



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

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

Asignación AE-0024-3M-Okom-07, Campo Cheek

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Junio 2023



Contenido

I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN	3
II. ELEMENTOS GENERALES DEL PLAN DE DESARROLLO	5
III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN	5
IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN TÉCNICO.	6
V. ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN	7
A) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN	7
B) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN	8
C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS	9
D) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO.	13
E) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA	15
F) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	23
G) MECANISMO DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	28
H) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL	34
I) PROGRAMA DE INVERSIONES Y EVALUACIÓN ECONÓMICA	39
VI. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	43
VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	46
VIII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL	47
IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO	47
<i>a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.....</i>	<i>47</i>
<i>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.....</i>	<i>47</i>
<i>c) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación.</i>	<i>48</i>
<i>d) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos en beneficio del país</i>	<i>48</i>
<i>e) La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables.....</i>	<i>48</i>
<i>f) El programa de aprovechamiento del gas natural.....</i>	<i>48</i>
<i>g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos.....</i>	<i>49</i>
X. RECOMENDACIONES	49
XI. CONCLUSIONES	50

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 05/06/2023 10:47:02 a. m.

Sello Digital:

H3EkNOyFM3SgjYiq+PHd2rklkg9diOAdYE8iHNbHJ/LlcKFE1+YcQqnbZZG1R9DZZh8yEofvPsqKN08+6AjR+ryP2QVirN2qfW1tV2AdWtbGAlRxEjNvt+gCmc/he8pkSfR/ZYvQSnEeQ74U6OMNyNj/PDjczgY2WCzYuv3H/hUx1Sjmdf5U+FrQOE7cFhIFsvxhOb6gEdRx3mzIXEnSoM41dVaJ4EkTBseGJEDYx7iKa/tSvtc5FUDIFn9OeUo9CED5WFYsWaA7WV7HcJtrc6yOFq21gBpdPQ7HcTpek5dWRLwC2401pX6K+k7czSWOlzyRFEdZduwYR/8rkOrJYw==

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, Plan de Desarrollo modificado o Modificación); de la Asignación AE-0024-3M-Okom-07 (en adelante, Asignación); correspondiente al Campo Cheek (en adelante, Campo), es la Empresa Productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, Operador, Asignatario u Operador Petrolero).

Los datos de la Asignación se muestran en la Tabla 1.

Asignación	AE-0024-3M-Okom-07
Estado y municipio	Aguas territoriales del Golfo de México
Superficie	Asignación: 24.14 Km ² Área de Extracción: 10.16 Km ²
Fecha de emisión de Título	27 de agosto de 2014
Vigencia	20 años a partir del 27 de agosto de 2014
Tipo de Asignación	Extracción de hidrocarburos
Tipo de hidrocarburos	Aceite negro (35 °API)
Yacimientos	Cretácico Superior
Colindancias	A-0089-2M-Campo Chuc, A-0001-4M-Campo Abkatún y A-0184-M-Campo Kuil

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

Cabe señalar que por Resolución CNH.E.20.001/19 del 04 de abril de 2019, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión o CNH) aprobó el Plan de Desarrollo para la Extracción asociado al Campo Cheek.

El Título de la Asignación fue emitido el 27 de agosto de 2014 y, ha sido modificado por la Secretaría, el 02 de diciembre de 2016, el 18 de diciembre de 2017 y el 27 de agosto de 2019, para quedar identificado como AE-0024-3M-Okom-07, el cual se encuentra vigente.

El Campo Cheek se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, aproximadamente a una distancia de 64 km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche y 121 km al noreste de Paraíso, Tabasco, en la Figura 1 se muestra la ubicación.

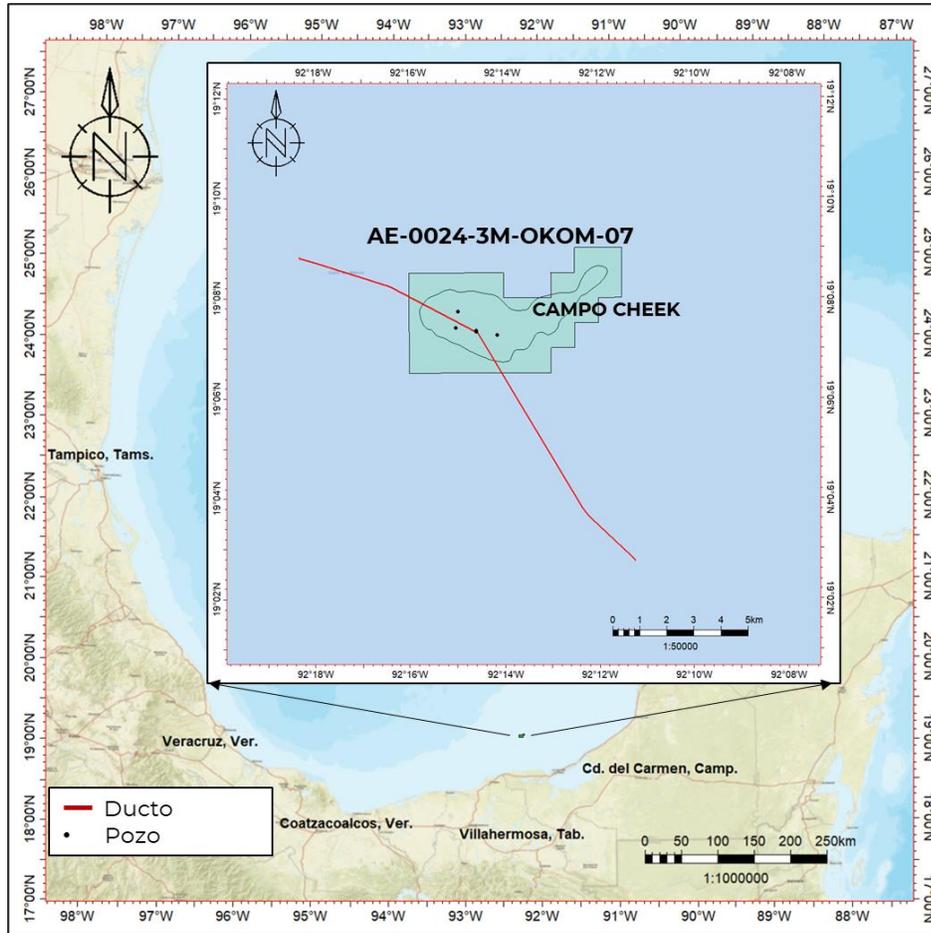


Figura 1. Ubicación de la Asignación. (Fuente: Comisión).

Los vértices que delimitan el polígono de la Asignación son acordes al Título vigente y no presentan ninguna modificación como se muestra a continuación:

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	92°12'00"	19°08'00"
2	92°12'00"	19°07'30"
3	92°12'30"	19°07'30"
4	92°12'30"	19°07'00"
5	92°13'00"	19°07'00"
6	92°13'00"	19°06'30"
7	92°16'00"	19°06'30"
8	92°16'00"	19°08'30"
9	92°14'00"	19°08'30"

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 05/06/2023 10:47:02 a. m.

Sello Digital:

H3EKNOyFM3SgjYiq+PHd2rklkg9diOAdYE8iHNbHJ/LlcKFE1+YcQqnbZZGIR9DZZH8yEofvPSqKN08+6AjR+ryP2QVirN2qfWtV2AdWtbGAlRxEjNvT+gCmc/he8pkSfR/ZYvQSnEeQ74U6OMNyNj/PDjczgY2WCzYuv3H/hUx1Sjmdf5U+FrQOE7cFhIFsvxhOb6gEdRx3mzIXEnSoM41dVaJ4EkTbseGJEDYx7iKa/tSvtcs5FUDIFn9OeUo9CE D5WFYsWaA7WV7HcTjrc6yOFq21gBpdPQ7HcTpek5dWRLwC2401pX6k+k7czSWOlzyRFEdZduwYR/8rkOrJYw==

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
10	92°14'00"	19°08'00"
11	92°13'00"	19°08'00"
12	92°13'00"	19°08'30"
13	92°12'30"	19°08'30"
14	92°12'30"	19°09'00"
15	92°11'30"	19°09'00"
16	92°11'30"	19°08'00"

Tabla 2. Vértices del polígono de la Asignación. (Fuente: Asignatario).

II. ELEMENTOS GENERALES DEL PLAN DE DESARROLLO

La propuesta de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación contempla el mantenimiento de la producción base mediante 6 reparaciones mayores (en adelante, RMA), así como el taponamiento de 4 pozos, el abandono y desmantelamiento de 2 ductos y 1 plataforma. La inversión es de 89.39 millones de dólares (en adelante, MM US\$) y el gasto de operación de 50.92 MM US\$. Lo anterior para recuperar un volumen de 18.83 millones de barriles (en adelante, MMb) de aceite y 14.42 miles de millones de pies cúbicos (en adelante, MMMpc) de gas en la categoría de reservas 1P, obteniendo un factor de recuperación final de 39.8% para el aceite y de 41.7% para el gas al límite económico de la Asignación (2031) el cual se encuentra dentro del periodo de vigencia del Título de la Asignación (2034).

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

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/16/2023, modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación AE-0024-3M-Okom-07, Campo Cheek de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

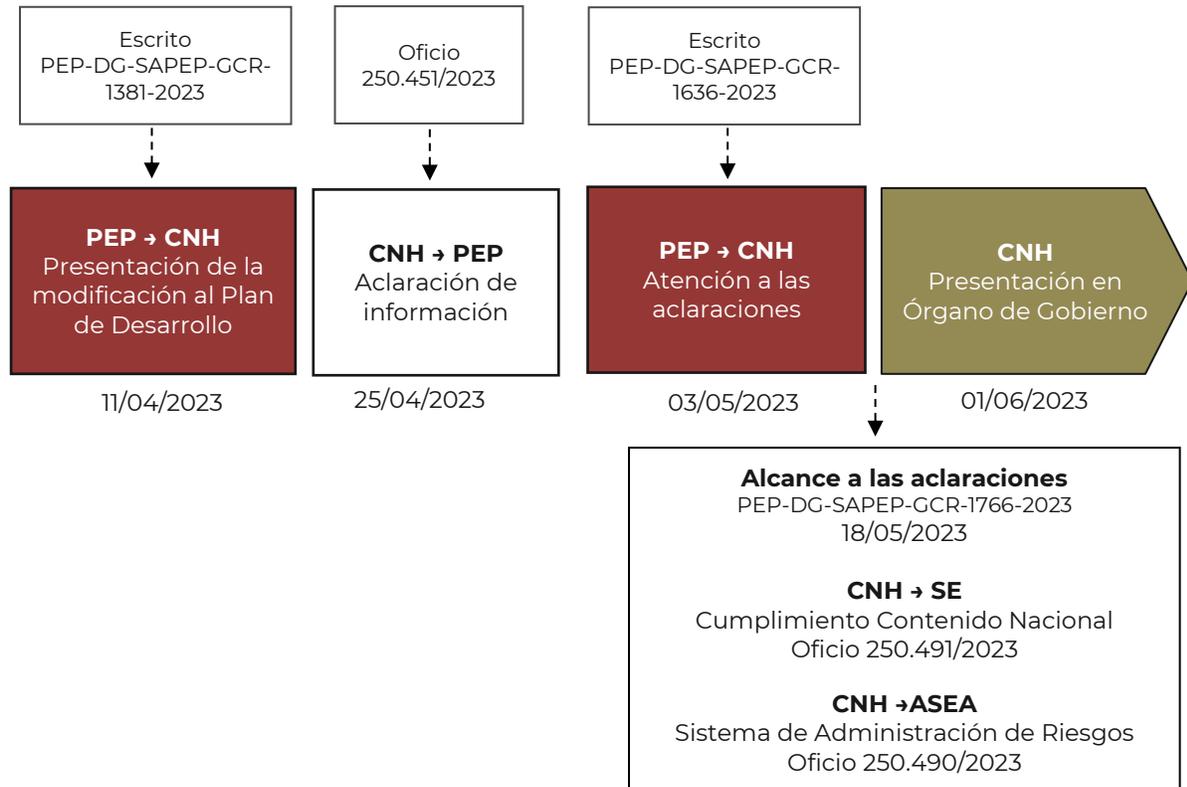


Figura 2. Cronología del proceso de Evaluación, Dictamen Técnico y presentación en Órgano de Gobierno. (Fuente: Comisión).

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 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; los *Lineamientos Técnicos en Materia de Recuperación Secundaria y Mejorada* (en adelante, LTMRSM) publicados en el DOF el 22 de noviembre de 2018 y las *Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos* (en adelante, Disposiciones Técnicas) publicadas en el DOF el 7 de enero de 2016 y modificadas por acuerdos publicados en el DOF el 10 de marzo de 2020 y 23 de junio de 2022.

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 en el Anexo II de los Lineamientos.

V. ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN

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

La modificación propuesta al Plan de Desarrollo vigente actualiza los supuestos establecidos en el artículo 62, fracciones III y XI inciso a) de los Lineamientos, conforme a lo que se muestra en la Tabla 1:

- Cuando existe un incremento o decremento del quince por ciento o más de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente, en términos reales y de acuerdo con el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, tomado como base el mes y año en que fue aprobado el Plan. Dicho apartado se desarrolla en el inciso i) del presente Dictamen.

