducto de 16" Ø x 28.5 km de Xikin-A/Teekit-A a Xikin-B, que será construido por el campo Uchbal y estará disponible a partir de junio de 2025.

El promedio anual diario del volumen máximo de gas a inyectar será de 11.000 MMpcd para el campo a una presión de 150 kg/cm². Cabe mencionar que el gas suministrado para el Bombeo Neumático es gas endulzado proveniente de la TMDB y mantiene la meta de aprovechamiento de gas en 100%. La medición del gas de Bombeo neumático se realizará a la llegada de las plataformas Xikin-A y Xikin-B con un medidor de flujo tipo placa de orificio.

No se tienen contempladas inversiones ni actividad física en materia de construcción, adecuación o modificaciones de instalaciones para el aprovechamiento de gas.

h.10) Cálculo de la capacidad de manejo de Gas Natural Asociado

La Asignación no cuenta con instalaciones para el aprovechamiento y quema de gas. El gas producido se transfiere a la plataforma Xanab-C perteneciente a la Asignación AE-0151-M-Uchukil Campo Xanab.

h.11) Pronóstico mensual de gas aprovechado asociado a las actividades de extracción de hidrocarburos

En cumplimiento a lo indicado en las Disposiciones Técnicas en el Artículo 14, fracción II, a), b), c), d), e), III y IV la proyección de la Meta de Aprovechamiento de Gas se ajustó al 100 % (mensual) a partir de 2023. A continuación, en la Tabla 30, Tabla 31 y Tabla 32 se presentan los programas mensuales.

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción / operación	Prom. 2023
Producción de gas	GP	-	-	2.177	2.150	2.125	2.095	2.063	2.030	1.999	1.969	1.940	1.912	306	1.715
	GA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	306	-
Autoconsumo	A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	306	-

Bombeo Neumático	B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	306	-
Conservación	C	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	306	-
Transferencia	T	-	-	2.177	2.150	2.125	2.095	2.063	2.030	1.999	1.969	1.940	1.912	306	1.715	
Gas Natural no Aprovechado		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	306	-	
% de aprovechamiento		-	-	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	306	100%	

Tabla 30. Aprovechamiento de gas para el año 2023.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción / operación	Prom. 2024
Producción de gas	GP	2.583	2.507	2.456	2.408	2.366	6.645	6.511	6.406	6.314	15.041	14.032	13.372	366	6.736
	GA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	366	-
Autoconsumo	A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	366	-
Bombeo Neumático	B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	366	-
Conservación	C	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	366	-
Transferencia	T	2.583	2.507	2.456	2.408	2.366	6.645	6.511	6.406	6.314	15.041	14.032	13.372	366	6.736
Gas Natural no Aprovechado		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	366	-
% de aprovechamiento		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	366	100%

Tabla 31. Aprovechamiento de gas para el año 2024.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción / operación	Prom. 2025
Producción de gas	GP	12.870	12.347	17.552	17.034	16.685	16.382	19.347	25.656	24.849	24.190	23.607	23.056	365	19.512
	GA	-	-	-	-	-	1.087	2.673	3.000	3.000	3.000	3.000	3.000	365	1.574
Autoconsumo	A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	365	-
Bombeo Neumático	B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	365	-
Conservación	C	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	365	-
Transferencia	T	12.870	12.347	17.552	17.034	16.685	17.469	22.021	28.656	27.849	27.190	26.607	26.056	365	21.086
Gas Natural no Aprovechado		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	365	-
% de aprovechamiento		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	365	100%

Tabla 32. Aprovechamiento de gas para el año 2025.

(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

h.12) Pronóstico anual de gas aprovechado asociado a las actividades de extracción de hidrocarburos

En cumplimiento a lo indicado en las Disposiciones Técnicas en el Artículo 14, fracción II, a), b), c), d), e), III y IV, la proyección de la Meta de Aprovechamiento de Gas se ajustó al 100 % (mensual) a partir de 2023. A continuación, se presentan los programas anuales correspondiente al periodo comprendido entre los años 2023 – 2043 cómo se muestra en la Tabla 33.

