



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

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

**ASIGNACIÓN A-0310-M-CAMPO SINI  
PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN**

Noviembre 2022



## Contenido

I. Identificación del Operador y del área de Asignación	3
II. Elementos generales de la modificación al Plan de Desarrollo	5
III. Relación cronológica del proceso de revisión	5
IV. Criterios de evaluación utilizados para la emisión del Dictamen Técnico	7
V. Análisis del cumplimiento de los criterios de evaluación	8
a) Motivo Y Justificación De La Modificación Del Plan De Desarrollo Para La Extracción.	8
b) Características generales y propiedades de los yacimientos de la Asignación.	11
c) Volumen original y reservas de Hidrocarburos.	13
d) Comparativo de las alternativas evaluadas para la modificación al Plan de Desarrollo.	23
e) Comparativo de la actividad física del Plan de Desarrollo vigente contra la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo de la alternativa seleccionada.	26
f) Análisis técnico de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo	35
g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.	50
h) Programa aprovechamiento del gas natural	65
i) Análisis económico	69
VI. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y Métricas de Evaluación del Plan de Desarrollo	74
VII. Sistema de Administración de Riesgos	76
VIII. Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional	77
IX. Sentido del Dictamen Técnico	78
a) <i>Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país</i> .....	78
b) <i>Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables</i> .....	78
c) <i>La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos</i> .....	78
d) <i>Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos en beneficio del país</i> .....	79
e) <i>La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables</i> .....	79
f) <i>El programa de aprovechamiento del gas natural</i> .....	79
g) <i>Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos</i> .....	80
X. Recomendaciones	82
<b>XI. Conclusiones</b>	84
XII. Opinión de la modificación al Término y Condición Cuarto del Título de Asignación	84
a) Término y Condición Cuarto.....	84

## 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 o MPDE); de la Asignación **A-0310-M-Campo Sini** (en adelante, Asignación); correspondiente al Campo **Sini**, es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, Operador).

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

Asignación	A-0310-M-Campo Sini
Estado y municipio	Tabasco, Centla.
Área de Asignación	12.95 km <sup>2</sup>
Fecha de emisión del Título Fecha de modificación del Título	13 de agosto de 2014 28 de julio de 2016
Vigencia	20 años a partir del 13 de agosto de 2014
Tipo de Asignación	Extracción de Hidrocarburos
Profundidad para la extracción	Cretácico: 5078.5 Jurásico Superior Tithoniano y Kimmeridgiano: 5319
Yacimientos y/o Campos	Cretácico Medio (KM) y Jurásico Superior (JST-JSK)
Colindancias	Al Suroeste con la Asignación A-0127-M-Campo Escarbado.

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

Cabe señalar que por Resolución CNH.08.004/14 del 14 de agosto de 2014, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) aprobó el Plan de Desarrollo para la Extracción para diversos campos petroleros, entre ellos el asociado a la entonces Asignación A-0310-Campo Sini. Asimismo, con fecha 28 de julio de 2016, la Secretaría de Energía, modificó, previa opinión favorable de la Comisión, el entonces Título de Asignación A-0310-Campo Sini, emitiendo el nuevo identificado como A-0310-M-Campo Sini, el cual se encuentra vigente.

La Asignación, se localiza en el Estado de Tabasco a aproximadamente 29 km al SW de la ciudad Frontera; lo limita al Sur-Oeste la Asignación A-0127-M-Campo Escarbado. Está

conformada por dieciséis bloques y doce vértices conteniendo el polígono que limita el área de la Asignación, Figura 1.

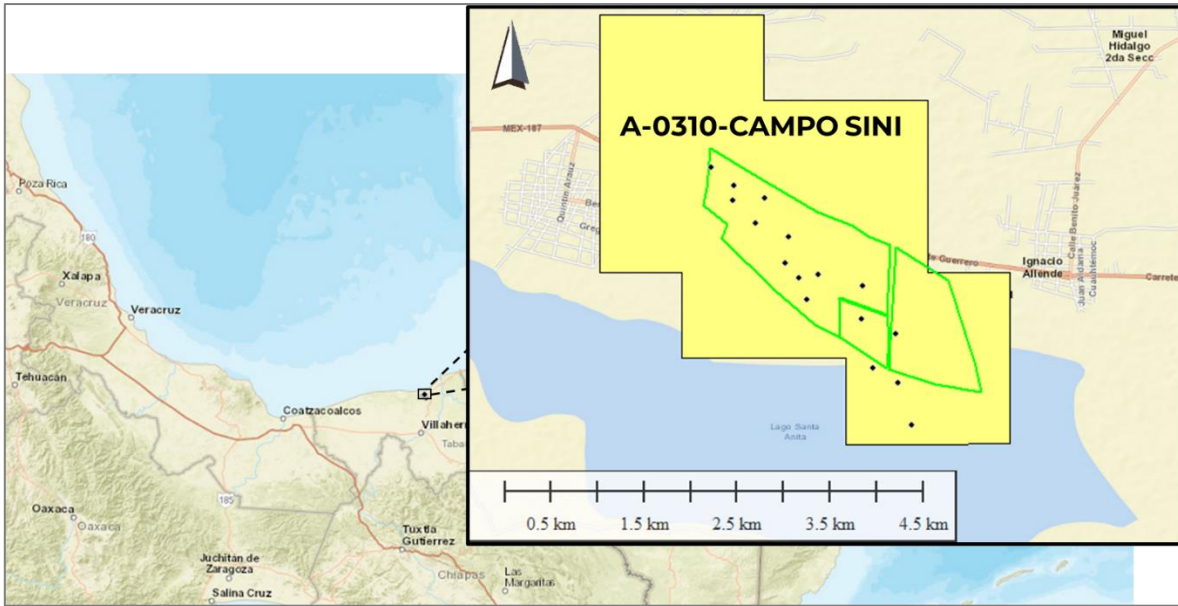


Figura 1. Ubicación de la Asignación.  
(Fuente: CNH).

Los vértices que delimitan el polígono de asignación se definen por las coordenadas geográficas que se muestran en la Tabla 2.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	92°52'30"	18°24'30"	7	92°52'00"	18°22'00"
2	92°52'30"	18°24'00"	8	92°52'00"	18°22'30"
3	92°51'30"	18°24'00"	9	92°53'00"	18°22'30"
4	92°51'30"	18°23'00"	10	92°53'00"	18°23'00"
5	92°51'00"	18°23'00"	11	92°53'30"	18°23'00"
6	92°51'00"	18°22'00"	12	92°53'30"	18°24'30"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación.  
(Fuente: Título de Asignación para realizar Actividades de Extracción de Hidrocarburos A-0310-M-Campo Sini.)

## II. Elementos generales de la modificación al Plan de Desarrollo

La propuesta de modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0310-M-Campo Sini, contempla el período de octubre de 2022-2040, año en el que se erogarían el último costo contemplado. Cabe mencionar que el Operador considera continuar con la operación y mantenimiento de los 10 pozos productores en los yacimientos de edad Cretácico Medio (en adelante, KM) y Jurásico Superior Kimmeridgiano (en adelante, JSK).

De este modo, se destaca que, de aprobar las actividades propuestas, estas serán a la vigencia de la Asignación, sin embargo el Operador contempla un límite económico al año 2040 donde estima realizar la perforación y terminación de 5 pozos nuevos, 8 reparaciones mayores (en adelante, RMA), 88 tomas de información, y la construcción de 1 oleoducto; que permitirán recuperar un volumen de 27.86 MMb de aceite y 67.79 MMMpc de gas y alcanzar un factor de recuperación final de 42.64% de aceite y 42.78% de gas, en categoría 3P. Adicionalmente, el Operador planea actividades de abandono, considerando el taponamiento de 15 pozos, el abandono y desmantelamiento de 4 ductos. En este sentido, hasta el año 2040, el Operador considera una inversión de 214.92 MMUSD y 129.11 MMUSD de gasto de operación.

## III. Relación cronológica del proceso de revisión

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del dictamen 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 Operador para su aprobación.