Versión	Periodo	Inversiones MM US\$	Gastos de Operación MM US\$	Total MM US\$	Diferencia en % (PDE - Erogado en pesos de 2023 vs MPDE)
PDE vigente	2019-2039 ^a	\$337.50	\$64.95	\$402.45	-23%
Erogado	2019-2023 ^b	\$219.10	\$0.93	\$220.03	
MPDE	2023-2031	\$89.39	\$50.92	\$140.31	

Tabla 3. Variación en inversiones y gastos de operación del PDE vigente y la MPDE.
(Fuente: CNH e información presentada por el Operador).

- Cuando el Área de Asignación o Contractual produzca 5,000 barriles o más de promedio diario anual de Petróleo se sujetará a lo siguiente:
 - a) Exista una variación del \pm treinta por ciento o más del volumen a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo. Dicha actualización se explica a detalle en el inciso e) del presente Dictamen.

	Volumen aceite	Volumen de gas
Programado 2022	2.47 MMB	1.93 MMMPC
Real 2022	7.06 MMB	5.42 MMMPC
Diferencia en %	+186%	+181%

Tabla 4. Variación en la producción real vs programada de la Asignación.
(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.

Yacimiento		Cretácico Superior
Área (Km ²)		10.16
Año de Descubrimiento		2015
Fecha de inicio de producción		2020
Profundidad promedio (m)		4,080
Tipo de Yacimiento		Aceite negro
Pozos*	Productores	4
	Cerrados con posibilidades	0
	Cerrados sin posibilidades	0
	Taponados	0
Marco geológico	Éra	Mesozoico
	Periodo	Cretácico
	Época	Superior
	Cuenca	Sureste Marino (Pilar Reforma Akal)

Yacimiento		Cretácico Superior
	Litología	Brechas calcáreas dolomitizadas
Propiedades petrofísicas	Saturación inicial promedio de agua (%)	23.046
	Saturación actual promedio de agua	36.32
	Porosidad promedio (%)	7.03
	Permeabilidad promedio (MD)	0.17
	Espesor bruto promedio (m)	76.18
	Espesor neto promedio (m)	44.01
	Relación neto/bruto	57.8
Propiedades de los fluidos	Densidad °API	35
	Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento (CP)	0.324
	Viscosidad del aceite en el punto de burbuja (CP)	0.313
	Factor de volumen de aceite inicial (Boi)	1.58
	Factor de volumen de aceite en el punto de burbuja (Bob)	1.595
	Factor de volumen de aceite actual (Bo actual)	1.584
	Relación de solubilidad inicial (Rsi) (m ³ /m ³)	0.742
	Relación de solubilidad en el punto de burbuja (Rsb) (m ³ /m ³)	0.742
	Densidad relativa del gas (gr/cm ³)	0.905
	Poder calorífico del gas (BTU/pc)	1294.1
	Presión de saturación o rocío (Kg/cm ²)	210
	Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (mpc/bl)	6.8155
	Relación condensado gas (bl/mpc)	No aplica
Propiedades del Yacimiento	Temperatura °C	141
	Presión inicial (Kg/cm ²)	232
	Presión actual (Kg/cm ²)	226
	Mecanismo de empuje principal	Empuje hidráulico
	Mecanismo de empuje secundario	Expansión roca fluidos.

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

c) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS

1. Evolución histórica del volumen original de hidrocarburos de la Asignación.

La Asignación AE-0024-3M-Okom-07 Campo Cheek se encuentra conformada por un yacimiento productor de aceite negro. Inició su explotación en julio de 2020 y actualmente cuenta con cuatro pozos perforados. El volumen original propuesto en la modificación al Plan

de Desarrollo para la Extracción corresponde a 96.3 MMb de aceite y 71.4 MMMpc de gas y es consistente con las cifras oficiales de Reservas al 01 de enero de 2023.

En las Figuras 3 y 4, se presenta la evolución histórica del volumen original de aceite y gas para la Asignación AE-0024-3M-Okom-07 Campo Cheek considerando el periodo 2016-2023.



Figura 3. Evolución histórica del Volumen Original de aceite (Fuente: Comisión con información del Asignatario).

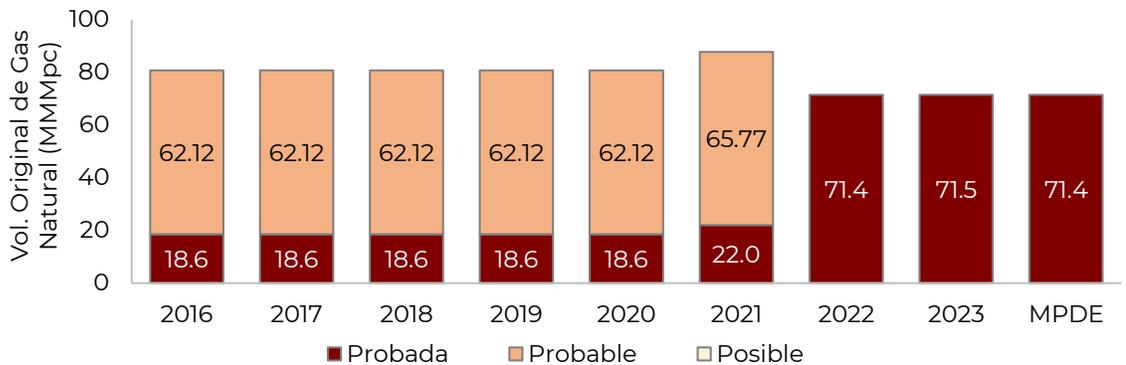


Figura 4. Evolución histórica del Volumen Original de gas (Fuente: Comisión con información del Asignatario).

2. Evolución histórica de las Reservas asociadas a la Asignación.

La propuesta de la MPDE asociada a la Asignación AE-0024-3M-Okom-07 Campo Cheek contempla recuperar un volumen de 18.8 MMb de aceite y 14.4 MMMpc de gas, y corresponde con la categoría de Reservas 1P. Existe una variación a la baja de -3.3 MMb de aceite y -2.5 MMMpc de gas respecto a las cifras oficiales de Reservas al 1 de enero de 2023, asociado al comportamiento del campo y a la producción del periodo.

En las Figuras 5 y 6 se muestra la evolución histórica de las Reservas asociadas a la Asignación AE-0024-3M-Okom-07 Campo Cheek considerando el periodo 2016-2023.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 05/06/2023 10:47:02 a. m.

Sello Digital:

H3EKNOyFM3SgYiq+PHd2rklkg9diOAdYE8iHNbHJ/LcKFE1+YcQnqBZZG1R9DZZH8yEofvPSqKN08+6AjR+ryP2QVirN2qfWtV2AdWtbGAlRxEjNvt+gCmc/he8pkSfR/ZYvQSnEeQ74U6OMNyNj/PDjczgY2WCzYuv3H/hUx1Sjmdf5U+FrQOE7cFhIFsvxhOb6gEdRx3mzIXEnSoM41dVaJ4EkTBseGJEDYx7iKa/tSvtc5FUDIFn9OeUo9CED5WFYsWaA7WV7HcJtrc6yOFq2IgbPdPQ7HcTpek5dWRLwC2401pX6K+k7czSWOlzyRFEdZduwYR/8rkOrJYw==

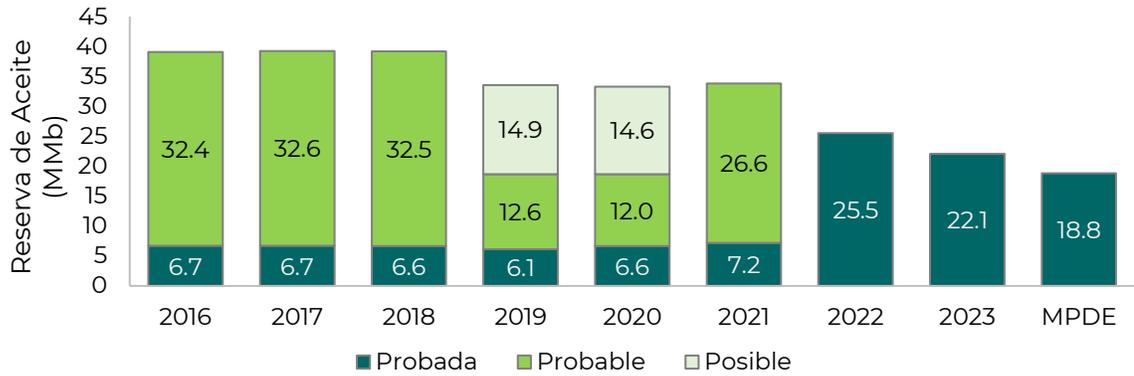


Figura 5. Evolución histórica de las Reservas de aceite asociadas a la Asignación. (Fuente: Reportes oficiales CNH con información del Asignatario).

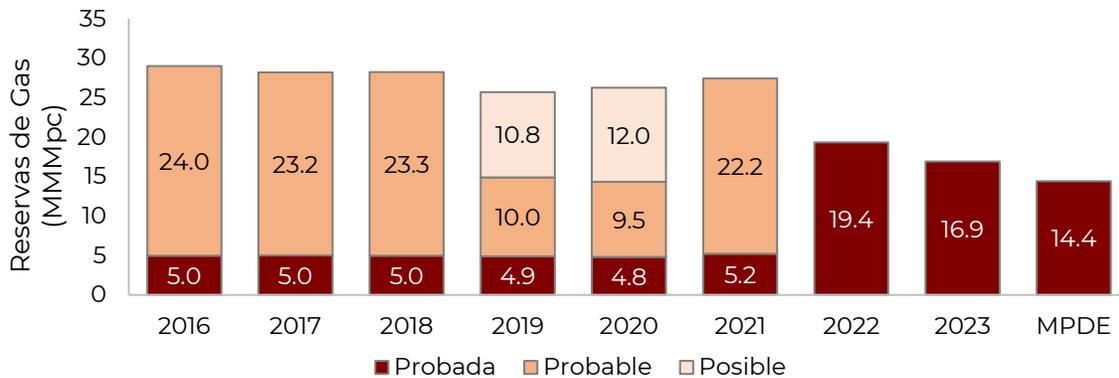


Figura 6. Evolución histórica de las Reservas de gas asociadas a la Asignación. (Fuente: Reportes oficiales CNH con información del Asignatario).

Respecto al factor de recuperación final esperado en el Campo Cheek, este asciende a 39.8% para aceite y 41.7% y se encuentra en orden respecto a las cifras oficiales de Reservas al 1 de enero de 2023 presentadas en el MPDE.

La comparación de los factores de recuperación finales, correspondientes a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, así como las cifras oficiales de Reservas al 01 de enero de 2023, se presentan en las Figuras 7 y 8.

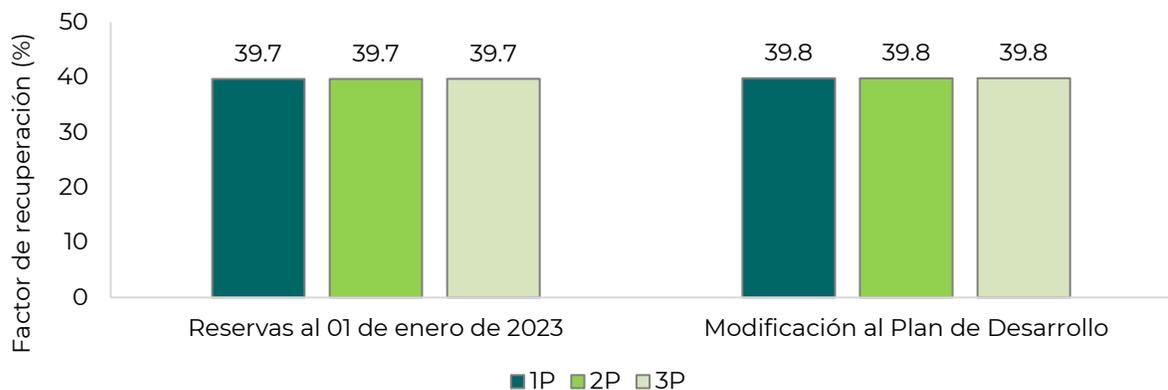


Figura 7. Factor de recuperación final de aceite de la Asignación. (Fuente: CNH con información del Asignatario).

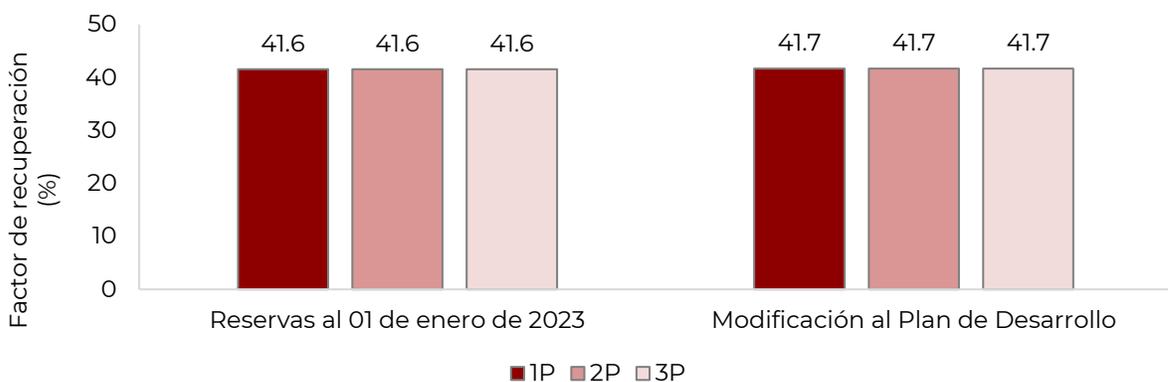


Figura 8. Factor de recuperación final de gas de la Asignación. (Fuente: CNH con información del Asignatario).