Programa de Gas (MMpcd)		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Producción de gas	GP	1.715	6.736	19.512	28.816	25.494	22.011	19.031	16.572	14.500	12.767	11.395
	GA	-	-	1.574	3.447	3.709	7.056	8.010	8.719	9.000	9.104	10.083
Autoconsumo	A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bombeo Neumático	B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conservación	C	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferencia	T	1.715	6.736	21.086	32.264	29.203	29.067	27.041	25.291	23.500	21.870	21.478
Gas Natural no Aprovechado		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% de aprovechamiento		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Días en producción/operación		306	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365

Programa de Gas (MMpcd)		2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	Prom.
Producción de gas	GP	10.240	9.169	8.274	7.527	6.856	6.283	5.818	5.393	5.165	0.428	11.622
	GA	10.938	11.000	11.000	11.000	11.000	11.000	10.814	9.622	9.994	0.849	7.520
Autoconsumo	A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Bombeo Neumático	B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Conservación	C	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Transferencia	T	21.177	20.169	19.274	18.527	17.856	17.283	16.631	15.016	15.159	1.277	19.142
Gas Natural no Aprovechado		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% de aprovechamiento		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Días en producción/operación		365	365	366	365	365	365	366	365	365	31	346.524

Tabla 33. Pronóstico Anual 2023-2043.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

h.13) Programa de inspecciones

La Asignación no cuenta con instalaciones para el aprovechamiento del gas producido, por lo que no se contempla programas de inspecciones y verificaciones.

h.14) Programa de mantenimiento con impacto en el Aprovechamiento de gas

La Asignación no cuenta con instalaciones para el aprovechamiento del gas producido, por lo que no se contempla un programa de mantenimiento con impacto en el aprovechamiento de gas.

h.15) Programa de Destrucción Controlada por Área de Asignación o Contractual

La Asignación no cuenta con instalaciones para el procesamiento del gas producido, por lo que no se realiza quema de gas. El gas producido se transfiere a la plataforma Xanab-C perteneciente a la Asignación AE-0151-M-Uchukil Campo Xanab.

h.16) Plan de contingencia operativa que le permita a PEP, en casos de emergencia, caso fortuito o fuerza mayor, mantener o regresar a la continuidad operativa de las actividades de Aprovechamiento

Se dispone de un Plan de contingencia operativa, que permite en caso de emergencia, mantener o regresar a la continuidad de las actividades de Aprovechamiento mediante la aplicación del protocolo en eventos de alta y baja presión en oleogasoducto.

Las causas de un rechazo de producción pueden ser debido a:

Problemas en oleogasoductos por incidentes en los mismos (fuga, derrames, represionamiento, etc.).

Corrida de Equipo de limpieza en el oleogasoducto de recolección.

Ante cualquiera de estos eventos, el ingeniero de operación de pozos en coordinación con el personal operativo, obtienen información y, de ser posible, realizan recorridos por la instalación, para activar PRE, verificando condiciones de operación de equipos y sistemas afectados vuelvan a condiciones normales de operación, desactivar PRE, y restablecer el proceso; informando a áreas involucradas. A continuación, se muestra Plan de Contingencia Operativa para continuar con las actividades de aprovechamiento de gas cómo se presenta en la Figura 27.

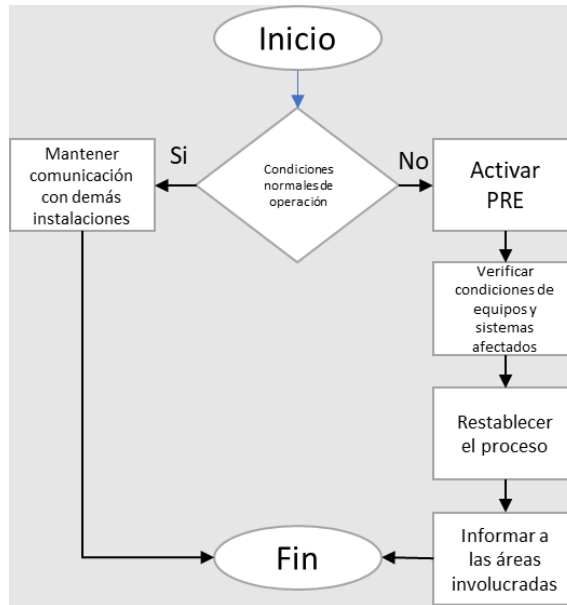


Figura 27. Diagrama de flujo de actividades del Plan de Contingencia Operativa para continuar con las actividades de aprovechamiento de gas. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

h.17) Máxima relación gas-aceite.

De acuerdo con el artículo 13 de las Disposiciones Técnicas en los trabajos de Producción de Hidrocarburos se establece el valor máximo de la relación gas-aceite para la Asignación, que permita asegurar la maximización del factor de recuperación de hidrocarburos; este valor puede cambiar de acuerdo con las necesidades de explotación y la vida productiva del yacimiento. Cabe destacar que la RGA propuesta se actualiza respecto de la aprobada en el Plan vigente de 228.6 m³/m³. Lo anterior derivado del comportamiento histórico de los datos de RGA de los pozos del Campo Xikin, con lo que se determinó que el valor máximo para el horizonte 2023-2043 será de 297 m³/m³. La Tabla 34 presenta la comparativa entre el valor actual y el máximo esperando en la modificación al Plan.