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/39/2022, modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0310-M-Campo Sini de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

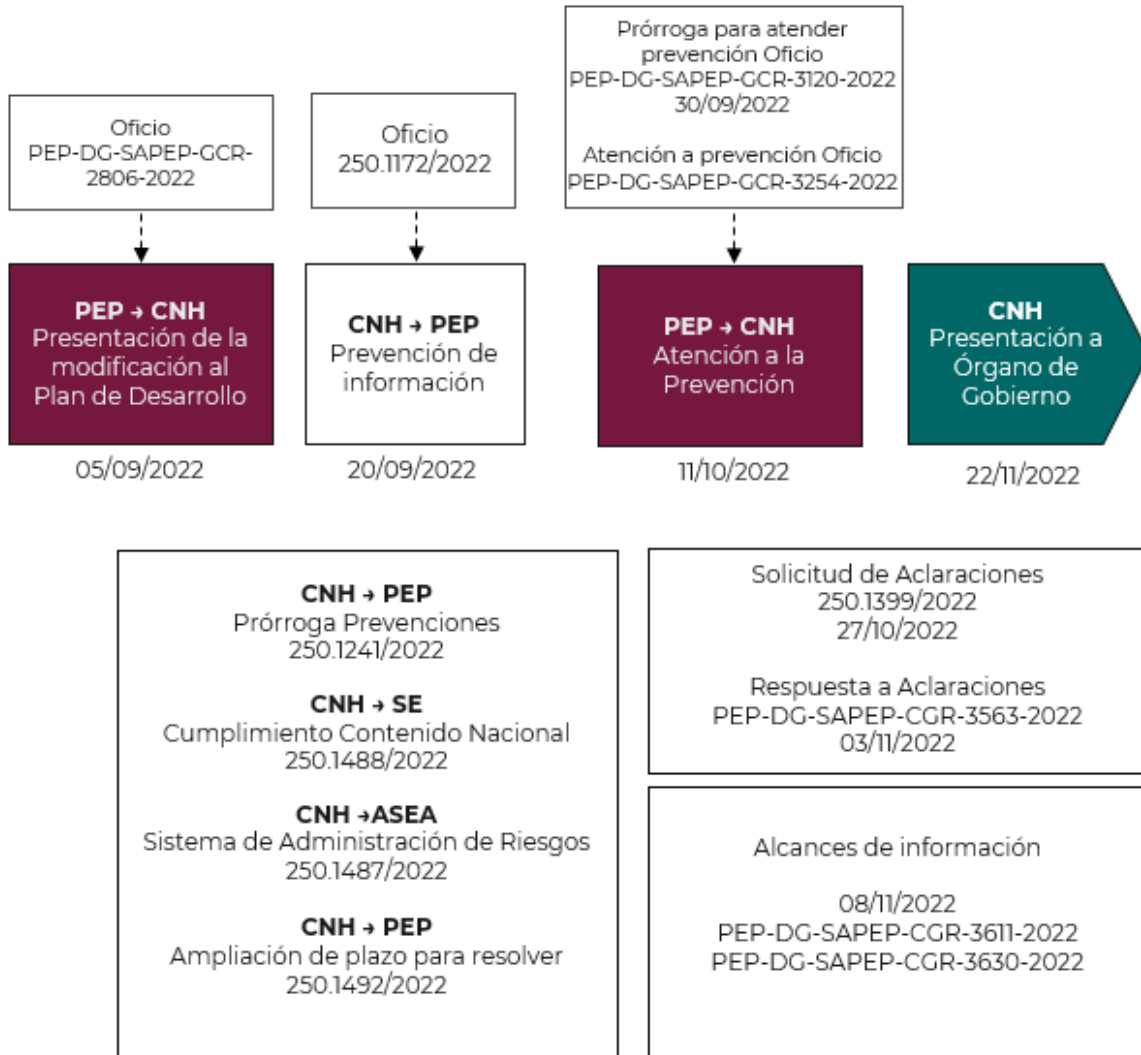


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Resolución. (Fuente: CNH)

## IV. Criterios de evaluación utilizados para la emisión del Dictamen Técnico

Se verificó que las modificaciones propuestas por el Operador fueran congruentes y se alinearán 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.

La Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 22, 25, 26 y 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 el 20 de agosto de 2021 (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 acuerdo publicado 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 cumpliera con los requisitos establecidos en el artículo 22 de los Lineamientos, de lo cual se concluye que el Operador:

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

## V. Análisis del cumplimiento de los criterios de evaluación

### a) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN.

Las modificaciones propuestas al Plan de Desarrollo vigente actualizan los supuestos establecidos en el artículo 62 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- **Variación del número de pozos a perforar**

Del análisis efectuado por esta Comisión, y con base en la estrategia planteada para la modificación del Plan de Desarrollo, el Operador considera ajustar el programa con 5 localizaciones nuevas, dentro del período de modificación de 2022-2040, lo anterior derivado del desarrollo de los yacimientos dentro de la Asignación.

De acuerdo con los años 2024 y 2025, existe una variación de 2 pozos a perforar con respecto de aquellos contemplados en el Plan aprobado, como se muestra en la Tabla 3.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Plan Vigente	-	-	2	3	1	1	-	-	-	-	-	-
Real	4	-	-	-	1	-	1	-	-	-	-	-
Plan Propuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2	2	-
Diferencia	+4	0	-2	-3	0	-1	+1	-	+1	+2	+2	-

Tabla 3. Desviaciones al programa de perforación de pozos en la Asignación.  
(Fuente: CNH e información presentada por el Operador.)

Por lo tanto, se actualiza el supuesto de modificación del artículo 62, fracción II de los Lineamientos.

- **Incremento de la Inversión aprobada (+15%)**

El Operador indica que las principales causas de desviación entre las inversiones del Plan vigente (Ronda Cero) y la inversión real para la Asignación, se deben al diferimiento en la perforación de pozos, como consecuencia del comportamiento de la producción del campo, la cual fue superior a la programada en el Plan Vigente, por lo que el Operador menciona que fue conveniente realizar adicionalmente 5 reparaciones mayores y la construcción de un oleogasoducto. De tal manera que el Operador ya ha erogado la inversión programada originalmente.

Del análisis efectuado por esta Comisión, existe una variación de los montos erogados con anterioridad y los propuestos en la modificación, por un incremento aproximado del 96% respecto de los montos totales esperados bajo el Plan de Desarrollo Vigente. De esta



manera la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción III, de los Lineamientos.

- **Volumen de Hidrocarburos a producir en un año (+- 30% anual)**

El Operador, manifiesta que las diferencias en los volúmenes de hidrocarburos entre el Plan Vigente y los pronósticos estimados en el Plan de Desarrollo Propuesto radican principalmente en la aceleración del desarrollo del campo adelantando actividad física. Lo anterior, tiene como resultado una variación al alza, mayor al 30% del volumen de hidrocarburos a producir, Figuras 3 y 4.

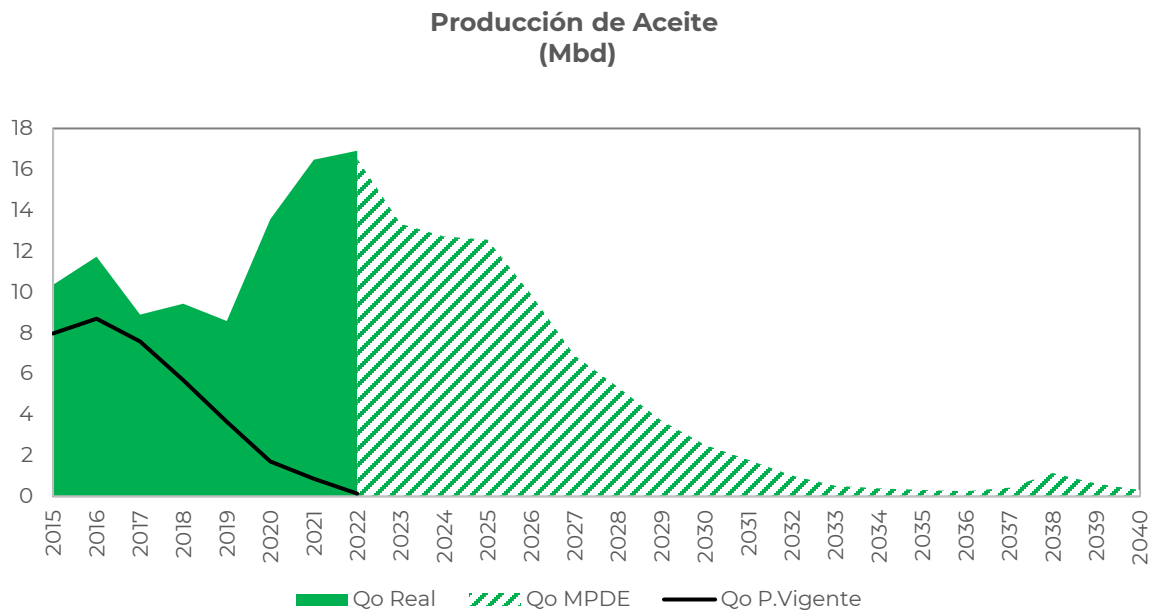


Figura 3. Perfil de producción de aceite.  
(Fuente: CNH)