3. Conclusiones

- La propuesta de la MPDE considera un volumen original de 96.3 MMb de aceite y 71.4 MMMpc de gas y es consistente respecto a las cifras oficiales de Reservas al 1 de enero de 2023.
- El Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la Asignación AE-0024-3M-Okom-07 Campo Cheek contempla recuperar un volumen de 18.8 MMb de aceite y 14.4 MMMpc de gas, y corresponde con la categoría de Reservas 1P. Existe una variación negativa de -3.3 MMb de aceite y -2.5 MMMpc de gas respecto a las cifras oficiales de

Reservas al 1 de enero de 2023, asociado al comportamiento del campo y a la producción del periodo.

- En la presente MPDE se contempla la recuperación de la Reserva 1P a través de los pozos existentes, considerando únicamente mantenimiento de la producción base realizando 6 reparaciones menores. En el año 2031 se contempla el abandono del campo mediante 4 taponamientos de pozos y desmantelamiento de infraestructura.
- Respecto al factor de recuperación final esperado en el Campo Cheek, este asciende al 39.8% para aceite y 41.7% con respecto a los valores de reserva 1P presentados en el MPDE, y se encuentra en orden respecto a las cifras oficiales de Reservas al 1 de enero de 2023.

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

El Asignatario evaluó tres alternativas de desarrollo, con el objetivo de maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos y garantizar así, la máxima rentabilidad del proyecto, la optimización de los costos operativos e inversiones, la desincorporación y el abandono de la infraestructura actual y el taponamiento de pozos, reduciendo los riesgos involucrados en el Plan de Desarrollo.

El análisis de las alternativas se realizó a partir de la evaluación de escenarios, el cual correlaciona diferentes aspectos técnicos y económicos que influyen en el desarrollo del proyecto. Los principales criterios que se utilizaron para la mejor selección de la alternativa son:

- Indicadores de rentabilidad
- Tiempo de recuperación de la reserva
- Volumen de reserva a recuperar
- Riesgos operativos
- Tipos de intervención
- Instalaciones disponibles

La Alternativa 1 es la seleccionada para continuar con el desarrollo de la Asignación, ya que ofrece un balance óptimo de acuerdo con el riesgo técnico y los indicadores económicos. Al realizar la comparativa con las Alternativas 2 y 3, éstas proponen recuperar el mismo volumen de aceite y gas, con una mayor inversión y un beneficio menor que la Alternativa ganadora.

A continuación, se describen la actividad física, inversiones e indicadores económicos de las alternativas analizadas:

Características	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
	(Seleccionada)		
Metas físicas (Número)			
Perforación de pozos de desarrollo	-	-	1
Terminación de pozos de desarrollo	-	-	1
Intervenciones mayores a pozos	-	1	-
Reparaciones menores	6	5	6
Instalaciones	-	-	-
Ductos	-	-	-
Abandono de pozos	4	4	5
Abandono de ductos	2	2	2
Abandono de instalaciones	1	1	1
Volumen a recuperar			
Aceite (MMb)	18.83	18.83	18.83
Gas (MMMpc)	14.42	14.42	14.42
Inversiones (MMusd)	89.39	102.02	117.43
Gastos de Operación (MMusd)	50.92	50.92	50.92
Indicadores económicos			
VPN AI (MMusd)	984.18	978.27	975.51
VPN DI (MMusd)	401.34	394.09	397.11
VPI (MMusd)	56.65	67.12	85.38
VPN/VPI AI	17.37	14.57	11.43
VPN/VPI DI	7.08	5.87	4.65

Tabla 7. Resumen de las Alternativas analizadas por el Asignatario.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

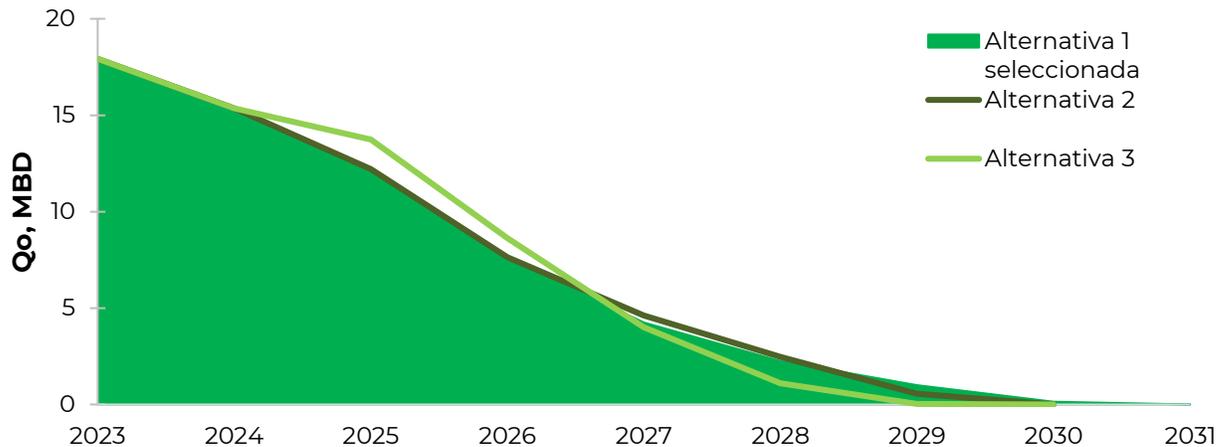


Figura 10. Pronóstico de producción de aceite de las Alternativas analizadas.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

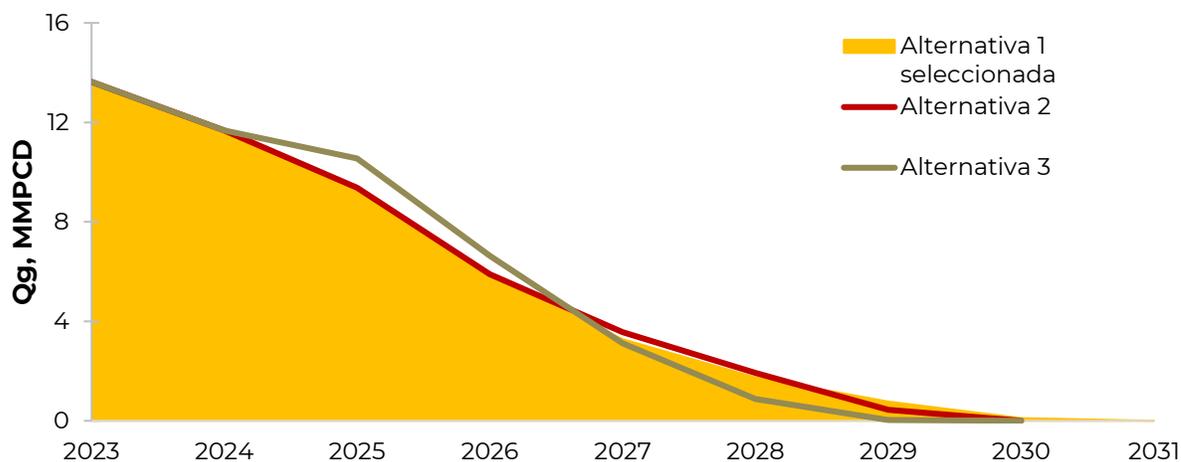


Figura 9. Pronóstico de producción de gas de las Alternativas analizadas.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

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

En la Tabla 8 se muestra la comparación entre lo programado en el Plan vigente de 2019 a marzo 2023, lo real ejecutado por el Asignatario y su proyección a junio de 2023, así como lo propuesto en el Plan modificado a la vigencia de la Asignación en 2034 y al límite económico de la Asignación en 2031.

Concepto	Unidades	Plan Vigente	Real ⁽⁴⁾	Remanente	Plan Modificado
		2019 – 2029	2019 – jun 2023		jul 2023 - 2031
Pozos terminados	Número	2	3	- 1	-
Recuperación		1	1	-	2
Plataforma		1	1	-	-
Ductos		2	2	-	-
Volumen de aceite a extraer	MMb	18.68	19.44	-0.76	18.83
Volumen de gas a extraer ⁽²⁾	MMMpc	14.89	15.17	-0.28	14.42
Inversión ⁽³⁾	MMusd	304.64	196.56	108.08	89.39
Gasto de operación ⁽³⁾		58.63	0.82	57.81	50.92

(1) Los volúmenes a recuperar propuestos del Plan Modificado corresponden a los estimados a la fecha de inicio del plan al 1º de julio de 2023.

(2) Considera el gas hidrocarburo.

(3) Inversiones y gastos de operación del Plan Vigente referidos a millones de usd@2023.

(4) Real ene 2019 - ene 2023 + mejor proyección feb-jun 2023

Nota 1: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Nota 2: Paridad 20.6902 pesos/usd.

Tabla 8. Comparativo de actividad, inversión y volumen a recuperar.
(Fuente: Asignatario).

Seguimiento al Plan de Desarrollo vigente

La comparación del avance en producción, actividades físicas y costos entre el Plan vigente y lo real ejecutado (periodo 2019 – marzo 2023) en la Asignación, se muestra en la Tabla 9.

Cabe destacar, que el volumen de aceite y gas real producido de 2019 a marzo de 2023 es significativamente mayor (+186% para el aceite y +181% para el gas) a lo esperado en el Plan de Desarrollo vigente, y que el pronóstico de producción en el MPDE supera considerablemente al plasmado en el Plan de Desarrollo aprobado, acumulando una variación al alza de +14.71 Mmb y +11.35 MMMpc de gas. Lo anterior, a pesar del desfase en el inicio del desarrollo del Campo, siendo que se esperaba comenzar a producir desde noviembre de 2019 y en la realidad la producción inició en julio de 2020.

Asimismo, es de señalarse que la inversión y gastos de operación ejecutados de noviembre de 2019 a marzo de 2023 se mantuvieron conforme a lo aprobado en el Plan vigente, empleando únicamente +1.48 MMUS\$ de más y que para recuperar 18.83 Mmb y 14.42 MMMpc se emplearán +28.99 MMU\$ más de lo que se tenía considerado en el Plan de Desarrollo vigente, reflejando un decremento de -23% de la inversión y gasto de operación requerido originalmente.

Comparación del avance entre el PDE vigente y lo ejecutado en la Asignación (periodo enero 2019 – marzo 2023)																
Año	Qo		Qg		Perforaciones (número)		Terminaciones (número)		RMA (número)		RME (número)		Inversión (MM US\$)		Gastos de Op. (MM US\$)**	
	(Mbd)		(MMpcd)		Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan ¹	Real ²	Plan ²	Real ³
	Plan	Real*	Plan	Real*												
2019	1.30	0.00	1.07	0.00	1	0	1	0	1	0	0	0	221.80	74.69	2.47	0.00
2020	18.65	5.56	15.29	4.75	1	2	1	2	0	1 ¹	0	0	23.54	100.08	35.32	0.93
2021	13.13	19.13	10.69	14.94	0	1	0	1	0	0	0	0	2.25	36.71	24.78	0.00
2022	6.76	19.35	5.29	14.85	0	0	0	0	0	0	2	0	12.50	7.59	12.71	0.00
2023	2.53	18.84	1.94	14.26	0	0	0	0	0	0	2	0	18.65	0.21	4.75	0.00

Las cifras pueden no coincidir por redondeo. La fecha de inicio del PDE vigente es el 01 de enero de 2019.

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

¹Corresponde a la recuperación del pozo Cheek-1.

²Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados a USD@2023. El factor utilizado para la actualización es 1.27978 (con el INPP promedio ene-mar 2023: 258.6).

³Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a USD@2023, los factores de actualización y tipos de cambio utilizados son:

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

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

2019 = 1.2944 2021 = 1.1377 2023 = 1.000

2019 = 19.26177 2021 = 20.28179 2023 = 18.70414

2020 = 1.3307 2022 = 0.9779

2020 = 21.49609 2022 = 20.12499

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

Tabla 9. Comparativo del PDE vigente contra lo real ejecutado.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

Seguimiento al Compromiso Mínimo de Trabajo

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

“Las actividades de Extracción se llevarán a cabo en términos del Plan de Desarrollo para la Extracción aprobado por la Comisión y el Compromiso Mínimo de Trabajo establecido en el Anexo 2 de la presente Asignación.”

ASIGNACIÓN: AE-0024-3M - Okom - 07

El Compromiso Mínimo de Trabajo de esta Asignación relativo a las actividades de Extracción correspondientes al Campo Cheek, se describe a continuación:

Metas físicas (número)	
Perforación de pozos de desarrollo	2
Terminación de pozos de desarrollo	2
Recuperación de pozos exploratorios	1
Reparaciones Menores	8
Estructuras marinas	1
Ductos	2
Inversiones (MMUSD)	263.66

Tabla 10. Extraída del Anexo 2 del Título vigente de la Asignación. (Fuente: SENER).

En virtud de lo anterior, en las siguientes tablas se presenta el Compromiso Mínimo de Trabajo (en adelante, CMT) establecido en el Título vigente de la Asignación, y lo real ejecutado por el Asignatario (Tabla 11).