Formación	RGA (m ³ /m ³) Máxima	
	Vigente Aprobada en el PDE	Propuesta en la MPDE
Jurásico Superior Kimmeridgiano	228.6	297

Tabla 34. Máxima Relación de Gas-Aceite (en adelante, RGA). (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Para el seguimiento y control de la RGA, así como para asegurar la maximización del factor de recuperación de hidrocarburos, el personal operativo cuenta con un programa mensual de

supervisión de pozos e instalaciones. Con esta información es posible observar el comportamiento de los valores de RGA mediante la simulación y el análisis del sistema integral de producción (yacimiento-pozo-superficie).

Si durante la supervisión de los pozos en los datos operativos se encuentran variaciones significativas y los resultados del análisis o simulación superan el valor máximo de RGA establecido, se procederá a realizar las siguientes acciones:

- Rectificar la medición del pozo.
- Estrangular pozos para disminuir producción.

h.18) Definición de los indicadores de desempeño de operación.

Conforme a los artículos 13 y 22 de las Disposiciones Técnicas, se presenta la Tabla 35, con las definiciones para los Indicadores de Desempeño de la Operación.

Indicador de gestión	Fórmula de medición	Meta	Frecuencia de evaluación	Fuente de la información
1 - Cumplimiento de la Meta de Aprovechamiento de Gas Natural asociado en la Asignación A-0322-M - Campo Takín	$MAG_t = \left[\frac{A + B + C + T}{G_p + G_A} \right] * 100$	100%	Mensual	MAG = Meta de Aprovechamiento Anual t = Año de cálculo A = Autoconsumo (volumen/año) B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año) C = Conservación (volumen/año) T = Transferencia (volumen/año) GP = Gas Natural Asociado producido (volumen/año) GA = Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área de Asignación o Contractual (volumen/año)
2 - Relación Gas/Aceite por pozo	RGA= Gas Producido/Barriles de aceite (pc/bl)	Cero pozos con RGA > 168.45 pc/bl	Mensual	Base de datos oficial de información de producción

Tabla 35. Indicadores de desempeño de la operación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

i) ANÁLISIS ECONÓMICO²

El análisis económico relativo a la MPDE se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente:

² La totalidad de los montos contenidos en el presente apartado se presentan en dólares de octubre de 2022. En el caso de los montos erogados, éstos se calculan con base en el tipo de cambio promedio de cada año y, posteriormente, se actualizan considerando el INPP de Estados Unidos al mes de octubre de 2022.

- Montos de inversión y gasto operativo del Plan vigente y de la Solicitud de Modificación.
- Análisis de la actualización del artículo 62, fracción III, de los Lineamientos.
- Descripción del Programa de Inversiones.
- Consistencia de la información económica y las actividades propuestas.
- Evaluación económica del proyecto.

a. Montos de inversión y gasto operativo del Plan vigente y de la Solicitud de Modificación.

A continuación, en la Tabla 36 se presentan los montos de inversiones y gastos del Plan vigente y de la MPDE:

Versión	Periodo	Inversiones MM US\$	Gastos de Operación MM US\$	Total MM US\$
PDE vigente	2018-2038 ^a	\$1,640.61	\$838.56	\$2,479.16
Erogado	2019-2022 ^b	\$631.69	\$1.74	\$633.43
MPDE	2023-2039 ^c	\$614.92	\$212.41	\$827.33

Tabla 36. Inversiones y gastos de operación del PDE vigente y la MPDE.
(Fuente: CNH e información presentada por el Operador)

Notas: Las sumas pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo.

- El año 2038 corresponde al último año con actividad de inversión en el Proyecto. La Vigencia de la Asignación se tiene en 2039.
- De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Asignatario en sus reportes mensuales.
- El Operador somete una modificación al PDE que considera desde marzo 2023 hasta 2044. Sin embargo, tanto el programa de inversiones como la evaluación económica están truncados a la Vigencia de la Asignación, 2039, salvo los montos relacionados al abandono. Las erogaciones de gastos de abandono posteriores al 2039 se consideran en la Vigencia de la Asignación, 2039, para la evaluación económica y para el programa de inversiones

b. Análisis de la actualización del artículo 62, fracción III, de los Lineamientos.

Al considerar los montos erogados a la fecha y los montos programados bajo el Plan de Desarrollo vigente, se observa un decremento de -34% con respecto a los montos totales del Plan de Desarrollo vigente. Por lo tanto, se actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción III, de los Lineamientos.

c. Descripción del Programa de Inversiones.

A continuación, se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la Solicitud de Modificación elaborado por el Operador, desglosado por “Actividad” y “Sub-actividad”, de conformidad con lo establecido en los *Lineamientos, cómo se muestra en la* Tabla 37:

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Monto (MM US\$)
Desarrollo	General	\$212.41
	Perforación de Pozos	\$299.34
	Construcción Instalaciones	\$29.29
Producción	General	\$0.48
	Intervención de Pozos	\$126.45
	Operación de Instalaciones de Producción	\$56.88
	Ductos	\$14.09
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$88.40
Total general		\$827.33

Tabla 37. Desglose del Costo Total del proyecto.
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Notas: Las sumas pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo.

d. Consistencia de la información económica y las actividades propuestas.