### Producción de Gas (MMpcd)

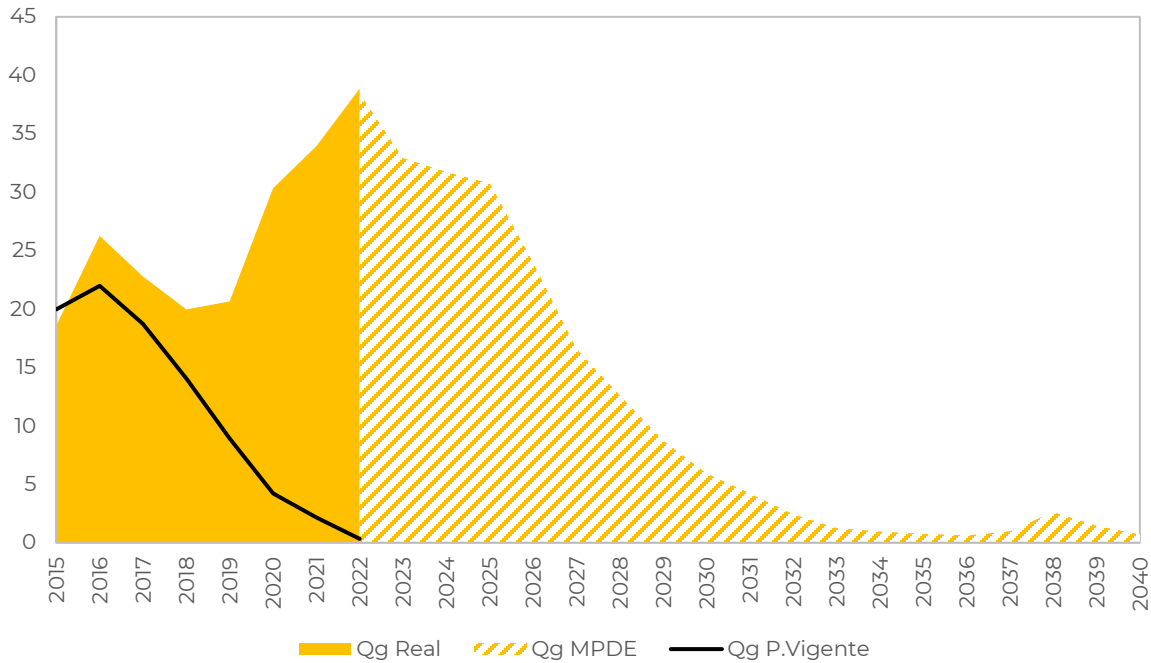


Figura 4. Perfil de producción de gas.  
(Fuente: CNH)

Por otro, lado del análisis de esta Comisión, y con base en lo mostrado anteriormente, se observa que la actividad en la asignación, así como la producción que el campo presenta, ha sido significativamente mayor a lo pronosticado, dando como resultado que para la presente modificación se contemple la continuidad operativa del campo, y su declinación natural, por lo que existe una variación del volumen a producir para los años del 2023 al 2040, respecto del volumen pronosticado para el mismo periodo.

De esta manera la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción XI, inciso a), de los Lineamientos.

- **Cambio técnico**

El Plan Vigente consideraba recuperar 13.25 MMb de aceite y 32.99 MMMpc de gas, mediante la perforación de 7 pozos, y 1 reparación mayor, las cuales permitirían extraer la reserva del yacimiento en sus dos niveles estratigráficos. El éxito del pozo exploratorio (Sini-1) abrió paso al desarrollo del Jurásico Superior en el campo. Con este plan se

incrementó el desarrollo del campo, incorporándose pozos productores en el yacimiento KS-KM-KI y en el JST-JSK.

La modificación al nuevo Plan de Desarrollo propuesto considera la explotación de la reserva 3P, con la perforación de 5 nuevos pozos y sus respectivas terminaciones, más 8 reparaciones mayores, 88 tomas de información así como la construcción de un oleogaseoducto; el abandono y desmantelamiento de la Asignación con 15 taponamientos de pozos más el desmantelamiento de 4 ductos.

El análisis y sustento técnico de las nuevas localizaciones (Sini-8, Sini-81, Sini-82, Sini-83 y Sini-84) a nivel del JST-JSK, contemplan la caracterización estática y dinámica con la nueva información obtenida del pozo Sini-14 en el 2021 con resultados exitosos, el cual toma en cuenta el área adyacente como zonas de oportunidad observando la continuidad del yacimiento e incrementando el volumen de reservas sustentadas por dichos estudios.

La ubicación de las nuevas localizaciones en los bajos estructurales responde a la información adquirida por los pozos perforados en la parte alta de la estructura, donde el Operador indica una disminución de espesores originada por la compresión del domo salino, por lo tanto hacia el sur de la estructura se alejan los efectos de la compresión originada por el domo salino, presentando espesores más desarrollados a nivel JST-JSK, esto verificado por la información del pozo Sini-14, el cual presenta una buena calidad de roca, y un mayor gasto de producción, así como un mejor comportamiento de presión en superficie, teniendo un mínimo de abatimiento. Este comportamiento dinámico que presenta el pozo Sini-14 da la pauta para considerar que las zonas aledañas a este pozo están aportando hidrocarburos.

De esta manera la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, penúltimo párrafo, de los Lineamientos.

## **b) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN.**

El Campo Sini (en adelante, Campo), se encuentra constituido por dos yacimientos el Cretácico Superior-Medio-Inferior (en adelante, KS-KM-KI) y Jurásico Superior Kimmeridgiano-Tithoniano (en adelante JST-JSK), donde son productores de aceite y gas, la calidad del aceite es de 41° API, por lo que se le consideran yacimientos de aceite volátil.

Fue descubierto en el año 2012 con la perforación del pozo exploratorio Sini-1, comenzando su explotación en la formación JST-JSK en septiembre de 2013. Cabe mencionar que este yacimiento es de calizas fracturadas, dolomitizadas y dolomías; las rocas almacenadoras del Campo están constituidas por secuencias depositadas en ambientes de cuenca para el (KM) y ambientes de rampa para el nivel JST-JSK.

Las principales características geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y yacimiento de la Asignación se muestran en la Tabla 4.

<b>Asignación</b>	<b>A-0310-M-Campo Sini</b>
Campo	Sini
Yacimientos	Cretácico Superior-Medio-Inferior y Jurásico Superior Tithoniano-Kimmeridgiano
Área (km <sup>2</sup> )	12.957
Año de Descubrimiento	2012
Fecha de inicio de producción	2013
Profundidad promedio (m)	KS-KM-KI : 5078.5 JST-JSK: 5319
Tipo de Yacimiento	Aceite Volátil
<b>Pozos</b>	
Productores	10
Cerrados con posibilidades	0
Cerrados sin posibilidades	0
Taponados	1
<b>Marco Geológico</b>	
Era	Mesozoico
Periodo	Cretácico y Jurásico
Época	Cretácico Superior-Medio-Inferior y Jurásico Superior Tithoniano-Kimmeridgiano
Cuenca	Cuenca del Sureste
Play	Cretácico Superior-Medio-Inferior y Jurásico Superior Tithoniano-Kimmeridgiano
Régimen tectónico	Extensivo
Ambiente de depósito	Cuenca y Rampa Externa e Interna
Litología	Calizas y Dolomías
<b>Propiedades Petrofísicas</b>	
Saturación inicial promedio de agua (%)	KS-KM-KI: 32 JST-JSK: 22.5
Saturación actual promedio de agua (%)	KS-KM-KI: 35.7 JST-JSK: 28.6
Porosidad promedio (%)	KS-KM-KI: 4.50 JST-JSK: 4.95
Permeabilidad promedio (mD)	KS-KM-KI: 3 JST-JSK: 70
Espesor bruto promedio (m)	KS-KM-KI: 699 JST-JSK: 826
Espesor neto promedio (m)	KS-KM-KI: 79.01 JST-JSK: 78.06
Relación neto/bruto	KS-KM-KI: 0.113 JST-JSK: 0.095
<b>Propiedades de los Fluidos</b>	
Densidad (°API)	41

Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento (cp)	KS-KM-KI: 0.193 JST-JSK: 0.194
Factor de volumen de aceite inicial (Boi) (m <sup>3</sup> @cy/m <sup>3</sup> @cs)	2.311
Relación de solubilidad inicial (Rsi)	2.300
Densidad relativa del gas	KS-KM-KI: 0.985
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	1399.800
Presión de saturación o rocío (kg/cm <sup>2</sup> )	326.03
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (Mpc/b)	4.712
<b>Propiedades de los Yacimientos</b>	
Temperatura °C	KS-KM-KI: 154 JST-JSK: 158
Presión inicial (kg/cm <sup>2</sup> )	KS-KM-KI: 503 JST-JSK: 514
Presión actual (kg/cm <sup>2</sup> )	KS-KM-KI: 243 JST-JSK: 350
Mecanismo de empuje principal	Expansión roca-fluidos

Tabla 4. Características generales de los yacimientos de la Asignación.  
(Fuente: Información presentada por el Operador.)

### c) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS.

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

El campo Sini perteneciente a la Asignación A-0310-M-Campo Sini se conforma por 2 yacimientos productores de aceite volátil en las formaciones de edades cretácica y jurásica. De acuerdo con la información del Operador, la propuesta de Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción no presenta variaciones en el volumen original con respecto a las cifras oficiales de Reservas al 01 de enero de 2022. En la Tabla 5 presenta la comparación del volumen original de acuerdo con las cifras oficiales de Reservas al 01 de enero de 2022 y la propuesta de Modificación al Plan de Desarrollo. En las Figuras 5 y 6 se presenta la evolución histórica del volumen original considerando el periodo 2014-2022.