Año	CMT Perf.	CMT Term.	CMT Rec. Pozos ¹	CMT RME	CMT Estructuras marinas	CMT Ductos	CMT Inv ² (MMUSD 2019)	CMT Inv ³ (MMUSD 2022)
2019	1	1	1	-	1	2	173.3	221.8
2020	1	1	-	-	-	-	18.4	23.5
2021	-	-	-	-	-	-	1.8	2.3
2022	-	-	-	2	-	-	9.8	12.5
2023	-	-	-	2	-	-	14.6	18.6
2024	-	-	-	-	-	-	1.8	2.3
2025	-	-	-	1	-	-	3.6	4.5
2026	-	-	-	2	-	-	5.3	6.8
2027	-	-	-	1	-	-	3.6	4.5
2028	-	-	-	0	-	-	1.8	2.3
2029	-	-	-	0	-	-	29.9	38.2
2030-2039	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	2	2	1	8	1	2	263.6	337.5

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

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

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

³ Inversiones del CMT actualizados a USD@2023. El factor utilizado para la actualización es 1.27978 (con el INPP promedio ene-mar 2023: 258.6).

Tabla 11. Detalle del CMT con base en el Título. (Fuente: SENER).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 05/06/2023 10:47:02 a. m.

Sello Digital:

H3EKNOYFM3SgJYiq+PHd2rklkg9diOAdYe8iHNbHJ/LlcKFE1+YcQqnbZZG1R9DZZH8yEofvPSqKN08+6AjR+ryP2QVirN2qfWtV2AdWtbGAIrxEjNvt+gCmc/he8pkSfR/ZYvQSnEeQ74U6OMNyNj/PDjczgY2WCzYuv3H/hUx15Jmdf5U+FrQOE7cFhIFsvxhOb6gEdRx3mzIXEnSoM41dVaJ4EkTbseGJEDYx7iKa/tSvtc5FUDIFn9OeUo9CE D5WFYsWaA7WV7HcJtrc6yOFq21gBpdPQ7HcTpek5dWRLwC2401pX6k+k7czSWOlzyRFEdZduwYR/8rkOrJYw==

Año	Real Perf.	Real Term.	Real Rec. Pozos	Real RME	Real Estructuras marinas ³	Real Ductos ³	Real Inv (MMpesos)C/Año ⁴	Real Inv (MMusd@2022) ⁵
2019	0	0	0	0	0	0	1,111.4	74.86
2020	2	2	1 ¹	0	1	2	1,945.2	120.70
2021	1	1	0	0	0	0	722.6	40.63
2022	0	0	0	0	0	0	209.6	10.21
2023 ²	0	0	0	0	0	0	9.0	0.48
Total	3	3	1	0	1	2	4,606.83	246.88

Las cifras pueden no coincidir por redondeo

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

²Para el Año 2023 se considera el período enero a marzo.

³Información en proceso de solicitud/análisis en conjunto con el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. Las cifras plasmadas fueron obtenidas de la información ingresada por el Asignatario en la Solicitud.

⁴Inversión reportada por el Asignatario correspondiente a los pesos 2019, 2020, 2021, 2022 y 2023, respectivamente.

⁵Inversiones de lo real ejecutado actualizados a dólares del 2023, los factores de actualización y tipos de cambio utilizados son:

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

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

2019 = 1.2944 2021 = 1.1377 2023 = 1.000

2019 = 19.26177 2021 = 20.28179 2023 = 18.70414

2020 = 1.3307 2022 = 0.9779

2020 = 21.49609 2022 = 20.12499

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

Tabla 12. CMT Real. (Fuente: Comisión con información del Asignatario).

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

Metas Propuestas en la Modificación del Plan de Desarrollo (julio 2023 – 2031)

	Perforación PDE propuesto	Terminación PDE propuesto	Rec Pozos PDE propuesto	RME PDE propuesto	Estructuras PDE propuesto	Ductos PDE propuesto	Inversiones PDE propuesto
2023	0	0	0	0	0	0	2.59
2024	0	0	0	1	0	0	10.67
2025	0	0	0	2	0	0	9.77
2026	0	0	0	2	0	0	9.77
2027	0	0	0	0	0	0	4.31
2028	0	0	0	1	0	0	7.23
2029	0	0	0	0	0	0	4.13
2030	0	0	0	0	0	0	1.99
2031	0	0	0	0	0	0	38.93
Metas del PDE propuesto	0	0	0	6	0	0	89.39

Evaluación parcial del CMT (2019 – 2039)

	Perforación	Terminación	Rec Pozos	RME	Plataformas	Ductos	Inversiones
Metas del PDE propuesto [Julio 2023-2031]	0	0	0	6	0	0	89.4
Real [2019-Marzo 2023]	3	3	1	0	1	2	246.9
Metas del CMT [2019-2039]	2	2	1	8	1	2	337.5
Diferencia [(Metas PDE+Real)-CMT]	1	1	0	-2	0	0	-1.1

De conformidad con lo plasmado en los resultados de la evaluación parcial del CMT y con base en lo establecido en el CMT del Título vigente, se deriva lo siguiente:

Respecto del horizonte julio 2023 – 2031, las metas establecidas en la Solicitud del Asignatario consideran las actividades físicas necesarias para dar cumplimiento al CMT durante dicho periodo, que son Metas del PDE propuesto, conforme a lo siguiente:

	Perforación (número)	Terminación (número)	Ductos (número)	Rec. Pozos (número)	Plataformas (número)	RME (número)	Inversiones (mmusd)
Metas del CMT [2023-2039]	0	0	0	0	0	6	77.3
Metas del PDE propuesto [marzo 2023 - 2031]	0	0	0	0	0	6	89.4

Por otro lado, se advierte que, de los resultados obtenidos de la evaluación parcial del CMT en el horizonte 2019-2039, derivado de falta de ejecución de reparaciones menores y erogación de inversión durante el periodo enero 2019 – marzo 2023, se identifica una desviación a la baja en las RME e inversiones.

Modificación al Plan de Desarrollo

En la siguiente tabla se presentan las actividades físicas, así como la inversión y gastos de operación:

Actividad	2023*	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	TOTAL
Perforaciones desarrollo (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Terminaciones desarrollo (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Reparaciones Mayores (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Reparaciones Menores (Número)	-	1	2	2	-	1	-	-	-	6
Instalaciones (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Ductos (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Taponamientos (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	4	4
Abandono de ductos^a (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2
Abandono de infraestructura^b (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Inversión (MMusd)	2.59	10.67	9.77	9.77	4.31	7.23	4.13	1.99	38.93	89.4
Gastos de Op. (MMusd)	8.58	15.19	12.04	7.55	4.20	2.23	0.99	0.14	0.00	50.9
Otros egresos (MMusd)	6.25	11.48	11.84	10.80	8.71	10.43	8.52	4.18	0.00	72.2

Tabla 13. Actividad, inversiones y gasto de operación programados para la modificación del Plan de Desarrollo. (Fuente: Comisión con información del Asignatario).

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

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

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

Nota: De acuerdo con el Título de la Asignación AE-0024-3M – Okom – 07, Campo Cheek, la vigencia para realizar actividades petroleras es hasta el año 2039.

A continuación, se presentan los pronósticos de producción contemplados en la Solicitud:

Año	2023 ¹	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030 ²	TOTAL
Producción Aceite (Mbpd)	17.26	15.36	12.20	7.65	4.25	2.25	1.00	0.25	Np
Anual (MMb)	3.18	5.62	4.45	2.79	1.55	0.83	0.37	0.05	
Acumulada (MMb)	3.18	8.80	13.25	16.04	17.59	18.42	18.78	18.83	
Producción Gas (MMpcd)	13.11	11.68	9.37	5.89	3.29	1.75	0.78	0.19	Gp
Anual (MMMpc)	2.41	4.27	3.42	2.15	1.20	0.64	0.28	0.04	
Acumulada (MMMpc)	2.41	6.69	10.11	12.26	13.46	14.10	14.38	14.42	

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

¹La fecha de inicio de la vigencia del nuevo PDE es a partir de 01 de julio de 2023. La producción acumulada corresponde al periodo 01 de julio al 31 de diciembre.

²La fecha de término de la producción del nuevo PDE es al 31 de julio de 2030. La producción acumulada al periodo de 01 de enero al 31 de julio.

*Tabla 14. Pronóstico de producción del Plan de desarrollo modificado.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).*

El límite económico de la modificación al Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario se encuentra previsto para el año 2031, el cual se encuentra dentro de la vigencia de la Asignación 2034.

En la Figura 14 y Figura 15, así como en la Tabla 15 y Tabla 16, se observa el comparativo de los escenarios de producción del Plan vigente, producción histórica real y el escenario de la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo para el aceite y para el gas, respectivamente.

Aceite	PDE 2019– 2023	Real 2019-2023	PDE 2023-2029	MPDE 2023-2031
Volumen(MMbls)	15.48	22.62	4.12	18.83
Diferencia	+7.14		+14.71	

* Real, del periodo de 2019 a marzo 2023

*Tabla 15. Comparación del volumen de aceite a recuperar.
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)*

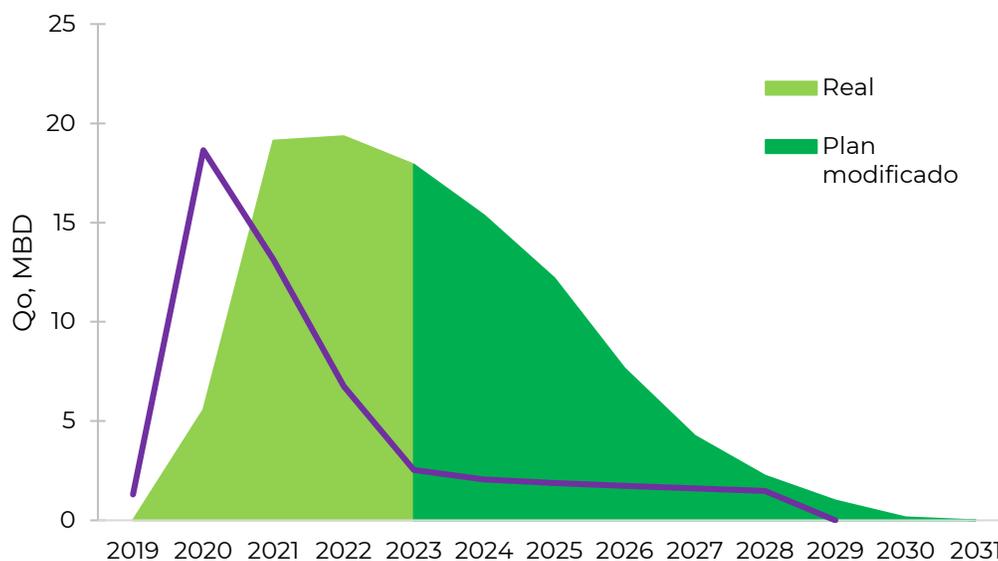


Figura 11. Pronóstico de producción de aceite del Plan vigente y la modificación al Plan.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Gas	PDE 2019– 2023	Real 2019-2023	PDE 2023-2029	MPDE 2023-2031
Volumen (MMMpc)	12.52	17.57	3.07	14.42
Diferencia	+5.05		+11.35	

* Real, del periodo de 2019 a marzo 2023.

Tabla 16. Comparación del volumen de gas a recuperar.
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 05/06/2023 10:47:02 a. m.

Sello Digital:

H3EKNOyFM3SgjYiq+PHd2rkIkg9diOAdYE8iHNbHJ/LcKFE1+YcQqnbZZG1R9DZZh8yEofvPSqKN08+6AjR+ryP2QVirN2qfW1tV2AdWtbGAlRxEjNvt+gCmc/he8pkSfR/ZYvQSnEeQ74U6OMNyNj/PDjczgY2WCzYuv3H/hUx15Jmdf5U+FrQOE7cFhIFsvxhOb6gEdRx3mzIXEnSoM41dVaJ4EkTBseGJEDYx7iKa/tSvtc5FUDIFn9OeUo9CED5WFYsWaA7WV7HcTrc6yOFq21gBpdPQ7HcTpek5dWRLwC2401pX6K+k7czSWOlzyRFEdZduwYR/8rkOrJYw==

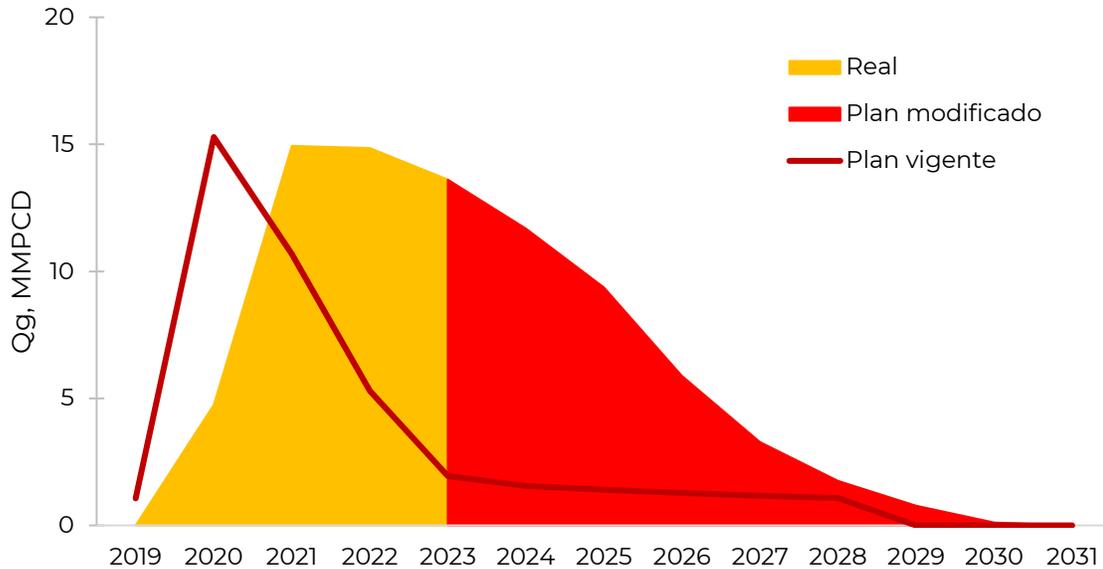


Figura 12. Pronóstico de producción de gas del Plan vigente y la modificación al Plan.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

De las gráficas anteriores es importante destacar que, a pesar de haber un desfase en el inicio de la producción del Campo, debido al comportamiento de producción mediante Bombeo Neumático en el Campo y al éxito de las reparaciones mayores y menores, se ha incrementado el volumen a recuperar respecto a lo aprobado en el Plan vigente.