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

e. Evaluación económica del proyecto.

e.1 Premisas de la evaluación económica

A continuación, se resumen las principales premisas utilizadas para la evaluación económica realizada por la Comisión, obtenidas a partir de los perfiles de costos y producción, así como la propuesta de tipo de cambio presentados por el Asignatario, cómo se presenta en la Tabla 38:

Premisas	Valor	Unidades
Periodo de evaluación	2023-2039	años
Producción de petróleo	65.56	MMb
Producción de gas	82.87	MMMpc
Vol. de venta de gas	82.87	MMMpc
Precio del petróleo ^a	\$66.39	Dls
Precio del gas ^a	\$6.08	Dls/Mpc

Inversiones	\$614.92	MMUSD
Gasto de operación	\$212.41	MMUSD
Tasa de descuento	10%	Porcentaje anual
Tipo de cambio	\$20.60	pesos / dólar
Otros ingresos ^b	\$103.13	MMUSD
Otros egresos ^c	\$232.23	MMUSD

Tabla 38. Premisas de la evaluación económica.
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Notas:

- Precios ponderados, 2023-2039, obtenidos de las premisas de evaluación de PEP para la Asignación
- Corresponden a ingresos recibidos por servicios de manejo de la producción, mantenimiento de las instalaciones, suministro de gas de BN y abandono de instalaciones, de la Asignación, brindados a otras Asignaciones de Extracción.
- Corresponden a erogaciones por servicios de manejo de la producción, mantenimiento de las instalaciones, suministro de gas de BN y abandono de instalaciones, fuera de la Asignación, brindados por otras Asignaciones de Extracción a la Asignación

A continuación, en Figura 28 se muestra la proyección de Ingresos y Egresos asociados a la evaluación del proyecto, considerando las premisas antes descritas.

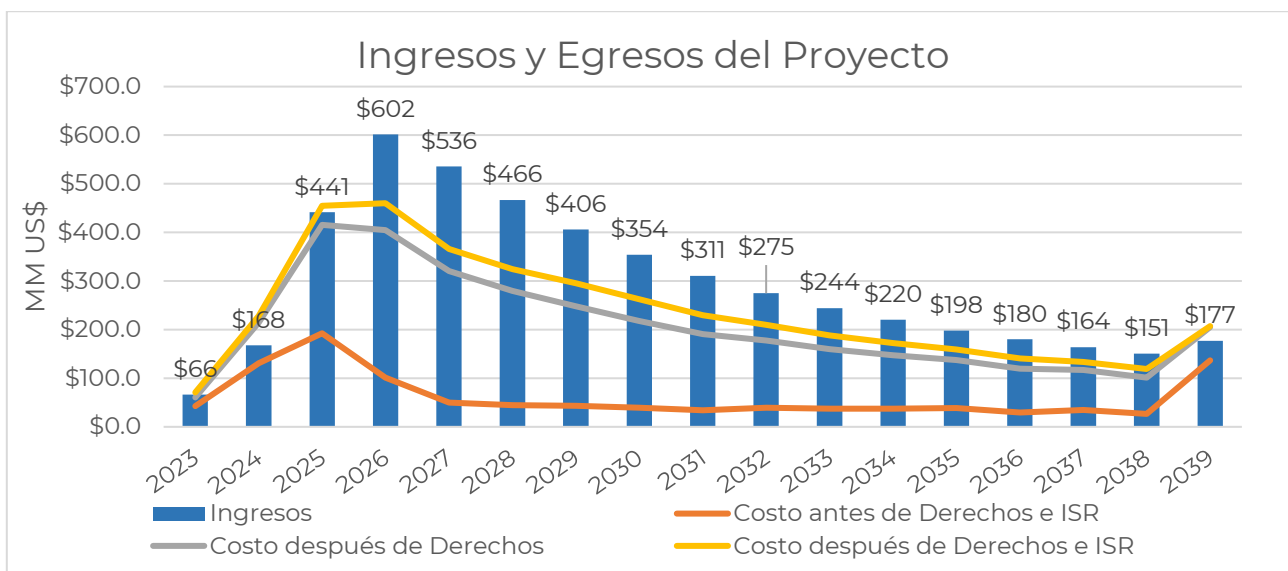


Figura 28. Proyección de Ingresos y Egresos asociados a la evaluación del proyecto.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

e.2 Resultados de la evaluación económica

A continuación, se muestran los indicadores económicos obtenidos a la Vigencia de la Asignación cómo se presenta en la Tabla 39:

Indicador	Antes del Pago de Derechos e ISR	Después del Pago de Derechos ^a	Después del Pago de Derechos e ISR ^b
VPN (MM US\$)	\$2,137.97	\$764.73	\$486.62
VPI (MM US\$)	\$389.90		
VPN/VPI (US\$/US\$)	5.48	1.96	1.25
TIR (%)	--	281.33%	95.20%
RBC (US\$/US\$)	4.39	1.38	1.21

Tabla 39. Resultados de la evaluación económica.