Campo	Yacimiento	Categoría	Volumen Original Reservas al 01 de enero de 2022		Volumen Original Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción		Diferencia de Volumen Original	
			Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]
Sini	KS-KM-KI	1P	14.6	33.5	14.6	33.5	0.0	0.0
		2P	17.8	41.0	17.8	41.0	0.0	0.0
		3P	24.3	55.9	24.3	55.9	0.0	0.0
Sini	J S Kimmer	1P	113.5	261.1	113.5	261.1	0.0	0.0
		2P	125.4	288.5	125.4	288.5	0.0	0.0
		3P	125.4	288.5	125.4	288.5	0.0	0.0
Sini	Total	1P	128.1	294.6	128.1	294.6	0.0	0.0
		2P	143.3	329.5	143.3	329.5	0.0	0.0
		3P	149.7	344.3	149.7	344.3	0.0	0.0

Tabla 5. Comparativa de volumen original de hidrocarburos de la Asignación.  
(Fuente: CNH con datos presentados por el Operador.)

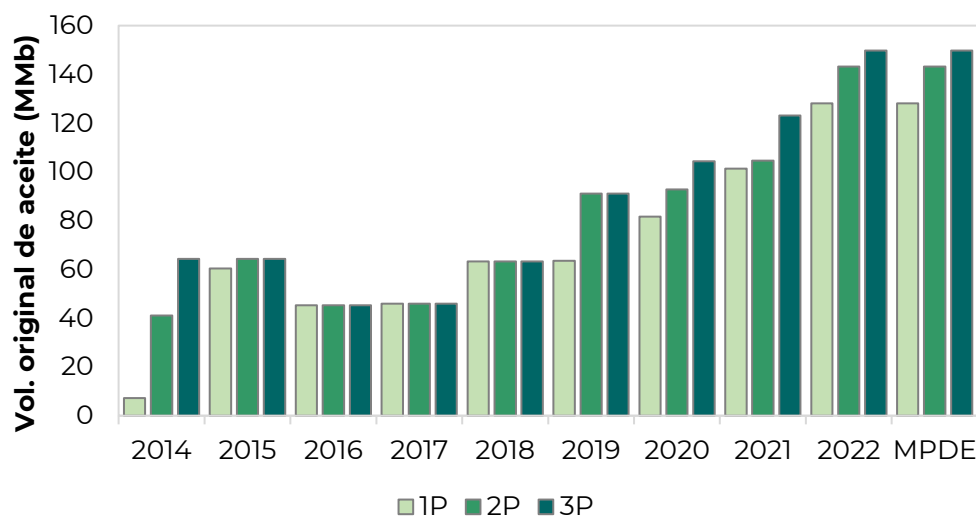


Figura 5. Evolución histórica de volumen original de aceite de la Asignación.  
(Fuente: CNH e información presentada por el Operador.)

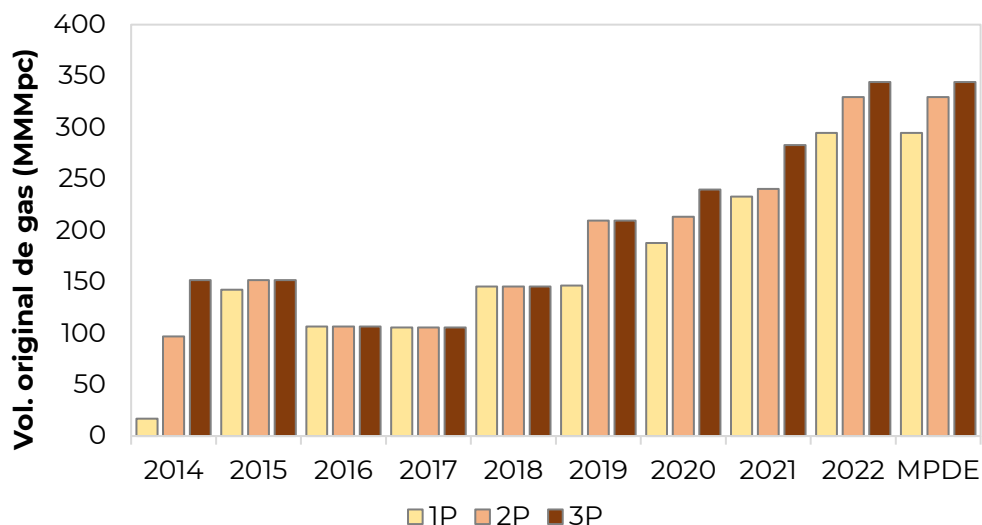


Figura 6. Evolución histórica de volumen original de gas de la Asignación.  
(Fuente: CNH e información presentada por el Operador.)

El factor de recuperación actual del campo Sini asciende a 24.03% para el aceite y 23.1% para el gas. Los factores de recuperación finales objeto de esta presente modificación corresponden a 42.64% y 42.78% para aceite y gas respectivamente (3P), los mismos se presentan en la Tabla 6.

Campo	Yacimiento	Categoría	Vol. original de aceite	Vol. original de gas	Factor de recuperación actual		Factor de recuperación final	
			(MMb)	(MMMpc)	Aceite (%)	Gas (%)	Aceite (%)	Gas (%)
Sini	KS-KM-KI	1P	14.6	33.5	27.67	26.24	41.54	41.78
		2P	17.8	41.0	25.04	23.76	39.15	39.36
		3P	24.3	55.9	25.04	23.76	43.79	43.99
Sini	J S Kimmer	1P	113.5	261.1	31.34	32.87	47.86	47.66
		2P	125.4	288.5	25.60	26.84	49.95	49.77
		3P	125.4	288.5	18.78	19.70	36.65	36.52
Sini	Total	1P	128.1	294.6	28.08	27.00	42.26	42.44
		2P	143.3	329.5	25.11	24.14	40.49	40.65
		3P	149.7	344.3	24.03	23.10	42.64	42.78

Tabla 6. Fator de recuperación actual y final de la Modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación.  
(Fuente: CNH con información presentada por el Operador.)

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

La propuesta de Modificación en el Plan de Desarrollo para la Extracción contempla recuperar un volumen de 27.86 MMb de aceite y 67.79 MMMpc de gas natural correspondientes a la categoría 3P en el horizonte de evaluación noviembre 2022-noviembre 2040. En la Tabla 7 se presentan las reservas asociadas a la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción. La evolución histórica de las Reservas correspondientes a los procesos de Cuantificación y Certificación de reservas durante el periodo 2014-2022 correspondientes a la Asignación se presentan en las Figuras 7 y 8.

Campo	Yacimiento	Categoría	Reservas al 01 de enero de 2022		Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción	
			Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]
Sini	KS-KM-KI	1P	2.4	4.5	2.4	9.4
		2P	4.4	8.9	4.2	13.9
		3P	4.4	8.9	4.2	13.9
Sini	J S Kimmer	1P	19.0	44.4	15.8	36.1
		2P	20.9	48.8	17.8	40.5
		3P	26.7	61.8	23.6	53.9
Sini	Total	1P	21.4	49.0	18.2	45.5
		2P	25.3	57.7	22.0	54.4
		3P	31.1	70.7	27.9	67.8

Tabla 7. Reservas propuestas en la Modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación.  
(Fuente: CNH con información presentada por el Operador.)



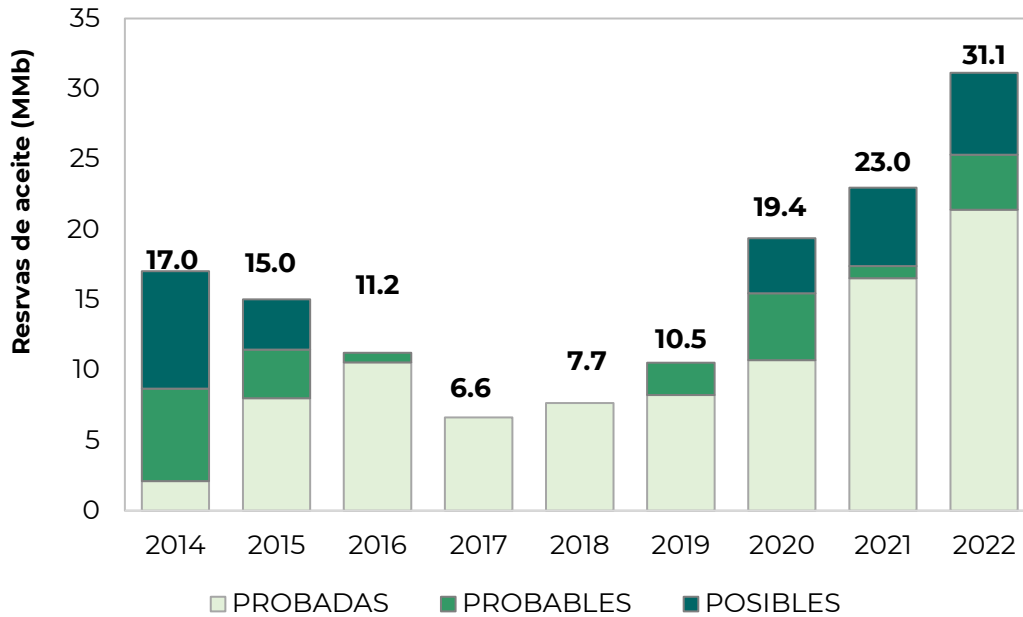


Figura 7. Evolución histórica de Reservas de aceite de la Asignación.  
(Fuente: CNH e información presentada del Operador.)