Por otra parte, el Campo un corte de agua de 8.3% a marzo de 2023, y el Operador manifiesta que la producción de agua incrementará a futuro, no obstante, se realizarán acciones preventivas y correctivas para que los volúmenes a recuperar se mantengan en los términos propuestos.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 05/06/2023 10:47:02 a. m.

Sello Digital:

H3EKNOyFM3SgjYiq+PHd2rkIkg9diOAdYE8iHNbHJ/LcKFE1+YcQqnbZZG1R9DZZh8yEofvPSqKN08+6AjR+ryP2QVirN2qfW1tV2AdWtbGAlRxEjNvT+gCmc/he8pkSfR/ZYvQSnEeQ74U6OMNyNj/PDjczgY2WCzYuv3H/hUx1Sjmdf5U+FrQOE7cFhIFsvxhOb6gEdRx3mzIXEnSoM41dVaJ4EkTBseGJEDYx7iKa/tSvtc5FUDIFn9OeUo9CED5WFYsWaA7WV7HcJtrc6yOFq21gBpdPQ7HcTpek5dWRLwC2401pX6K+k7czSWOlzyRFEdZduwYR/8rkOrJYw==

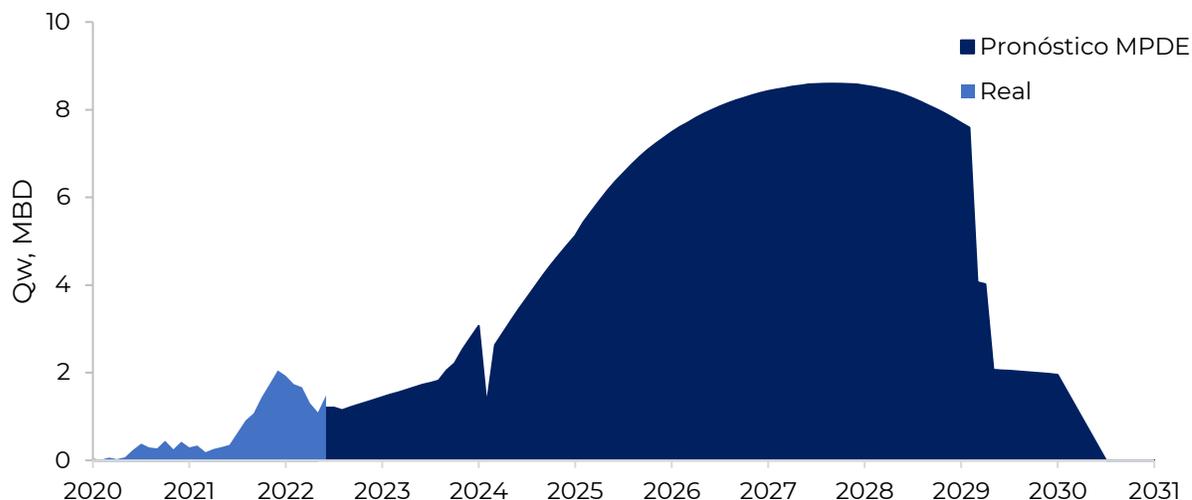


Figura 13. Histórico y pronóstico de producción de agua del Campo.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

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

f.1) Características geológico – estructurales

El campo Cheek fue descubierto en el año 2015 por el pozo exploratorio Cheek-1, y se describe como un anticlinal asimétrico el cual presenta una orientación NO-SE, el yacimiento probado corresponde a la época Cretácico Superior (KS) constituido por brechas calcáreas dolomitizadas y fracturadas de mudstone-wackestone de intraclastos y bioclastos.

La Figura 14 muestra la configuración estructural en profundidad para el yacimiento mencionado.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 05/06/2023 10:47:02 a. m.

Sello Digital:

H3EKNOyFM3SgjYiq+PHd2rkIk9diOAdYE8iHNbHJ/LcKFE1+YcQqnbZZG1R9DZZh8yEofvPSqKN08+6AjR+ryP2QVirN2qfW1tV2AdWtbGAlRxEjNvT+gCmc/he8pkSfR/ZYvQSnEeQ74U6OMNyNj/PDjczgY2WCzYuv3H/hUx1Sjmdf5U+FrQOE7cFhIFsvxhOb6gEdRx3mzIXEnSoM41dVaJ4EkTBseGJEDYx7iKa/tSvtc5FUDIFn9OeUo9CED5WFYsWaA7WV7HcJtrc6yOFq21gBpdPQ7HcTpek5dWRLwC2401pX6K+k7czSWOlzyRFEdZduwYR/8rkOrJYw==

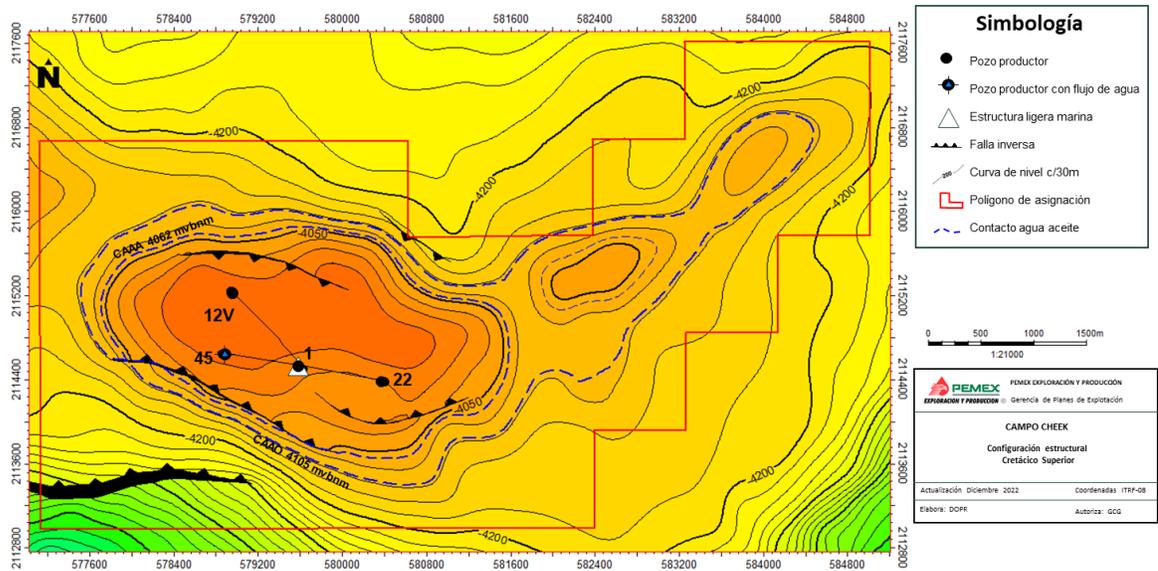


Figura 14. Configuración estructural del yacimiento KS.(Fuente: Asignatario).

f.2) Perforación de pozos

No se perforarán pozos en esta modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción.

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 LTMRS. 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 LTMRS por lo que ha sido incorporado al presente Dictamen Técnico. Asimismo, y de conformidad con el artículo 11 de los LTMRS el Programa presentado por el Operador contiene los siguientes elementos:

- I. Resumen ejecutivo que incluye 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.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 05/06/2023 10:47:02 a. m.

Sello Digital:

H3EkNOyFM3SgjYiq+PHd2rklkg9diOAdYe8iHNbHJ/LlcKFE1+YcQqnbZZGIR9DZZh8yEofvPSqKN08+6AjR+ryP2QVirN2qfWtV2AdWtbGAIrxEjNvt+gCmc/he8pkSfR/ZYvQSnEeQ74U6OMNyNj/PDjczgY2WCzYuv3H/hUx1Sjmdf5U+FrQOE7cFhIFsvxhOb6gEdRx3mzIXEnSoM41dVaJ4EkTBseGJEDYx7iKa/tSvtc5FUDIFn9OeUo9CE D5WFySwaA7WV7HcJtrc6yOFq2lgBpdPQ7HcTpek5dWRLwC2401pX6k+k7czSWOlzyRFEdZduwYR/8rkOrJYw==

f.3.1) Resumen ejecutivo que incluya los elementos generales del Programa

En la siguiente tabla se presenta el resumen con las propiedades de la roca y los fluidos a considerar para la evaluación de los posibles métodos de recuperación adicional en el yacimiento Cretácico Superior.

Yacimientos	Densidad @ c.s. (°API)	Viscosidad @ Pb (cp)	Saturación de aceite inicial (%)	Espesor Neto (m)	Permeabilidad (mD)	Profundidad del Plano de Referencia (mv)	Porosidad (%)	Temperatura (°C)	Volumen original de aceite (MMb)	Volumen original de gas (MMMpc)
Cretácico Superior	35	0.313	76.95	44.01	984	4,080	7.03	141	96.32	71.45

Tabla 17. Características del yacimiento a considerar para los posibles procesos de recuperación analizados. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

f.3.2) Resultados del Estudio de Campos análogos y Tablas de Apoyo de los procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada para el Yacimiento Cretácico y Jurásico.

Los procesos evaluados por el Operador fueron basados en estadísticas de Campos con características similares a los que se les han implementado procesos exitosos y que reflejan los criterios de selección recomendados; pretendiendo encontrar Campos análogos a nivel mundial que permitan conocer los resultados obtenidos.

El Operador llevó a cabo la selección a través de la herramienta EOR SELECTOR 1.0 y DAKS, tomando en cuenta numerosos yacimientos alrededor del mundo, donde se han aplicado diferentes tipos de procesos de Recuperación Secundaria y/o Mejorada.

En las siguientes tablas se presentan los resultados obtenidos para cada yacimiento de la Asignación.

Campo	País	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)	Proceso	Formación
Cheek (BKS)	México	984	7.03	Primario	Carbonatos
Pembina M Pool	Canadá	540	9	Hidrocarburo miscible	Carbonatos

Tabla 18. Campos análogos y procesos empleados respecto a la permeabilidad y porosidad, Yacimiento KS. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Yacimiento	Campo	País	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)	Proceso	Formación
BKS	Cheek	México	984	7.03	Primario	Carbonatos
Kelamayi	Kelamayi	China	120	18	Químicos	Carbonatos
Mauddud	Awali	Barein	63	25	Químicos	Carbonatos
Carmopolis (Muribeca)	Carmopolis	Brasil	60	15	Químicos	Carbonatos
Phosphoria	Oregon Basin	Brasil	57	18	Químicos	Carbonatos
Upper Smackover	Walker Creek	EUA	145	11	Gases Hidrocarburos	Carbonatos
Turner Valley (Rundle C Oil Pool)	Harmattan-Elkton	Canadá	113	13	Gases Hidrocarburos	Carbonatos
Kujung Formation	Banyu Urip	Indonesia	100	26	Gases Hidrocarburos	Carbonatos
Upper Sabil	Intisar D	Libia	87	22	Gases Hidrocarburos	Carbonatos

Tabla 19. Campos análogos y procesos empleados respecto a la permeabilidad y porosidad, Yacimientos del Cretácico Superior. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Con base en el estudio de campos análogos, y considerando las propiedades del yacimiento, la inyección de químicos y la inyección de gases hidrocarburos son los procesos potenciales aplicables para el yacimiento del Cretácico Superior, como métodos de recuperación secundaria para el mantenimiento de la presión.

f.3.3) Resultados del Estudio de Factibilidad Económica Probabilista

Método RSM	Volumen original 3P de aceite (MMb)	Volumen original 3P de gas (MMMpc)	Factor de recuperación de aceite incremental (FR%)	Volumen de aceite a obtener (MMb)	Volumen de gas a obtener (MMMpc)	Costos operativos + inversiones MM US\$
Inyección Químicos	96.32	71.45	1.49	1.44	1.06	162.64
Inyección Gases Hidrocarburos	96.32	71.45	3.37	3.25	2.41	281.31

Tabla 20. Premisas utilizadas para el estudio de factibilidad económica probabilista (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Resultados de los análisis probabilísticos realizados por el Asignatario

Indicador Económico		P10	P50	P90
VPN (MM US\$)	Antes de Impuestos	-73.95	-57.27	-41.89
	Después de Impuestos	-106.38	-90.41	-75.91
VPN/VPI (\$/\$)	Antes de Impuestos	-0.57	-0.49	-0.40
	Después de Impuestos	-0.81	-0.77	-0.73

Tabla 21. Resumen de indicadores económicos del yacimiento Cretácico Superior al aplicar el método de inyección de químicos. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Indicador Económico		P10	P50	P90
VPN (MM US\$)	Antes de Impuestos	-355.66	-316.13	-283.84
	Después de Impuestos	-428.89	-390.32	-359.45
VPN/VPI (\$/\$)	Antes de Impuestos	-1.60	-1.50	-1.41
	Después de Impuestos	-2.00	-1.85	-1.71

Tabla 22. Resumen de indicadores económicos del yacimiento Cretácico Superior al aplicar el método de inyección de gases hidrocarburos. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Como se puede observar en los resultados de los análisis probabilísticos, se tienen indicadores económicos negativos, debido a los costos de los proyectos y los volúmenes de hidrocarburos a recuperar, lo que concluye que no es viable económicamente la implementación de la inyección de químicos y la inyección de gases hidrocarburos como métodos de recuperación secundaria.

f.3.4) Resultados del Estudio de Factibilidad Técnica del Programa

Derivado de los volúmenes de hidrocarburos a recuperar, así como a la complejidad geológica al ser un yacimiento de carbonatos fracturados, la madurez del campo, y a la necesidad de construir infraestructura adicional, ya que en la Asignación no se cuenta con instalaciones de proceso, se concluye que, a las condiciones actuales, los procesos no son técnicamente viables.

f.3.5) 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 la información presentada por el Operador y analizada por la Comisión, se determina que los procesos de inyección de químicos y de gases hidrocarburos para el yacimiento Cretácico Superior no son técnica y económicamente viables, lo anterior, debido a la complejidad del yacimiento, los bajos factores de recuperación de hidrocarburos, la necesidad de infraestructura adicional, y los elevados costos de inversión y gastos de operación.