(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)

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

La evaluación económica muestra condiciones económicamente viables antes y después del pago de Derechos e Impuestos para el Operador, de acuerdo con la normativa aplicable.

e.3 Consideraciones

Con base en la información presentada por el Operador y el análisis realizado, esta Comisión considera que la MPDE de la Asignación representa un proyecto económicamente viable para el Operador, antes y después del pago de Derechos e Impuestos, de acuerdo con la normativa aplicable.

Aunado a lo anterior, se espera obtener un flujo de recursos positivos para el Estado por concepto de Derechos e Impuestos, durante el periodo productivo del proyecto.

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

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación al Plan de Desarrollo, a continuación, en la Tabla 45 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme a los artículos 102 inciso a), f) y g) y 103 fracción I de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 43, fracción III de la Ley de Hidrocarburos, que se presentan en la Tabla 40.

a) Producción

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de desviación de la producción acumulada real del	Porcentaje	$DPA = \frac{PAreal}{PAplan} \times 100\%$	Mensual

Yacimiento con respecto a la pronosticada en un tiempo determinado			
--	--	--	--

b) Aprovechamiento de gas natural

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado	Porcentaje	$DAG = \frac{AGN_{real} - AGN_{plan}}{AGN_{plan}} \times 100\%$	Mensual

c) Reparaciones Mayores

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

d) Pozos perforados

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

e) Terminación de Pozos

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

f) Gasto de Operación

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

g) Inversión

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición

Porcentaje de avance de las inversiones reales con respecto a lo programado en el año	Porcentaje	$DI = \left(\frac{I_{real}}{I_{plan}}\right) * 100$	Mensual
---	------------	---	---------

Tabla 40. Indicadores de desempeño.
(Fuente: Comisión)

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

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

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

Indicador	Unidad	Plan de Desarrollo ¹	Porcentaje de desviación
Perforación	núm.	6	
Terminación	núm.	6	
RME	núm.	48	
Abandono			
Abandono pozos	núm.	-	
Abandono plataforma	núm.	-	
Abandono ductos	núm.	-	

¹No se considera el taponamiento de pozos ni instalaciones debido a que únicamente se aprueban actividades del 2023 al 2039.

Tabla 41.

Indicador	Unidad	Plan de Desarrollo ¹	Porcentaje de desviación
Perforación	núm.	6	
Terminación	núm.	6	
RME	núm.	48	
Abandono			
Abandono pozos	núm.	-	
Abandono plataforma	núm.	-	
Abandono ductos	núm.	-	

¹No se considera el taponamiento de pozos ni instalaciones debido a que únicamente se aprueban actividades del 2023 al 2039.

Tabla 41. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer dentro de la vigencia de la Asignación.

(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

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 42.

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Monto (MMUSD\$)
Desarrollo	General	\$212.41
	Perforación de Pozos	\$299.34
	Construcción Instalaciones	\$29.29
Producción	General	\$0.48
	Intervención de Pozos	\$126.45
	Operación de Instalaciones de Producción	\$56.88
	Ductos	\$14.09
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$88.40
Total general		\$827.33

Tabla 42. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas al mantenimiento de la producción actual de hidrocarburos en la Asignación, misma que está condicionada al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivada de la ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 43.

Indicador		Volumen de hidrocarburo
Volumen a recuperar de aceite	MMb	70.42
Producción real de aceite	MMb	
Porcentaje de desviación	%	
Volumen a recuperar de gas	MMMpc	89.01
Producción real de gas	MMMpc	
Porcentaje de desviación (%)	%	

Tabla 43. Indicadores de desempeño de la producción de gas en función de la producción de hidrocarburo en relación con la producción reportada.
(Fuente: Comisión con datos ingresados por el Asignatario).

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

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

Se precisa que esta Comisión, continuará dando seguimiento a la ejecución de los Planes mediante la estimación de los indicadores de desempeño de las actividades, producción e inversiones aprobadas, conforme a lo establecido en el Art. 102, incisos a), c), d), e), f) y g) de los Lineamientos y a fin de identificar aquellos Planes que pudiesen recaer en algún supuesto de modificación, según se establece en el Art. 62 de la misma normativa. Asimismo, para aquellos Planes que pudiesen recaer en la hipótesis normativa de incumplimiento establecida en el Art. 103 del mismo ordenamiento se precisa que, para el caso particular del PDE de la Asignación, dicha evaluación se llevará a cabo al término del quinquenio 2020-2024 conforme al

TRANSITORIO OCTAVO de citada normativa donde se señala que, para el caso de la evaluación del cumplimiento de los Planes de Desarrollo para la Extracción, el primer año a considerarse para la primera evaluación quinquenal será 2023.

VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico correspondiente a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación, sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el Plan de Desarrollo para la Extracción.

Mediante Oficio 250.327/2023 del 14 de marzo de 2023, la Comisión remitió a la Agencia la información asociada a la solicitud, a fin de que sea considerada en los trámites o autorizaciones iniciados por el Operador, relacionados con el Sistema de Administración de Riesgos, sin que a la fecha exista pronunciamiento de la Agencia.

En relación con el Sistema de Administración de Riesgo, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1101/2018, de fecha 24 de septiembre del 2018, la ASEA señala que por diverso ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017, del 13 de julio del 2017, y en el oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1178/2017 de fecha 27 de Noviembre de 2017, así como a los demás documento oficiales que se hayan emitido con relación a la Asignación de Extracción, Asignaciones de Exploración y Extracción y al Contrato, amparadas en la autorización número ASEA-PEM16001C/AI0417 en dónde autorizó el Sistema de Administración de Riesgos de PEP, el cual se basa en las actividades que el Asignatario tiene aprobadas por la Comisión en los Planes de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

Por tanto, el presente Dictamen Técnico se emite sin perjuicio de la obligación del Asignatario de atender la Normativa emitida por la ASEA, lo anterior atendiendo al esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la LORCME.

VIII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL

Mediante oficio 250.328/2023 del 14 de marzo de 2023, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía (en adelante, **SE**) emitir opinión sobre el Programa de Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional.

Esta Comisión aún no cuenta con la opinión que corresponde emitir, en el ámbito de sus atribuciones, a la SE sobre dicho programa, motivo por el cual una vez que, en su caso, esa autoridad emita la opinión en sentido favorable, se tendrá por aprobado y formará parte del Plan de Desarrollo para la Extracción.

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

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación Plan de Desarrollo presentado por el Asignatario de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la LORCME, artículos 21, 22, 25, 59 fracciones I, II, III, IV, V y artículo 62, fracción II, III y XII inciso a) de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan de Desarrollo propuesto dan cumplimiento a la normativa aplicable y es congruente con las obligaciones establecidas en el Título de Asignación, ya que las mismas serán ejecutadas en el plazo que establece el Título de Asignación dado que la vigencia es de 25 años contados a partir del 27 de agosto de 2014.

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

Las actividades dentro de la Asignación están orientadas en el desarrollo del campo con la perforación de pozos horizontales de largo alcance aplicando el sistema artificial de Bombeo Neumático, la toma de muestras de canal, análisis de fluidos y estudios PVT, lo que permitirá la explotación de la reserva 3P.

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*

La presente MPDE de la Asignación considera recuperar, al fin de la vigencia de la Asignación en agosto de 2039, 53.59 MMb de aceite y 67.75 MMMpc de gas, con un VPN después de impuestos de 793.50 MMUSD y una relación VPN/VPI después de impuestos de 2.05. Además, se espera alcanzar un pico máximo de producción de 22.79 Mbpd en el año 2026.

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

Con la MPDE el Operador Petrolero tiene como objetivo producir la reserva 3P del Campo Xikin. Además, con la toma de información se continuará con la actualización de los modelos estático y dinámico, lo que podría permitir recategorizar las reserva certificada al año 2023.

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

La MPDE considera extraer un volumen de aceite de 70.42 MMbl de aceite y de 89.01 MMMpc de gas al límite económico de la Asignación. Lo anterior mediante la perforación y terminación de 6 pozos así como la ejecución de 48 RME y la implementación de un

gasoducto para la aplicación de Bombeo Neumático cómo sistema artificial de producción.

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

Una vez analizada la información remitida por el Asignatario, la Comisión concluye que las actividades de mantenimiento de la producción y el abandono de la Asignación, propuesta en la presente MPDE, son adecuadas para realizar las actividades de Extracción; las cuales contribuirán a maximizar el factor de recuperación del Campo Xikin en condiciones económicamente viables.

f) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y evaluación realizadas a la información presentada por el Asignatario se identifica que, la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para la Asignación con respecto al Petróleo y Gas los Puntos de Medición se mantienen conforme a lo aprobado en la Resolución CNH.E.62.002/2018 el 09 de noviembre de 2018, con una modificación para la medición de Transferencia del Petróleo, la cual consiste en que la corriente se medirá en el Sistema de Medición másico de tipo Coriolis identificado con TAG SM-400 ubicado a la salida del proceso de deshidratación en la BS Litoral en lugar del medidor de transferencia identificado como SM-900B. En cuanto al manejo y medición del condensado, el Asignatario presentó una propuesta de Puntos de Medición para su cuantificación mediante los Sistemas de Medición que se identifican y se ubican en **CPG Nuevo Pemex con el TAG FE-4420 I, FE-4420 II, FE-4420 III y FE-4420 IV y CPG Cactus con el TAG FE-420 y FE-1420**, los cuales se evaluaron conforme a los términos establecidos en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH), por lo que, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción concluye que es técnicamente viable en cuanto a la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos a producir, y que podrán ser utilizados durante la vigencia del Plan de Desarrollo propuesto.

g) El programa de aprovechamiento de gas natural

Basado en el análisis realizado por la Comisión, se determina que el Programa de Aprovechamiento del Gas Natural es consistente con la estrategia de Desarrollo del Asignatario, que se enfoca en maximizar la recuperación de aceite y el valor económico del mismo, así como optimizar el uso y operación de las instalaciones disponibles para el manejo y aprovechamiento del gas natural; toda vez que el aprovechamiento del gas asociado será transferido multifásicamente alcanzando una MAG del 100%, que se actualiza respecto de la MAG del 98% aprobada en el Plan vigente, ya que dentro de la Asignación no se contará con instalaciones propias para procesar la producción de gas. En ese tenor, el gas producido se transferirá a la plataforma Xanab-C perteneciente a la Asignación AE-0151-M-Uchukil Campo Xanab.

De esta manera, en lo que respecta a la máxima RGA a la que podrán producir los pozos y que se actualiza respecto de la aprobada en el Plan vigente de 228.6 m³/m³, se establece lo siguiente, como se muestra en la Tabla 44:

Formación	RGA (m ³ /m ³) Máxima	
	Vigente Aprobada en el PDE	Propuesta en la MPDE
Jurásico Superior Kimmeridgiano	228.6	297

Tabla 44. Relación Gas-Aceite.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Por lo tanto, de conformidad con los principios de economía y celeridad que rigen la actuación administrativa, se propone la aprobación del PAGNA presentado.

X. OPINIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL TÍTULO DE ASIGNACIÓN

Que derivado del análisis técnico realizado por la Comisión, en términos del presente Dictamen Técnico, se advierte que, el límite económico de las Actividades Petroleras propuestas por el Asignatario en la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción excede la vigencia del Título de Asignación, establecida en el Término y Condición Cuarto.

Debido a lo anterior, con fundamento en los artículos 6, párrafo quinto de la Ley de Hidrocarburos, así como 16, segundo párrafo de su Reglamento se somete a consideración y con base en las atribuciones de la Secretaría la modificación del Término y Condición Cuarto del Título de Asignación a efecto de considerar que la vigencia de la Asignación sea establecida hasta el límite económico, descrito y en atención a los términos contenidos en el presente Dictamen Técnico.

En consecuencia, con fundamento en lo dispuesto en los artículos 6, párrafo quinto, de la Ley de Hidrocarburos; 16, segundo párrafo del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos; 38, fracción IV y 39, fracciones I y VI de la LORCME y 35, fracción II del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se somete a consideración y con base en las atribuciones de la Secretaría la modificación al Término y Condición Cuarto del Título de Asignación, por lo que el presente deberá surtir los efectos de la opinión a que se refiere la fracción I del artículo 16 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

XI. RECOMENDACIONES

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

- Dar cumplimiento con el cronograma de actividades programado y la inversión a ejecutar para la realización de actividades de abandono y desmantelamiento, de conformidad con los términos y condiciones de la Asignación.
- Aplicar las mejores prácticas de la industria petrolera para la desincorporación de ductos y desmantelamiento de infraestructura, además de cumplir en tiempo y forma el programa de abandono para mantener y/o mejorar la rentabilidad del proyecto.
- Dar cumplimiento a la normatividad aplicable en materia de abandono y desmantelamiento de infraestructura emitida por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente.
- Con la información los pozos que se perforarán, reevaluar los modelos estático y dinámico con el objetivo de identificar zonas no explotadas susceptibles de contener hidrocarburos.

XII. CONCLUSIONES

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno el Dictamen de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, asociado a la Asignación AE-0006-9M-Amoca-Yaxche-04, polígono E, Campo Xikin en sentido favorable, 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.

ELABORÓ
MTRO. VICTOR JUAN LÓPEZ HERNÁNDEZ
Director de Contratos y Asignaciones Marinas

REVISÓ
MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ
Director General de Dictámenes de Extracción

AUTORIZÓ
ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO
Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

Los firmantes del presente Dictamen Técnico 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 la presentación de la modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación AE-0006-9M-Amoca-Yaxche-04, polígono E, Campo Xikin.