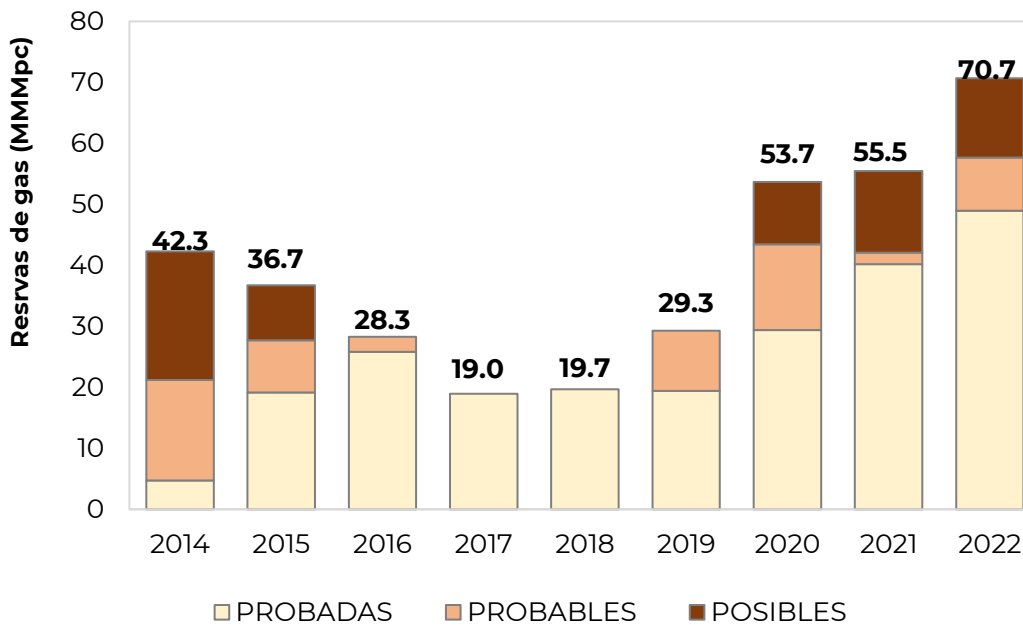


Figura 8. Evolución histórica de Reservas de gas natural de la Asignación.  
(Fuente: CNH e información presentada por el Operador.)

### 3. Actividades físicas asociadas a la cuantificación de Reservas de la Asignación.

Con respecto a la actividad física presentada en la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, el Operador indicó tener 10 pozos operando (incluyendo 9 pozos operando y la terminación del pozo Sini-13 en octubre 2022). Adicionalmente considera perforar y terminar 5 pozos de desarrollo con objetivo en el yacimiento jurásico, así como realizar 5 reparaciones mayores hacia el yacimiento cretácico. En la Tabla 8. Se presentan los pozos operando y actividad física considerada en el Plan de Desarrollo propuesto.

Asignación	Campo	Yacimiento	Pozo	Actividad Física
Sini	J S Kimmer	Sini-12	Aceite	Pozo en operación
Sini	J S Kimmer	Sini-3	Aceite	Pozo en operación
Sini	J S Kimmer	Sini-11	Aceite	Pozo en operación
Sini	J S Kimmer	Sini-4	Aceite	Pozo en operación
Sini	J S Kimmer	Sini-1	Aceite	Pozo en operación
Sini	J S Kimmer	Sini-5	Aceite	Pozo en operación
Sini	J S Kimmer	Sini-14	Aceite	Pozo en operación
Sini	KS-KM-KI	Sini-2	Aceite	Pozo en operación
Sini	KS-KM-KI	Sini-13	Aceite	Pozo en operación
Sini	KS-KM-KI	Sini-6	Aceite	Pozo en operación
Sini	KS-KM-KI	Sini-81	Aceite	Reparación Mayor
Sini	KS-KM-KI	Sini-12	Aceite	Reparación Mayor
Sini	KS-KM-KI	Sini-3	Aceite	Reparación Mayor
Sini	KS-KM-KI	Sini-11	Aceite	Reparación Mayor
Sini	KS-KM-KI	Sini-4	Aceite	Reparación Mayor
Sini	KS-KM-KI	Sini-1	Aceite	Reparación Mayor
Sini	KS-KM-KI	Sini-5	Aceite	Reparación Mayor
Sini	KS-KM-KI	Sini-14	Aceite	Reparación Mayor
Sini	J S Kimmer	Sini-8	Aceite	Terminación
Sini	J S Kimmer	Sini-81	Aceite	Terminación
Sini	J S Kimmer	Sini-82	Aceite	Terminación
Sini	J S Kimmer	Sini-83	Aceite	Terminación
Sini	J S Kimmer	Sini-84	Aceite	Terminación

Tabla 8. Pozos considerados en la Modificación del Plan de Desarrollo.  
(Fuente: CNH con información del Operador.)

#### 4. Pronósticos de Producción asociados a la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción.

El Operador presentó 10 perfiles de producción base correspondientes a los pozos operando y 13 perfiles de producción incremental asociados a las actividades de terminación y reparación mayor.

En promedio, los pozos producirán 1.96 MMb de aceite y 4.87 MMMpc de gas para el yacimiento de edad jurásica y 0.4 MMb y 0.85 MMMpc en el yacimiento de edad cretácica, siendo que la mayor recuperación (4.91 MMb y 112.35 MMMpc) se obtiene del pozo Sini-1 considerando un tiempo de operación de 217 meses, siendo el pozo que históricamente ha reportado los mayores gatos. La menor recuperación (0.05 MMb y 0.17 MMMpc) se obtiene del pozo Sini-2 (yacimiento cretácico) con un tiempo de operación de 18 meses, y que presenta la menor producción del campo (0.2 Mbpd) a la fecha de inicio del MPDE (noviembre 2022). En la Tabla 9 se presenta la producción acumulada y tiempo de operación de cada pozo.

Pozo	Np	Gp	Meses de operación
	(MMb)	(MMMpc)	
Sini-1	4.91	12.35	217
Sini-11	0.66	1.42	76
Sini-12	4.06	9.69	217
Sini-13	0.56	1.29	45
Sini-14	3.85	12.50	127
Sini-2	0.05	0.17	18
Sini-3	0.92	2.27	120
Sini-4	1.11	2.41	79
Sini-5	1.44	2.67	111
Sini-6	0.48	0.49	16
Sini-8	1.94	4.46	88
Sini-81	2.04	4.68	112
Sini-82	1.94	4.46	89
Sini-83	1.94	4.46	89
Sini-84	1.94	4.46	90
<b>Total</b>	<b>27.86</b>	<b>67.79</b>	---

Tabla 9. Volumen recuperado por pozo en la MPDE de la Asignación.  
(Fuente: CNH con datos presentados por el Operador.)

De acuerdo con los pronósticos de producción presentados, se tiene continuidad con la tendencia de producción histórica reportada a esta Comisión, así mismo, el Operador manifestó que los pronósticos de producción son resultado de la metodología de declinación exponencial, siendo este tipo de declinación la que presenta un mejor ajuste al comportamiento de producción de los pozos de la región. Adicionalmente, para la estimación de gastos iniciales se considera el modelado de las condiciones de flujo mediante análisis nodal, los resultados históricos de las intervenciones, el análisis del estado mecánico del pozo y finalmente, la revisión estadística de los gastos por pozo. En las Figura 9, Figura 10 y Figura 11 se presentan los pronósticos de producción asociados a la Modificación del Plan de Desarrollo.

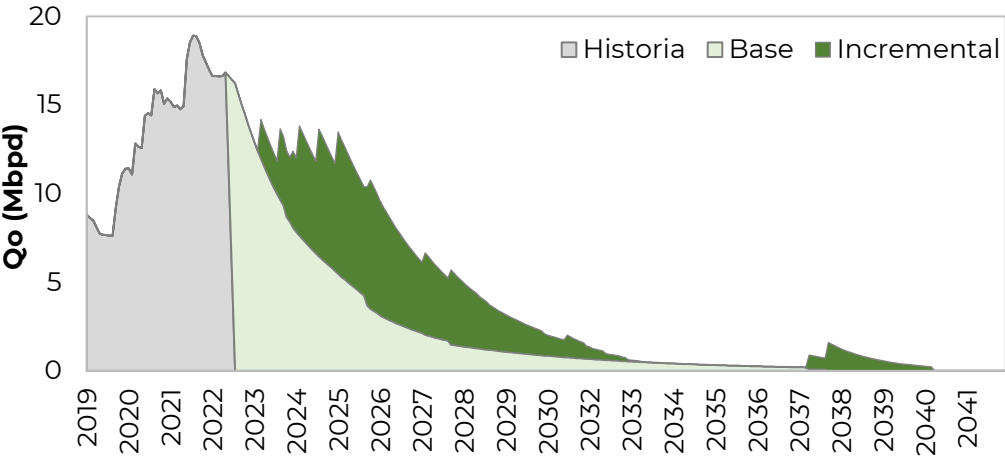


Figura 9. Pronósticos de producción de aceite presentados en la Modificación para el Plan de Desarrollo. (Fuente: CNH con información presentada por el Operador.)