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

f.4) Modelo de infraestructura

Para el manejo y proceso de la producción, la Asignación cuenta con una plataforma Cheek-A (Estructura Ligera Marina, operando), un oleogasoducto de 16" Ø x 10.2 km, para el transporte de la producción, un gasoducto de 8" Ø x 7.1 km para el suministro de gas de bombeo neumático.

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, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción (DGMyCP) llevó a cabo el análisis y evaluación de la información presentada por el Asignatario, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos.

La Asignación cuenta con una plataforma instalada, un Oleogasoducto de 16" x 10.2 km para el manejo de la producción y un gasoducto de 8" x 7.1 km para suministro de gas de bombeo neumático.

La modificación del Plan de Desarrollo contempla actualizar la estrategia para continuar con la explotación del campo y recuperar a partir del 1 de julio de 2023 un volumen de reserva en categoría 1P de 18.83 MMb de aceite y 14.42 MMMpc de gas, al límite económico, por lo cual se estima alcanzar un factor de recuperación final de la Asignación de 39.80% de aceite y 41.70% de gas, con un horizonte de producción desde julio 2023 hasta el año 2031.

Por consiguiente, como parte de la propuesta, el Asignatario sometió a consideración de esta Comisión la propuesta de continuar con la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para los hidrocarburos líquidos y gaseosos de acuerdo con la estrategia de Medición aprobada mediante la resolución CNH.E.20.001/19 de fecha 04 de abril del 2019. Aunado a lo anterior, se incorporan a la propuesta de implementación de los Mecanismos y Puntos de Medición los Sistemas PA-100 y PA-200 con tecnología de tipo desplazamiento positivo ubicados en la Terminal Marítima Cayo Arcas (en adelante TMCA) y el Sistema M-14 con tecnología tipo ultrasónico ubicado en el FPSO Yúmm k'ak'náab (en adelante, FPSO YKN) para petróleo mientras que para gas se incorpora el Sistema PM-25 con tecnología tipo Placa de Orificio ubicado en el Centro de Proceso de Gas CD Pemex (en adelante, CPG CD Pemex). Ambos sistemas y Puntos de Medición fueron evaluados de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 42 y 43 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (Lineamientos Técnicos, en adelante). Véase figuras 15 y 16.

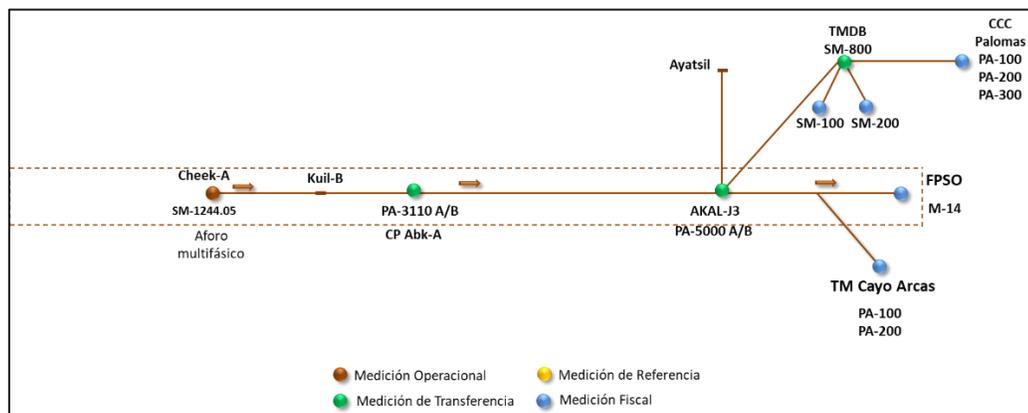


Figura 15. Recorrido de la molécula de Petróleo desde pozo hasta los Puntos de Medición del campo Cheek. (Fuente Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 05/06/2023 10:47:02 a. m.

Sello Digital:

H3EKNOyFM3SgjYiq+PHd2rklKg9diOAdYE8iHNbHJ/LcKFE1+YcQnBZZG1R9DZZH8yEofvPSqKN08+6AjR+ryP2QVirN2qfWtV2AdWtbGAIRejNvT+gCmc/he8pkSfR/ZYvQSnEeQ74U6OMNyNj/PDjczgY2WCzYuv3H/hUx1Sjmdf5U+FrQOE7cFhIFsvxhOb6gEdRx3mzIXEnSoM41dVaJ4EkTbSeGJEDYx7iKa/tSvtc5FUDIFn9OeUo9CE D5WFYsWaA7WV7HcJtrc6yOFq21gBpdPQ7HcTpek5dWRLwC2401pX6k+k7czSWOlzyRFEdZduwYR/8rkOrJYw==

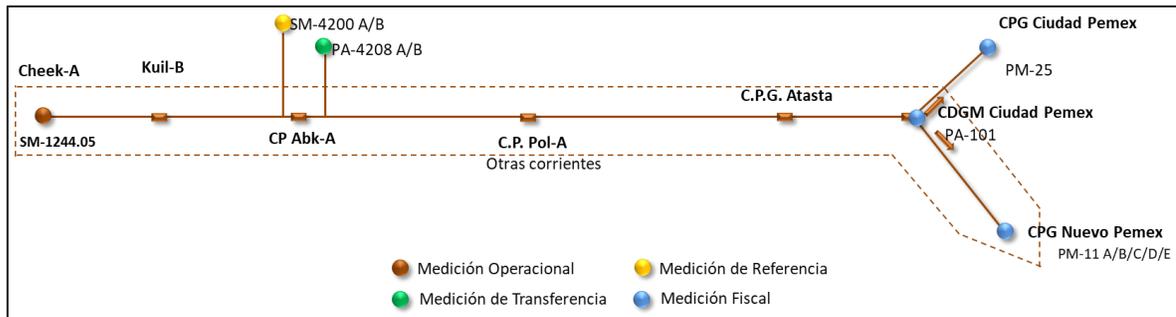


Figura 16. Recorrido de la molécula de gas desde pozo hasta los Puntos de Medición del campo Cheek. (Fuente Asignatario).

Producción y Balance

El Asignatario presenta como parte de la solicitud a la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, los procedimientos para llevar a cabo la medición, balance y determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos producidos asociados al Plan de Desarrollo de la asignación AE-0024-3M-Okom-07 Campo Cheek.

La producción del campo Cheek es enviada al Centro de Proceso Abkatún-A (en adelante, CP Abkatún-A), donde confluyen diversas corrientes de otras asignaciones, para su separación, estabilización, deshidratación y desalado. El crudo estabilizado proveniente de los separadores de segunda etapa y en calidad, será enviado por dos corrientes hacia los Puntos de Medición propuestos, la primera corriente será enviada al Centro Comercializador de Crudo Palomas (en adelante, CCC Palomas) por la TMBD, mientras que la otra corriente se enviará al FPSO YKN y/o TMCA.

Por su parte, el gas es transportado al Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta para compresión y envío a los Puntos de Medición solicitados, Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex (en adelante, CDGM CD Pemex), CPG Cd. Pemex y Nuevo Pemex. En el proceso de manejo de gas en las estaciones de compresión se obtienen líquidos conformados por condensados, cabe señalar que los volúmenes producidos de estos son marginales, sin embargo, el operador solicitó la aprobación del punto de Medición en el CPG Nuevo Pemex, para su cuantificación y determinación de la calidad.

El agua congénita obtenida de los separadores de primera y segunda etapa en el CP Abkatún-A, será tratada e inyectada a los pozos de captación Abk-265 y Abk-267 de la plataforma Abkatún-C por el Acueducto de 20" Ø x 3.6 km.

Para la elaboración de los balances se consideran los movimientos operativos, el cálculo de condiciones de proceso como empaque, desempaque, además de las diferentes mediciones operacionales, de referencia y fiscales.

El Operador tiene contemplado realizar los análisis de calidad de forma diaria en los Puntos de Medición Fiscal, de Transferencia y Referencial, mientras que en el sistema de medición operacional lo realizará de manera mensual en cada uno de los pozos mediante la practica estándar ASTM D4057 para líquido, mientras que el muestreo del gas natural se realizará con la práctica del estándar GPA 2166.

La Asignación AE-0024-3M-Okom-07 Campo Cheek considera continuar con la explotación mediante el soporte a través de Bombeo Neumático como sistema artificial de producción. El operador propone una Meta de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado de 100% anual, lo anterior derivado que el operador tiene contemplado la transferencia de todo el gas producido ya que no cuenta con instalaciones propias dentro del área de asignación para procesar su producción de gas.

Programa de Gas (MPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción	Prom.
Producción de gas	GP	1468	14.41	14.23	14.06	13.88	13.70	13.53	13.36	13.19	13.02	12.86	12.68	365	13.63
	GA	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	365	4.00
Autoconsumo	A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Bombeo Neumático	B	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	365	4.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Transferencia	T	14.68	14.41	14.23	14.06	13.88	13.70	13.53	13.36	13.19	13.02	12.86	12.68	365	13.63
Gas Natural no Aprovechado		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
% de aprovechamiento		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-	100%

El Operador propone la actualización de la RGA de 145.28 m³/m³ a 216 m³/m³, lo anterior derivado del comportamiento del yacimiento, asimismo, dará cumplimiento a la Relación Gas-Aceite para asegurar la maximización del factor de recuperación de hidrocarburos y tomando acciones preventivas o correctivas a desviaciones.

Yacimiento	RGA (m ³ /m ³)	
	Actual	Máxima
CHEEK_BTP-KS	145.28	216

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.

En lo que respecta al Gas producido para ambas etapas en el Campo Cheek estrategia comercial es venderlo a Pemex Transformación Industrial mediante contratos de compraventa para la para la carga de sus centros de proceso de gas.

El aceite producido en el área de Asignación para ambas etapas tiene como calidad característica una densidad cercana a los 35 °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:

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

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

Por otro lado, se espera la calidad del gas para ambas etapas se aproxime a los valores siguientes:

Componentes	%Mol
N2	0.5864
CO2	2.5721
H2S	1.0454
Metano	68.3213
Etano	14.6889
Propano	7.7364
i-Butano	0.8712
i-Pentano	0.5141
n-Pentano	0.6597
n-Butano	2.4305
Hexanos	0.3362

En cuanto a los puntos de venta, el Asignatario señala que para el petróleo el punto de venta se ubicará en CCC Palomas, TMCA, FPSO YKN y Terminal Marítima Dos Bocas.

En lo que respecta al Punto de Venta del Gas, este se ubicara en Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex, CDGM CD Pemex y CPG Cd. Pemex.

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. 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.

Es importante mencionar que el Asignatario señala que los costos asociados al transporte, almacenamiento, logística para el traslado y comercialización de Hidrocarburos entre el Punto de Medición y el punto de venta del aceite son de 1.01 [US\$/barril], mientras que para el gas el Asignatario manifiesta que será de 0.0 [US\$/Mpc].

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 y considerando la infraestructura disponible.

Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH, se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.474/2023 de fecha 09 de mayo de 2023, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-062 con fecha del 09 de mayo 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-0024-3M-Okom-07 Campo Cheek, *"...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 dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en la Solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en la presente Opinión Técnica.
2. El Operador Petrolero 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.
3. El Asignatario deberá de remitir la actualización de las trazabilidades del gas, así como las lineades de distribución donde participa la Asignación AE-0024-3M-Okom-07 Campo Cheek para el proceso de aportación del Balance de gas.
4. 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.
5. El Asignatario deberá adoptar un sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición basado en la norma ISO 10012, de conformidad con lo establecido en los LTMMH, el cual contendrá y resguardará la información relacionada con los sistemas de medición y de los Mecanismos de Medición.
6. El Asignatario deberá mantener y actualizar el censo de los sistemas de medición e instrumentos de medida de los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición tipo operacional, de referencia y transferencia, conforme a lo establecido en la presente Opinión Técnica.
7. 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 el Plan de Desarrollo para la Extracción, asociadas a los Sistemas de Medición de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de

los Mecanismos de Medición y por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.

8. 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.