Mtro. Víctor Juan López Hernández
Dirección De Asignaciones Terrestres Norte

ELABORÓ
Firma de Víctor Juan Lopez Hernandez
Fecha de Sello Digital: 13/04/2023 06:45:04 p. m.

Sello Digital:

RZsNvyLRINcng5nEopEIOTjjXfGju41N9Byj67mofH9v2p9GWCdw2N5yqQYUpeAQMjFdCz6Wdk695ByRXzYPhmN3p7zo/F9rUrPPIfuhl
RGsl7qIWMV6e3ZAKquz6NVPxnFbZLHwIXQ9glRZBNTh30qkmfzLpKc4FpROtrzrJ0k9oaP/6djImFfSywjxhdCCZCsSKGEN9Tr0bFgdtPw
kJPXZoiIuIN5szqXVPWsbDj8zK0bhUDihV9hutLOWTdaQmq/KvMvw8gfdPAqKxn3BJ9XO1M6cqsgcUDjm1lwYF2lcTmfsRjSMhPI52
MDFB83YW5ugaHA8/FzG8k5Yw==

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 17/04/2023 11:24:12 a. m.

Sello Digital:

K31CY89z6dKcqR4Yr4FyaQRyA0uTsEQN2WWm6w3b/IP8V4Uj53gEH5GgKD7vZUn15P33/2+jVMPKoXggN5JAqS55A3uOJ3xZc0egSu3koXc2ZtkUpFwC+cyJafHLmP
FoUYRWYEJ9KEUGxeBHIIm2o/kS2hl6i38rAnXUqy3IASTexoUvtyilUCyzH7XaSGCSEoeOghPb0BqGsaSyUPJrvtTBCZzAGc2ImXOBjFQf9BCmc52i94gyTdAtbK34/FpU
9gptrABMQIS7u0BEX9ldv8YkRAIeWznQ2CZd1uZgm1/L1gl/rpqjHhpl0552q147IHxIF9Fh8r5EkczJlsoALY7w==

Mtro. Francisco Castellanos Páez
Director General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ

Firma de Francisco Castellanos Paez

Fecha de Sello Digital: 14/04/2023 09:15:37 a. m.

Sello Digital:

AZ7f7nrSTIXIS7ywGFFEuhvRyAM5wX/3wyoZHiC7uo4V7H0AHyqYMHWG8Lm/jRz+UUJx7X2sE9a8nc5csstrDtklObPp0rK2t6cD9cfkacwS4jOPfZDnn8RGVXOU664GvLtanHgUGO+mUuTtGWufgA/nGW9zVomYc5JDR6Mv4XuvIacaB4nHh7HBK8DJHjXM9Fw4H9OTNAQvmyuLKuHU3RxtiUf2m47aUe4/9G/L8MEef40bkRf7sMx9V6ZhF0GxXVT2f8RP6Zlb4pnh0gTeDINkclgJQdHrca/u5im86B4o86mKkWCkZV1R4z64T77qeq09BztFJwlwaW05qKA==

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

Ing. Rafael Guerrero Altamirano
Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 17/04/2023 11:24:12 a. m.

Sello Digital:

K31CY89z6dKcqR4Yr4FyaQRyA0uTsEQN2WWm6w3b/IP8V4Uj53gEH5GgKD7vZUn15P33/2+jVMPKoXggN5JAqS55A3uOJ3xZc0eg5u3koXc2ZtkUpFwC+cyJafHLMpFoUYRWYej9KEUGxeBHIm2o/kS2hl6iJ8rAnXUqy3IASTexoUvtyiUCyzH7XaSGCSEOeOghPb0BqGsaSyUPJrvTBCZzAGc2ImXOBjFQf9BCmc52i94gvTdAtbK34/FpU9gptrABMQIS7u0BEX9ldv8YkRA1eWznQ2GZd1uZgm1/L1gL/rpqjHhpl0552q147iHXlf9Fh8r5EkCzJlsoALY7w==

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 17/04/2023 11:24:12 a. m.

Sello Digital:

K31CY89z6dKcqR4Yr4FyaQRyA0uTsEQN2WWm6w3b/IP8V4Uj53gEH5GgKD7vZUn15P33/2+jVMPKoXggN5JAqS55A3uOJ3xZc0eg5u3koXc2ZtkUpFwC+cyJafHLMpFoUYRWYej9KEUGxeBHIm2o/kS2hl6iJ8rAnXUqy3IASTexoUvtyiUCyzH7XaSGCSEOeOghPb0BqGsaSyUPJrvTBCZzAGc2ImXOBjFQf9BCmc52i94gvTdAtbK34/FpU9gptrABMQIS7u0BEX9ldv8YkRA1eWznQ2GZd1uZgm1/L1gL/rpqjHhpl0552q147iHXlf9Fh8r5EkCzJlsoALY7w==