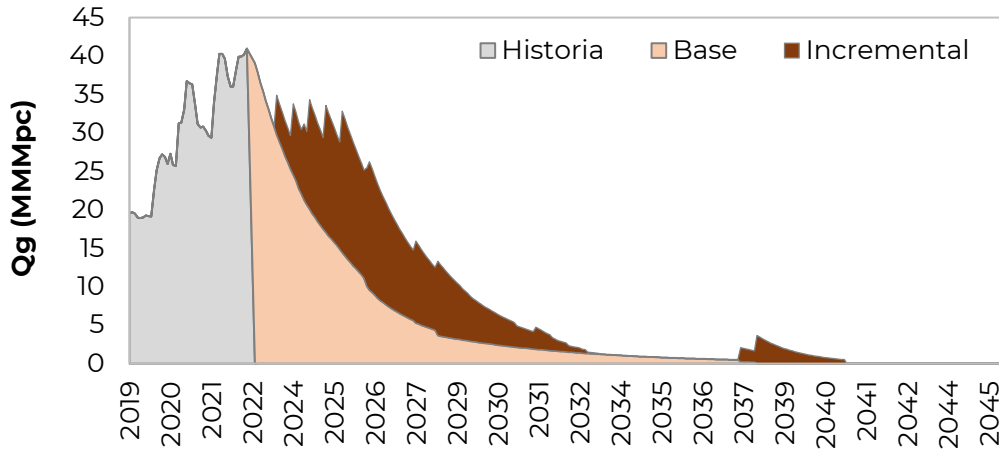


Figura 10. Pronósticos de producción de gas presentados en la Modificación para el Plan de Desarrollo.  
(Fuente: CNH con información presentada por el Operador.)

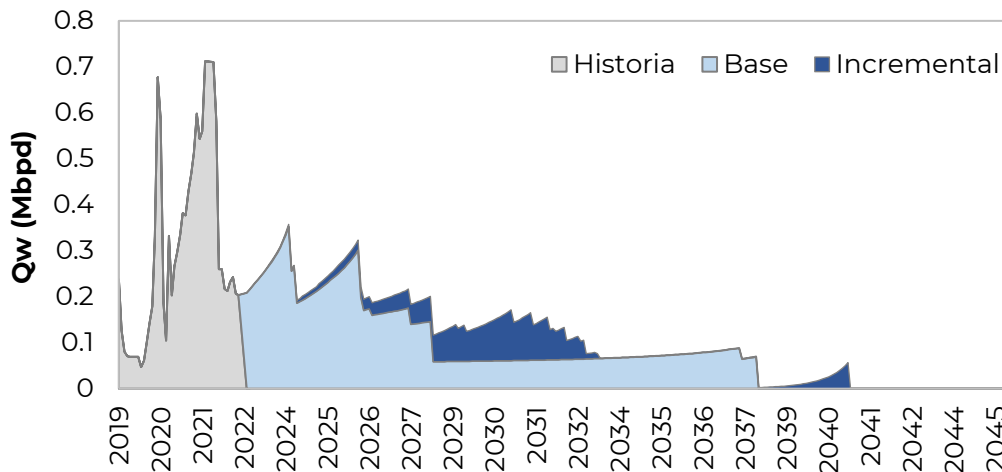


Figura 11. Pronósticos de producción de agua presentados en la Modificación para el Plan de Desarrollo.  
(Fuente: CNH con información presentada por el Operador.)

Respecto al comportamiento de la RGA del campo, se observó que esta se mantiene en orden de acuerdo con lo reportado históricamente en el campo como se observa en la Figura 12.

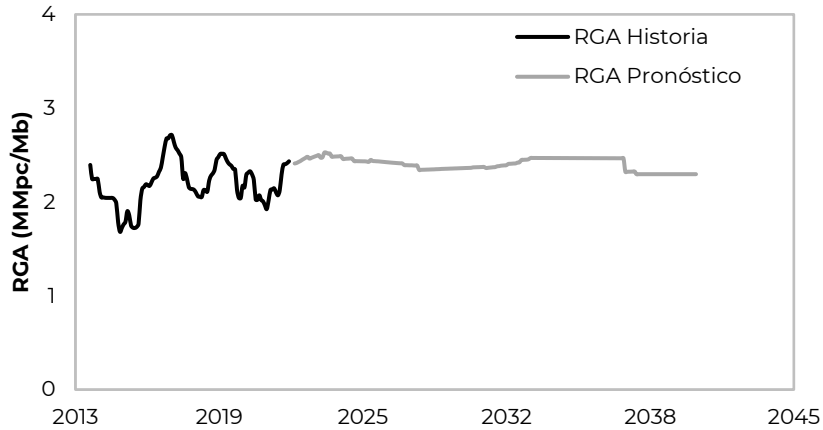


Figura 12. Comportamiento de la RGA presentado en la Modificación para el Plan de Desarrollo. (Fuente: CNH con información presentada por el Operador.)

De la información antes mencionada se concluye que:

- No se presentan variaciones en el volumen original del campo Sini en la propuesta de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción respecto a las cifras oficiales de Reservas al 01 de enero de 2022.
- La actividad física considerada por el Operador incluye la terminación de 5 pozos en el yacimiento de edad jurásica, siendo éste el que, a decir del Operador, presenta las mejores características petrofísicas. Adicionalmente considera la reparación mayor de 8 pozos, considerando el cambio de intervalo del yacimiento de edad jurásica a cretácica.
- La Reserva propuesta en la Modificación al Plan de Desarrollo corresponde a 27.86 mmb de aceite y 67.79 mmmmpc de gas, para alcanzar un factor de recuperación final (3P) de 42.64% para aceite y 42.78% para gas, presentando una diferencia al alza de 1.18% para aceite y 2.53% para gas respecto a las cifras oficiales de Reservas al 01 de enero de 2022 (3P), dicha variación se asocia principalmente al comportamiento de producción de los pozos en el último periodo.

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

El Operador evaluó dos alternativas de desarrollo, con el objetivo de maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos del Campo Sini y garantizar así, la máxima rentabilidad del proyecto mediante la optimización de los costos operativos e inversión y reduciendo los riesgos involucrados en la estrategia de desarrollo.

Los principales criterios que llevaron a la selección de la mejor alternativa fueron:

- Menor riesgo técnico.
- Menor inversión.
- Mejores indicadores económicos.

A continuación, se describen las alternativas de explotación analizadas por el Operador, considerando su viabilidad de aplicación de acuerdo con la información y condición actual de los yacimientos.

#### **Alternativa 1 (seleccionada)**

Esta alternativa tiene como objetivo explotar las zonas que aún no han sido drenadas mediante la perforación y terminación de 5 pozos de desarrollo, que combinando con 8 reparaciones mayores, pretenden recuperar, dentro de un período de noviembre de 2022 a diciembre de 2040, un volumen de 27.86 MMB de aceite y 67.79 MMMpc de gas en su categoría de reservas 3P. Para el manejo de la producción de esta alternativa se requiere la construcción de un ducto. Asimismo para el abandono de la Asignación se contempla 15 taponamientos y 4 actividades de desmantelamiento de ductor. Respecto a esta alternativa se estima una inversión de 214.92 MMUSD con un gasto de operación de 129.11 MMUSD, esta alternativa presenta los mejores indicadores económicos.

#### **Alternativa 2**

Esta alternativa tiene el objetivo de explotar las zonas que aún no han sido drenadas y de adelantar la producción en tiempo, el Operador propone un escenario donde se contemplan las mismas actividades mantenimiento de producción base y la construcción de dos ductos que permitan flexibilidad operativa en el manejo en superficie del hidrocarburo. La producción se sustituiría al reemplazar las reparaciones mayores en los años 2026, 2027, 2028, 2038 y 2039, en total 5 por 5 perforaciones con su respectiva terminación en el mismo objetivo productor. Con esta propuesta el volumen a recuperar en el período de noviembre de 2022 a diciembre de 2038 es de 27.86 MMB de

aceite y 67.79 MMMpc de gas en su categoría de reservas 3P; para el manejo de producción se requiere la construcción de dos ductos. Asimismo, las actividades de abandono consistirían en un total de 20 taponamiento, así como el abandono de 5 ductos. Para esta alternativa se estima una inversión de 319.81 MMUSD con un gasto de operación de 128.42 MMUSD.