Conclusiones

De acuerdo con el análisis y evaluación realizadas a la información presentada por el Asignatario se identifica que, la propuesta de implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para la Asignación AE-0024-3M-Okom-07 Campo Cheek continuará con respecto a lo aprobado mediante la Resolución CNH.E.20.001/19 de fecha 04 de abril del 2019 añadiendo en su recorrido y medición los Sistemas de Medición para Petróleo ubicados en el FPSO Yuum K'ak'Náab con TAG M-14 y la Terminal Marítima Cayo Arcas con TAG PA-100 y PA-200 y para Gas el Sistema de medición PM-25 ubicado en el Centro Procesador de Gas CD. Pemex, 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.

h) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado de la Asignación fue aprobado, el 04 de abril de 2019 mediante la Resolución CNH.E.20.001/19, en esta modificación al Plan de Desarrollo se actualiza el pronóstico de producción, las formas de aprovechamiento de gas, la meta de aprovechamiento de gas natural asociado y la máxima relación gas aceite (en adelante, RGA).

La Asignación, tiene como objetivo la maximización del uso y aprovechamiento del Gas Natural Asociado, basado en las disposiciones técnicas y normatividad aplicable en la materia. Teniendo como premisa aprovechar el gas como condición normal de operación con base a las factibilidades técnico-económicas, de conformidad con el artículo 11 de las Disposiciones Técnicas.

En cumplimiento a lo indicado en las Disposiciones Técnicas, en el Artículo 14 fracción II, la proyección de la Meta de Aprovechamiento de Gas se mantendrá de manera sostenida en un nivel de aprovechamiento del 100% anual ya que la Asignación no dispone de instalaciones para el manejo dentro de su área, sino que este será manejado en las instalaciones del Centro Proceso Abkatun-A la cual cuenta con la capacidad suficiente instalada (presente y futura) de equipos para el manejo de Gas.

Características y componentes del gas

En la siguiente tabla se muestra la cromatografía de gases con las características y componentes del gas de la Asignación, señalando que este gas está compuesto en un 68.32% de metano.

		12/11/2020
		Cheek-A P-1
Componentes en % mol	Metano	68.3213
	Etano	14.6889
	Propano	7.7364
	i-Butano	0.8712
	i-Pentano	0.5141
	n-Butano	2.4305
	n-Pentano	0.6597
	Hexanos	0.3362
	Heptanos	0.0603
	Octanos	0.0133
	Nonanos	0.0000
	Decanos+	0.0000
	Ácido clorhídrico	0.0000
	Ácido sulfhídrico	1.0454
	Dióxido de Carbono	2.5721
	Hidrógeno	0.0000
	Nitrógeno	0.5864
	Oxígeno	0.0000
	Agua	0.1642
	Total	100
	Peso Específico	0.8149
	Peso Molecular (g/mol)	23.6030
	Poder Calorífico (BTU/FT ³)	1194.1000
	Presión (Kg/cm ²)	25.3100
	Temperatura (°C)	30.0000
	Densidad (kg/m ³)	1.0012

Tabla 23. Análisis de la composición de gas.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

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

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

Donde:

MAG = Meta de Aprovechamiento de Gas

t = Año de cálculo

A = Autoconsumo (volumen/año)

B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año)

C = Conservación (volumen/año)

T = Transferencia (volumen/año)

G_P = Gas Natural Asociado producido (volumen/año)

G_A = Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área de Asignación o Contractual (volumen/año)

En cumplimiento a lo indicado en las Disposiciones Técnicas en el Artículo 14, el Asignatario presentó los programas anuales de aprovechamiento de gas de 2023 hasta el año 2031, que es el año del límite económico de la Asignación.

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%.

En las siguientes tablas (24-26) se presenta la MAG mensual para el periodo 2023-2025, en la Tabla 26 se presenta la MAG anualizada para el año 2026-2031.

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción/operación	Prom.
Producción de gas	GP	14.68	14.41	14.23	14.06	13.88	13.70	13.53	13.36	13.19	13.02	12.86	12.68	365	13.63
	GA	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	365	4.00
Autoconsumo	A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Bombeo Neumático	B	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	365	0.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Transferencia	T	14.68	14.41	14.23	14.06	13.88	13.70	13.53	13.36	13.19	13.02	12.86	12.68	365	17.63
Gas Natural no Aprovechado		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
% de aprovechamiento		100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	-	100.00

Tabla 24. Aprovechamiento de gas para el año 2023. (Fuente: Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 05/06/2023 10:47:02 a. m.

Sello Digital:

H3EKNOYFM3SgjYiq+PHd2rkIk9diOAdYE8iHNbHJ/LcKFE1+YcQnBZZG1R9DZZh8yEofvPSqKN08+6AjR+ryP2QVirN2qfW1tV2AdWtbGAlRxEjNvT+gCmc/he8pkSfR/ZYvQSnEeQ74U6OMNyNj/PDjczgY2WCzYuv3H/hUx1Sjmdf5U+FrQOE7cFhIFsvxhOb6gEdRx3mzIXEnSoM41dVaJ4EkTBseGJEDYx7iKa/tSvtc5FUDIFn9OeUo9CE D5WFYsWaA7WV7HcJtrc6yOFq21gBpdPQ7HcTpek5dWRLwC2401pX6K+k7czSWOlzyRFEdZduwYR/8rkOrJYw==

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción/operación	Prom.
Producción de gas	GP	12.49	12.31	12.13	11.93	11.73	11.52	11.32	10.03	12.09	11.83	11.56	11.28	366	11.68
	GA	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	366	4.00
Autoconsumo	A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	366	0.00
Bombeo Neumático	B	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	366	0.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	366	0.00
Transferencia	T	12.49	12.31	12.13	11.93	11.73	11.52	11.32	10.03	12.09	11.83	11.56	11.28	366	15.68
Gas Natural no Aprovechado		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	366	0.00
% de aprovechamiento		100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	-	100.00

Tabla 25. Aprovechamiento de gas para el año 2024. (Fuente: Asignatario).

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción/operación	Prom.
Producción de gas	GP	11.00	10.72	10.43	10.14	9.86	9.55	9.25	8.93	8.62	8.32	8.01	7.71	365	9.37
	GA	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	365	4.00
Autoconsumo	A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Bombeo Neumático	B	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	365	0.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Transferencia	T	11.00	10.72	10.43	10.14	9.86	9.55	9.25	8.93	8.62	8.32	8.01	7.71	365	13.37
Gas Natural no Aprovechado		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
% de aprovechamiento		100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	-	100.00

Tabla 26. Aprovechamiento de gas para el año 2025. (Fuente: Asignatario).

Programa de Gas (MMPCD)		2026	2027	2028	2029	2030	2031
Producción de gas	GP	13.63	11.68	9.37	5.89	3.29	0.00
	GA	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	0.00
Autoconsumo	A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bombeo Neumático	B	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	0.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	T	13.63	11.68	9.37	5.89	3.29	0.00
Gas Natural no Aprovechado		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 05/06/2023 10:47:02 a. m.

Sello Digital:

H3EKNOYFM3SgjYiq+PHd2rkIk9diOAdYE8iHNbHJ/LcKFE1+YcQqnbZZG1R9DZZH8yEofvPSqKN08+6AjR+ryP2QVirN2qfWtV2AdWtbGAIrxEjNvt+gCmc/he8pkSfR/ZYvQSnEeQ74U6OMNyNj/PDjczgY2WCzYuv3H/hUx15Jmdf5U+FrQOE7cFhIFsvxhOb6gEdRx3mzIXEnSoM41dVaJ4EkTbseGJEDYx7iKa/tSvtcs5FUDIFn9OeUo9CE D5WFYsWaA7WV7HcJtrc6yOFq2IgBpdPQ7HcTpek5dWRLwC2401pX6K+k7czSWOlzyRFEdZduwYR/8rkOrJYw==

% de aprovechamiento		100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	-
Días en producción/operación		365	365	366	365	365	365

Tabla 27. Aprovechamiento de gas para los años 2026-2031. (Fuente: Asignatario).

De las formas de aprovechamiento del Gas Natural Asociado

El Programa de Aprovechamiento vigente de esta Asignación considera el autoconsumo de 0.08 MMpcd y la transferencia de la producción restante dentro de las formas de aprovechamiento, no obstante, derivado del comportamiento del yacimiento y a la filosofía de producción plasmada en la modificación, se empleará el Bombeo Neumático en lugar del Autoconsumo y la Transferencia se mantendrá como forma de aprovechamiento para este Campo.

I. Transferencia

Conforme al artículo 5 de las Disposiciones Técnicas, al no contar con instalaciones propias para el manejo del gas se mantiene la alternativa de la transferencia, enviando en su totalidad el gas producido en el Centro de Proceso Abkatun A, además de no considerar o prever contar con infraestructura adicional.

II. Bombeo Neumático

La Asignación cuenta con un gasoducto de 8"Ø x 7.1 km para el suministro de gas combustible para servicio de bombeo neumático, proveniente del Centro Operativo Abkatun-N1, el cual realiza el acondicionamiento de gas amargo a gas combustible, compresión y envío a la red de gas para servicio de bombeo neumático. Cabe aclarar que para la Asignación AE-0024-3M-Okom-07 Campo Cheek dicho gas de bombeo neumático entra a los pozos y posteriormente se incorpora a la producción para su transferencia, es decir, este no se recircula dentro de la Asignación.

En conclusión, es de señalar que el aprovechamiento del gas de acuerdo con el artículo 5, fracciones II y IV de las Disposiciones Técnicas será por Bombeo Neumático y Transferencia.

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 145.28 m³/m³ para el yacimiento Cretácico Superior. Lo anterior derivado del comportamiento histórico de los datos de RGA de los pozos del Campo Cheek, con lo que se

determinó que el valor máximo para el horizonte 2023-2031 será de 216 m³/m³ para dicho yacimiento. La Tabla 27 presenta la comparativa entre el valor actual y el máximo esperado en la modificación al Plan.

Yacimiento	Máxima RGA (m ³ /m ³)	
	Vigente Aprobada en el PDE	Propuesta en la MPDE
Cheek BKS	145.28	216

Tabla 27. Máxima RGA a la que podrán producir los pozos del Campo Cheek.
(Fuente: información presentada por el Asignatario).

i) PROGRAMA DE INVERSIONES Y EVALUACIÓN ECONÓMICA¹

El análisis económico relativo a la solicitud de aprobación para la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación AE-0024-3M-Okom-07 Campo Cheek (en adelante Modificación), se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente:

- 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, se presentan los montos de inversiones y gastos del Plan vigente (PDE) y de la Modificación (MPDE):

Versión	Periodo	Inversiones MM US\$	Gastos de Operación MM US\$	Total MM US\$
PDE vigente	2019-2039 ^a	\$337.50	\$64.95	\$402.45
Erogado	2019-2023 ^b	\$219.10	\$0.93	\$220.03
MPDE	2023-2031	\$89.39	\$50.92	\$140.31

Tabla 28. 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.

¹ La totalidad de los montos contenidos en el presente apartado se presentan en dólares de febrero de 2023. 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 febrero de 2023.

- a. El año 2039 corresponde a la Vigencia de la Asignación.
- b. De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Asignatario en sus reportes mensuales.

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 23% con respecto a los montos totales del Plan de Desarrollo vigente. Por lo tanto, 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.

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*:

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Monto (MM US\$)
Producción	General	\$59.50
	Intervención de Pozos	\$22.44
	Operación de Instalaciones de Producción	\$15.53
	Ductos	\$3.38
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$0.54
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$38.93
Total General		\$140.31

*Tabla 29. 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 Solicitud de Modificación es consistente con las actividades físicas propuestas en el Campo. Asimismo, el Operador presentó dicha información de conformidad con lo establecido en los *Lineamientos*.

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:

Premisas	Valor	Unidades
Periodo de evaluación	2023-2031	Años
Producción de petróleo	18.83	millones de barriles
Producción de gas	14.42	miles de millones de pies cúbicos
Volumen de venta de gas ^a	14.42	miles de millones de pies cúbicos
Precio del petróleo ^b	\$66.86	dólares por barril
Precio del gas ^b	\$5.71	dólares por millar de pie cúbico
Inversiones	\$89.39	millones de dólares
Gasto de operación	\$50.92	millones de dólares
Tasa de descuento	10%	Porcentaje anual
Tipo de cambio	\$20.69	pesos / dólar
Otros ingresos	\$0.00	millones de dólares
Otros egresos ^c	\$72.20	millones de dólares

Tabla 30. Premisas de la evaluación económica.
(Fuente: Información presentada por el Operador).

Notas:

- Volumen de venta de gas conforme a lo presentado por el Operador en el archivo "Tabla II.29. PDEM AE-0024-3M-Okom-07 Campo Cheek Alternativa 1 Ganadora"
- Precios ponderados, 2023-2031, obtenidos de las premisas de evaluación de PEP para el Campo Cheek.
- Corresponden a erogaciones por manejo de la producción, fuera de la Asignación AE-0024-3M-Okom-07 y correspondientes a otras Asignaciones de Extracción, que brindan servicio al Campo Cheek.