## Comparativa entre las alternativas

En ambas alternativas se contempla el inicio a partir de noviembre 2022, las metas propuestas se muestran en la Tabla 10, donde, para el año 2022, se considera el volumen real producido de enero a junio, que se suma a los volúmenes de proyección (julio-octubre) y de pronóstico (noviembre-diciembre) entre 365 días<sup>1</sup>; mientras que en las Figuras 13 y 14, se presentan los pronósticos de producción correspondientes a estas.

Características	Alternativa 1 (Seleccionada)	Alternativa 2
<b>Metas Físicas</b>		
Perforación de pozos de desarrollo	5	10
Terminación de pozos de desarrollo	5	10
Intervenciones Mayores	8	3
Intervenciones Menores	-	-
Ductos	1	2
Taponamiento de Pozos	15	20
Desmantelamiento de Ductos	4	5
<b>Producción</b>		
Aceite (MMb)	<b>27.86</b>	27.86
Gas (MMMpc)	67.79	67.79
Inversiones (MMUSD)	<b>214.92</b>	319.81
Gastos de operación (MMUSD)	<b>129.11</b>	128.42
<b>Indicadores económicos</b>		
VPN AI (MMUSD)	1409.93	1359.76
VPN DI (MMUSD)	<b>590.25</b>	528.39
VPI (MMUSD)	<b>177.45</b>	255.97
VPN/VPI AI	<b>7.95</b>	5.31
VPN/VPI DI	<b>3.33</b>	2.06

Nota 1: Las cifras pueden variar por redondeo

Tabla 10. Comparativa de las alternativas propuestas para la extracción.  
(Fuente: Información presentada por el Operador).

<sup>1</sup> El volumen de producción en el año 2022 es de 3.078 MMb de aceite y 6.866 MMMpc de gas, la proyección entre julio-octubre es de 1.972 MMb de aceite y 4.752 MMMpc de gas, y el pronóstico de producción para noviembre-diciembre es de 0.971 MMb de aceite y 2.344 MMMpc de gas.



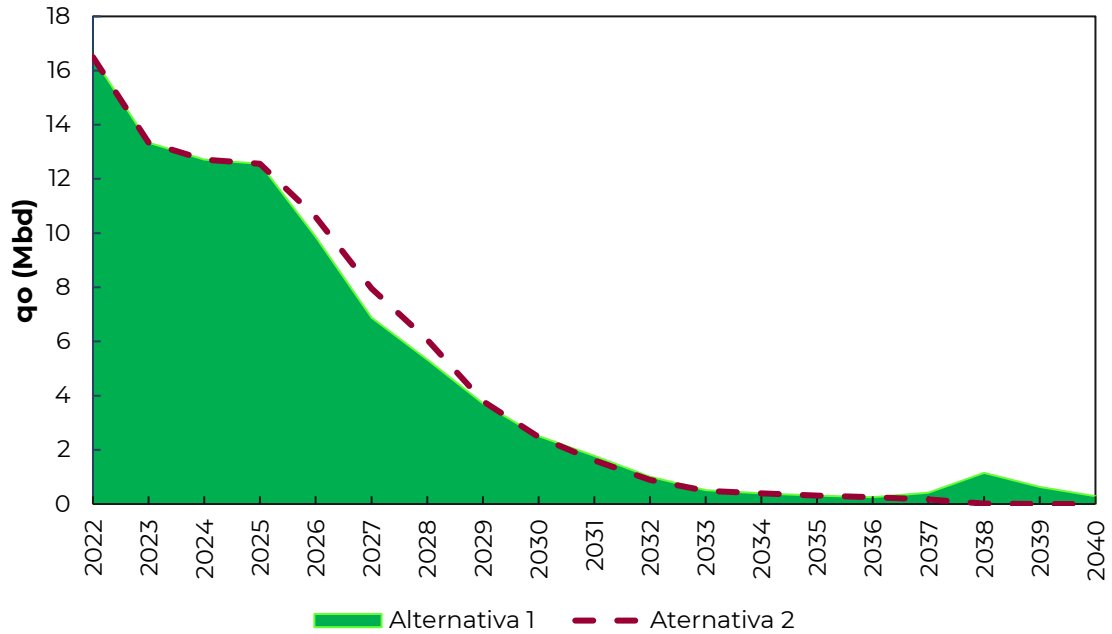


Figura 13. Pronóstico de producción de aceite de las alternativas.  
(Fuente: Comisión con información presentada por el Operador.)

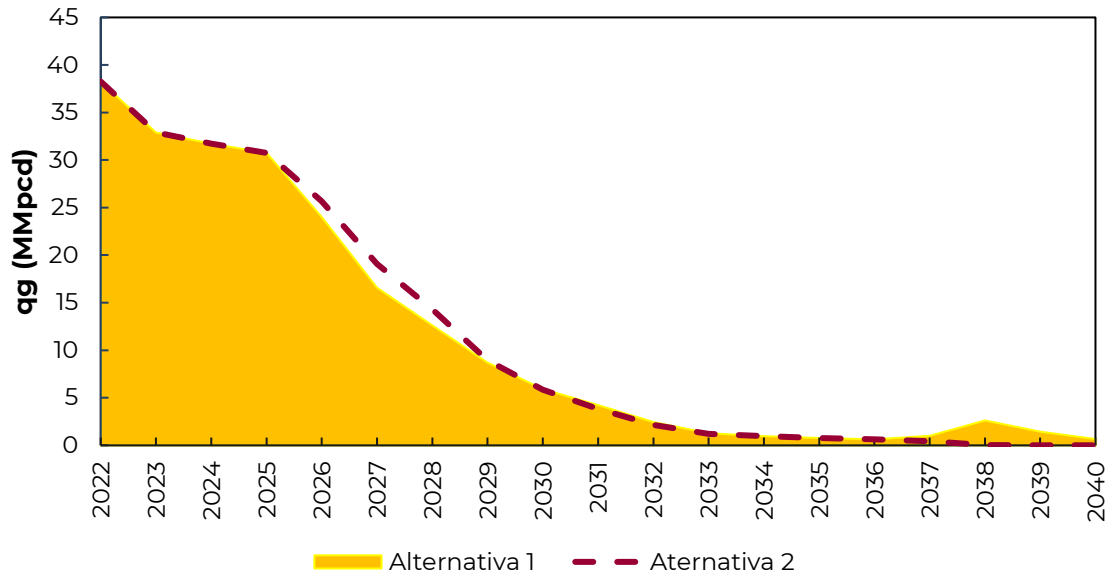


Figura 14. Pronóstico de producción de gas de las alternativas.  
(Fuente: Comisión con información presentada por el Operador.)

El Operador establece que la Alternativa 1 es la mejor opción, ya que ofrece el balance óptimo entre promesa de valor y la eficiencia de inversión, siendo esta la que ofrece la máxima rentabilidad del proyecto.

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

En la Tabla 11 se muestra la comparación entre la actividad programada en el Plan vigente y lo real ejecutado por el Operador, en un periodo comprendido entre 2015 a junio de 2022, así como lo propuesto en la modificación al Plan de Desarrollo a la vigencia de la Asignación.

Descripción	Unidades	Plan vigente 2015-2034	Real <sup>1</sup> 2015 – 2022	Modificación al Plan propuesto a la Vigencia de la Asignación 2022 – 2034 <sup>2</sup>	Modificación al Plan propuesto al Límite Económico 2022-2040 <sup>3</sup>
Perforación de pozos	Número	7	6	5	5
Terminaciones		7	7	5	5
RMA		1	6	6	8
RME		0	12	0	0
Instalación de Ductos		0	1	1	1
Taponamientos		1	1	13	15
Desmantelamiento de ductos		-	-	2	4
Reserva 1P	MMbpce	3.24 <sup>4</sup>	KS-KM-KI: 3.4 <sup>5</sup> JSK: 28.38	KS-KM-KI: 4.40 <sup>6</sup> JSK: 23.41	KS-KM-KI: 4.40 <sup>6</sup> JSK: 23.41
Reserva 2P		13.83 <sup>4</sup>	KS-KM-KI: 6.3 <sup>5</sup> JSK: 31.25	KS-KM-KI: 7.19 <sup>6</sup> JSK: 26.39	KS-KM-KI: 7.19 <sup>6</sup> JSK: 26.39
Reserva 3P		27.32 <sup>4</sup>	KS-KM-KI: 6.3 <sup>5</sup> JSK: 39.85	KS-KM-KI: 7.19 <sup>6</sup> JSK: 35.06	KS-KM-KI: 7.19 <sup>6</sup> JSK: 35.06
Volumen de aceite a extraer	MMb	13.25	33.48	26.77	27.86
Volumen de gas a extraer	MMMpc	33.00	73.62	65.22	67.81

Descripción	Unidades	Plan vigente 2015-2034	Real <sup>1</sup> 2015 – 2022	Modificación al Plan propuesto a la Vigencia de la Asignación 2022 – 2034 <sup>2</sup>	Modificación al Plan propuesto al Límite Económico 2022-2040 <sup>3</sup>
Inversión	MMUSD	331.60	403.30 <sup>7</sup>	209.03 <sup>8</sup>	214.92
Gasto de Operación		53.11	20.21 <sup>7</sup>	122.58 <sup>8</sup>	129.11

<sup>1</sup> Periodo de 2015 a septiembre de 2022.