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

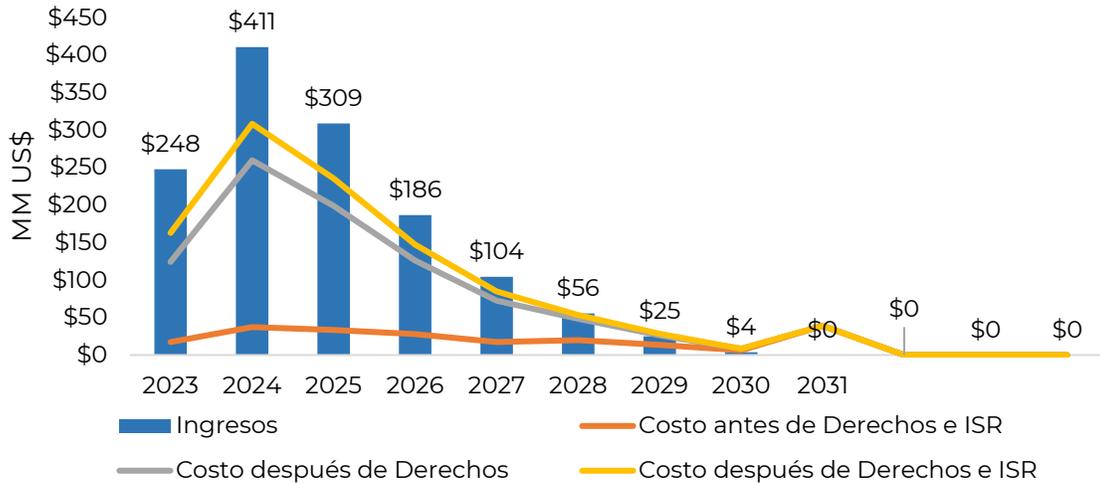


Figura 17. Proyección de Ingresos y Egresos. (Fuente: Comisión con información del Operador).

e.2 Resultados de la evaluación económica

A continuación, se muestran los indicadores económicos obtenidos a la Vigencia de la Asignación AE-0024-3M-Okom-07 Campo Cheek:

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\$)	\$984.18	\$401.64	\$259.42
VPI (MM US\$)	\$56.65		
VPN/VPI (US\$/US\$)	17.37	7.09	4.58
RBC (US\$/US\$)	7.41	1.55	1.30

Tabla 31. 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 modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción del Campo Cheek se

ejecutaría en condiciones económicamente viables 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 las siguientes tablas se muestran los indicadores clave de desempeño conforme a los artículos 102 inciso a), b), c), 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.

a) Producción

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

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	$DAG = \frac{AGNreal - AGNplan}{AGNplan} \times 100\%$	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

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

Artículo 103

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de desviación de la producción acumulada real (PAreal) con respecto a la Pronosticada (PAplan) para 5 años.	Porcentaje	$DPA = \frac{PAreal - PAplan}{PAplan} \times 100\%$	Quinquenal

Tabla 32. Indicadores de desempeño. (Fuente: Comisión).

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

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

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

Actividad	Programadas (2023-2034)	Ejercidas	Porcentaje de desviación
RMA	-		
RME	6		
*Abandono			
Taponamientos	4		
Ductos	2		
Infraestructura	1		

*El abandono contemplado corresponde a lo presentado hasta la vigencia del Título de Asignación (2034).

Tabla 33. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer dentro de la vigencia de la Asignación.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

iii) 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 34.

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Programa de erogaciones (2023-2034) (MM US\$)	Erogaciones ejercidas (MM US\$)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Producción	General	\$59.50		
	Intervención de Pozos	\$22.44		
	Operación de instalaciones de producción	\$15.53		
	Ductos	\$3.38		
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$0.54		
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$38.93		
Total general		\$140.31		

Notas: Inversiones y gastos a 2034

*Incluye todo el monto de abandono

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

Tabla 34. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.

(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas al incremento de la producción actual de hidrocarburos en la Asignación, misma que está condicionada al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivada de la ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 35.

Fluido	*2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Volumen a recuperar (2023-2031)
Producción de aceite (Mbd)	17.92	15.36	12.2	7.65	4.25	2.25	1.00	0.14	0	18.83 MMB
Producción de aceite real (Mbd)										
Porcentaje de desviación										
Producción de gas (MMpcd)	13.63	11.68	9.37	5.89	3.29	1.75	0.78	0.11	0	14.42 MMMpc
Producción de gas real (MMpcd)										
Porcentaje de desviación										

*Volumen contemplado a recuperar promedio desde el 1 de junio del 2023.

Tabla 35. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción de aceite y gas en relación con la producción reportada. (Fuente: Comisión con datos ingresados por el Asignatario).

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

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

VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico correspondiente a la modificación del Plan de Desarrollo Propuesto asociado a la Asignación A-0160-3M-Campo Ixtal, sin perjuicio de la obligación del Asignatario 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.

En tal sentido, es de señalar que fue solicitada a la ASEA su opinión respecto del Sistema de Administración de Riesgos asociado al Plan propuesto correspondiente a la Asignación en comento mediante Oficio 250.490/2023 de 12 de mayo de 2023, sin que a la fecha exista el pronunciamiento de la ASEA.

Cabe señalar que esta Comisión tiene conocimiento que la ASEA otorgó al Asignatario el Sistema de Administración de Riesgos identificado con el número ASEA-PEM16001C/AI0417.

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

VIII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL

Mediante oficio 250.491/2023 de fecha 12 de mayo 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 62, fracción III y XI, 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 20 años contados a partir del 27 de agosto de 2014.

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

Con la adquisición de registros de saturación, pruebas de presión, aforos y muestreos de fluidos se contribuirá a incrementar el conocimiento del potencial petrolero del país.

b) Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables

En esta modificación el Operador propone realizar 6 RMA para recuperar un volumen de 18.83 MMB de aceite y 14.42 MMMpc de gas, obteniendo un factor de recuperación final

de 39.8% para el aceite y de 41.7% para el gas, con respecto a los valores de reserva 1P presentados en el MPDE, al límite económico de la Asignación 2031.

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

Con esta modificación al Plan de Desarrollo el Operador tiene como estrategia producir las reservas 1P del Yacimiento Cretácico Superior hasta el límite económico.

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

La modificación propuesta contempla actividades para el mantenimiento de la producción mediante RME's y tomas de información, promoviendo las actividades de extracción en beneficio del país.

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

Una vez analizada la información remitida por el Asignatario, la Comisión concluye que las tecnologías propuestas a utilizar en el ámbito técnico para la producción contribuirán a maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables.

f) El programa de aprovechamiento del gas natural

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación fue aprobado mediante la Resolución CNH.E.20.001/19, de fecha 04 de abril de 2019.

Sobre el particular, se advierte que el Asignatario presentó dentro de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo, el PAGNA, el cual fue analizado por esta Comisión y se concluye que la solicitud considera una actualización en el pronóstico de producción, en las formas de aprovechamiento de gas, en la Relación Gas-Aceite (en adelante, RGA) y en la Meta de Aprovechamiento de Gas, ya que el Plan vigente considera un 98% y para la Solicitud se prevé un 100% de aprovechamiento a partir de la aprobación de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción.

El PAGNA tiene como objetivo la maximización del uso y aprovechamiento del Gas Natural Asociado, basado en las Disposiciones Técnicas y normatividad aplicable en la materia.

En lo que respecta a la máxima RGA a la que podrá producir la Asignación, el Operador presentó una actualización conforme a la Tabla 36.

Yacimiento	Máxima RGA (m ³ /m ³)	
	Vigente Aprobada en el PDE	Propuesta en la MPDE
Cheek BKS	145.28	216

Tabla 36. Máxima RGA a la que podrá producir los pozos del Campo Cheek. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Se considera técnicamente viable aprobar la modificación a dicha RGA en términos del artículo 13 de las Disposiciones Técnicas.

g) 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 implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para la Asignación continuará con respecto a lo aprobado mediante la Resolución CNH.E.20.001/19 de fecha 04 de abril del 2019 añadiendo en su recorrido y medición los Sistemas de Medición para Petróleo ubicados en el FPSO Yuum K'ak'Náab con TAG M-14 y la Terminal Marítima Cayo Arcas con TAG PA-100 y PA-200 y para Gas el Sistema de medición PM-25 ubicado en el Centro Procesador de Gas CD. Pemex, 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.

X. RECOMENDACIONES

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

- Administrar los gastos de producción para mantener la presión y evitar la irrupción de agua.
- Continuar estudiando y evaluando tecnologías o métodos de recuperación factibles de implementar.
- Implementar estrategias y/o tecnologías que permitan controlar o minimizar la producción de agua y gas en los pozos.
- Optimizar los gastos de operación y mantenimiento durante la vida del proyecto.
- Llevar a cabo las Mejores Prácticas de la Industria e incorporar lecciones aprendidas en campos similares, para evaluar alternativas de desincorporación masiva, a fin de minimizar el costo y riesgo de las actividades a realizar.

XI. CONCLUSIONES

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno el Dictamen Técnico de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, asociado a la Asignación AE-0024-3M-Okom-07, Campo Cheek 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.

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

ELABORÓ
MTRA. LOURDES JAMIT SENTÍES
Directora de Área

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 y colaboradores del presente Dictamen Técnico lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 36, 37 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, de la presentación de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación AE-0024-3M-Okom-07, Campo Cheek.

Mtra. Lourdes Jamit Senties
Dirección de Gestión de Procesos y Normatividad de la Medición de Hidrocarburos

ELABORÓ

Firma de Lourdes Jamit Senties

Fecha de Sello Digital: 01/06/2023 11:39:32 a. m.

Sello Digital:

jBk4cxrFaeKwjKj7dTlF085D30ygY4xf+6q3lx97fPKWXIxQvgcxHBGRCTITuQ9Z5Ju4Tb2RU8m9wmxjluZlMfJMD26UJ+VNq0wcPNyPrq
mTjGLOjJURzAWI3YGGcvZXCAuwByRK799e40eNekJCv6WUQU4PjboPu0VNI8M+k4btKsmnQVvYw6Qfl/M29RrvFSaWQB7hau8Fn
3ww4W+Gv6ELZ/OCmWUmUOmKMX+N/XtDph0JvIcZ00lrMXIIHhYnWsuUu8AHMcSkU8/+SD/h91uXKlAc4QsyoEry5N0v/E93W26Nynr
pJQ3cPaAXtdlgXQWl7xX5jvRuCG+3V1cjw==

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

Mtro. Francisco Castellanos Páez
Director General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ

Firma de Francisco Castellanos Paez

Fecha de Sello Digital: 02/06/2023 08:10:01 a. m.

Sello Digital:

WZAZGj+rxs1lqr0Vdmlqjz2dSfrfhYgmJAmoE3WARspcuXR94vVL0EkmvqOz4BcOLhqAaoeLi31ACvFJRdiRGIbzmXODGLR5j2miNBkoJj
9uTzmX2qSLDUDdHaj5imXbcLcy4ujHGH5/p90TkeFAHlUv2UuFhxfE4gnMGIwP49fdhq7R9B9CH8parbL9vdVTuXSQ8f8QMlcl0Lva3HD
Q4eG9afEkMIX8BjLdi0VapUFdzCyukTJSRH5L+8g7tGjhHa5Cb3L4S3f0H6ysQ5v4xMxPwFoyPG5KAox/sAbc/AgdeFBtZIZI5kQcyTfXpWC
X20DDzVtNXlcmAIIJGJomUg==

"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: 05/06/2023 10:47:02 a. m.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 05/06/2023 10:47:02 a. m.

Sello Digital:

H3EKNOyFM3SgjiYiq+PHd2rklkg9diOAdYE8iHNbHJ/LlcKFE1+YcQnqBZZGIR9DZZH8yEofvPSqKN08+6AjR+ryP2QVirN2qfW1tV2AdWtbGAIrxEjNvt+gCmc/he8pkSf
R/ZYvQSnEeQ74U6OMNyNj/PDjczgY2WCzYuv3H/hUx1Sjmdf5U+FrQOE7cFhIFsvxhOb6gEdRx3mzIXEnSoM41dVaJ4EkTbseGJEDYx7iKa/tSvtc5FUDIFn9OeUo9CE
D5WFYsWaA7WV7HcJtrc6yOFq2lgBpdPQ7HcTpek5dWRLwC2401pX6k+k7czSWOlzyRFEDZduwYR/8rkOrJYw==

Sello Digital:

H3EKNOyFM3SgjYiq+PHd2rkIkg9diOAdYE8iHNbHJ/LlcKFE1+YcQqnbZZG1R9DZZh8yEofvPSqKN08+6AjR+ryP2QVirN2qfW1tV2AdWtbGAlRxEjNvT+gCmc/he8pkSfR/ZYvQSnEeQ74U6OMNyNj/PDjczgY2WCzYuv3H/hUx1Sjmdf5U+FrQOE7cFhIFsvxhOb6gEdRx3mzIXEnSoM41dVaJ4EkTBseGJEDYx7iKa/tSvtc5FUDIFn9OeUo9CED5WFYsWaA7WV7HcJtrc6yOFq21gBpdPQ7HcTpek5dWRLwC2401pX6K+k7czSWOlzyRFEdZduwYR/8rkOrJYw==

"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: 05/06/2023 10:47:02 a. m.

Sello Digital:

H3EKNOyFM3SgjYiq+PHd2rkIkg9diOAdYE8iHNbHJ/LlcKFE1+YcQqnbZZG1R9DZZh8yEofvPSqKN08+6AjR+ryP2QVirN2qfW1tV2AdWtbGAlRxEjNvT+gCmc/he8pkSfR/ZYvQSnEeQ74U6OMNyNj/PDjczgY2WCzYuv3H/hUx1Sjmdf5U+FrQOE7cFhIFsvxhOb6gEdRx3mzIXEnSoM41dVaJ4EkTBseGJEDYx7iKa/tSvtc5FUDIFn9OeUo9CED5WFYsWaA7WV7HcJtrc6yOFq21gBpdPQ7HcTpek5dWRLwC2401pX6K+k7czSWOlzyRFEdZduwYR/8rkOrJYw==