<sup>2</sup> Plan propuesto a la vigencia de la Asignación sujeto a aprobación.

<sup>3</sup> Plan propuesto al límite económico de la Asignación

<sup>4</sup> Reserva certificada al 01 de enero de 2014.

<sup>5</sup> Reserva certificada al 01 de enero de 2022.

<sup>6</sup> Reserva propuesta al 01 de noviembre de 2022.

<sup>7</sup> La totalidad de los montos contenidos en el presente apartado se presentan en dólares de agosto de 2022. En el caso de los montos erogados, éstos se calculan con base en el tipo de cambio promedio de cada año y, posteriormente, se actualizan considerando el INPP de Estados Unidos al mes de agosto de 2022.

<sup>8</sup> El operador somete una modificación al PDE que considera desde noviembre 2022 hasta 2040. Sin embargo, debido a que la vigencia de la Asignación es hasta 2034, tanto el programa de inversiones como la evaluación económica están truncados al 2034. Las erogaciones de gastos de abandono posteriores al 2034 se consideran en la vigencia de la Asignación, 2034, para la evaluación económica.

Tabla 11. Comparación de avance entre el Plan vigente, lo real ejecutado y la modificación al Plan propuesto. (Fuente: CNH)

La presente propuesta de modificación al Plan de Desarrollo tiene por objetivo modificar las actividades que forman parte del Plan vigente asociado a la Asignación.

## 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 2015 – marzo 2022) en la Asignación, se muestra en la Tabla 12.

Año	Qo		Qg		Perforaciones (número)		Terminaciones (número)		RMA (número)		RME (número)		Inversión (MMUSD)		Gastos de Op. (MMUSD)	
	Plan	Real*	Plan	Real*	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan <sup>1</sup>	Real <sup>2</sup>	Plan <sup>1</sup>	Real <sup>2</sup>
2015	8.00	10.36	20.00	18.59	0	3	0	4	0	0	0	3	89.81	123.07	3.41	0.00
2016	9.00	11.72	22.00	26.23	0	0	0	0	0	1	0	1	154.66	11.31	2.15	0.00
2017	7.00	8.89	19.00	22.76	2	0	2	0	0	0	0	1	7.12	22.77	2.54	0.79
2018	6.00	9.42	14.00	19.97	3	0	3	0	1	0	0	0	62.61	24.29	2.54	6.44
2019	3.00	8.58	9.00	20.66	1	1	1	1	0	1	0	1	0.20	45.55	2.54	8.72
2020	2.00	13.56	4.00	30.35	1	0	1	0	0	4	0	1	0.10	69.78	0.00	2.08
2021	1.00	16.47	2.00	33.95	0	1	0	1	0	0	0	4	0.10	65.47	0.00	0.98
2022	0.00	16.91	0.00	38.88	0	0	0	0	0	0	0	1	0.10	35.36	0.00	0.92

### Nota:

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

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

<sup>1</sup>Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados a dólares de 2022. El factor utilizado para la actualización es 1.28236 (con el INPP promedio ene-sep 2022: 265.450).

<sup>2</sup>Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a dólares 2022, los factores de actualización y tipos de cambio utilizados son:

Factores: Fuente: <https://data.bls.gov/search/query/results?q=WPU0000000>

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

2015 = 1.3938	2019 = 1.3284	2015 = 15.85418	2019 = 19.26177
2016 = 1.4319	2020 = 1.3657	2016 = 18.65670	2020 = 21.49609
2017 = 1.3716	2021 = 1.1676	2017 = 18.92911	2021 = 20.28179
2018 = 1.3144	2022 = 1.000	2018 = 19.23803	2022 = 20.26853

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*.

**Nota: Las actividades a pozos e inversiones consideradas en la Tabla 3, corresponden únicamente a lo presentado mediante los informes mensuales de conformidad con lo establecido en el artículo 100, fracción I de los Lineamientos.**

Tabla 12. Comparación de avance entre el Plan vigente respecto del real ejecutado, en la Asignación.  
(Fuente: CNH)

En virtud de la desviación en la producción durante el periodo enero 2020 – septiembre 2022, la Dirección General de Seguimiento de Asignaciones (DGSA) advierte que, de continuar con esta tendencia, Operador la Comisión podrá iniciar un proceso conforme a lo planteado en el artículo 106 de los Lineamientos, en atención a lo dispuesto en el artículo 103, de dicha normatividad, precisando a su vez que dicha evaluación se llevará acabo al término del quinquenio 2020-2024 conforme al TRANSITORIO OCTAVO de citada normativa donde se señala que, para el caso de la evaluación del cumplimiento de los Planes de Desarrollo para la Extracción, el primer año a considerarse para la primera evaluación quinquenal será 2020.

En este sentido, a continuación, se presenta el análisis correspondiente para el periodo previamente referido, Tablas 13 y 14:

Indicadores de Desempeño, periodo enero 2020 - septiembre 2022*									
Producción acumulada MMB/MMMpc				Diferencia (Real-Plan) MMB/MMMpc		Indicador de desempeño (Real/Plan)		Desempeño (Real-Plan) /Plan	
NpPlan.20-22	NpReal.20-22	GpPlan.20-22	GpReal.20-22	NpDif.20-22	GpDif.20-22	IndNp20-22	IndGp20-22	DesvNp20-22	DesvGp20-22
1.10	15.59	2.19	34.11	14.50	31.92	1,421%	1,555%	<b>1,321%</b>	<b>1,455%</b>

\*Asignación con yacimiento de Aceite Volátil (gas asociado). Se considerará el cumplimiento del PDE en términos de la producción de aceite y gas.

Tabla 13. Indicadores de Desempeño del período enero 2020 a septiembre 2022, en la Asignación.  
(Fuente: CNH)

Donde:

Desviación %	Nivel de Desempeño
< 30%	Alto
entre 50% y 30%	Medio
> 50%	Bajo

Tabla 14. Porcentaje y nivel de desempeño.  
(Fuente: CNH)

## Seguimiento al Compromiso Mínimo de Trabajo (CMT)

En términos de lo establecido en el Término y Condición Quinto “De las Actividades de Extracción”, primer párrafo, del Título de 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.”*

En virtud de lo anterior, en las siguientes tablas se presenta el CMT establecido en el Título vigente de la Asignación (Tabla 15), lo real ejecutado por el Operador en la Asignación (Tabla 16) y la diferencia existente entre ambos rubros (Tabla 17).

Año	CMT Perforación	CMT Terminación	CMT RMA	CMT Inversión (mmpesos@2014) <sup>1</sup>	CMT.Inv. (mmpesos@2022) <sup>2</sup>	CMT Inversión (mmusd@2022) <sup>3</sup>
2015	0	2	0	921.00	1,820.41	89.81
2016	0	3	0	1,586.00	3,134.82	154.66
2017	2	1	0	73.00	144.29	7.12
2018	3	1	1	642.00	1,268.95	62.61
2019	1	0	0	2.00	3.95	0.20
2020	1	0	0	1.00	1.98	0.10
2021	0	0	0	1.00	1.98	0.10
2022	0	0	0	1.00	1.98	0.10
2023	0	0	0	0.00	0.00	0.00
2024	0	0	0	0.00	0.00	0.00
2025	0	0	0	0.00	0.00	0.00
2026	0	0	0	0.00	0.00	0.00
<b>Total</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>1</b>	<b>3,227.00</b>	<b>6,378.34</b>	<b>314.69</b>

<sup>1</sup>A pesos de 2014.

<sup>2</sup>Inversiones del CMT actualizados a pesos@2022. El factor utilizado para la actualización es 1.28237 (con el INPP promedio ene-sep 2022: 265.450).

<sup>3</sup>Tipo de cambio utilizado 20.26853 pesos/usd.

Tabla 15. Compromiso Mínimo de Trabajo de la Asignación.  
(Fuente: CNH)

Año	Real Perforación	Real Terminación	Real RMA	Real Inversión (mmpesos)C/Año <sup>1</sup>	Real Inversión (mmpesos@2022) <sup>2</sup>	Real Inversión (mmusd@2022) <sup>2</sup>
2015 <sup>**</sup>	4	6	0	1399.77	2494.4	123.07
2016	0	0	1	147.35	229.2	11.31
2017	0	0	0	314.25	461.5	22.77
2018	0	0	0	355.56	492.4	24.29
2019	1	1	1	660.49	923.3	45.55
2020	0	0	4	1098.30	1414.3	69.78
2021	1	1	0	1137.29	1327.0	65.47
2022b	0	0	0	716.64	716.6	35.36
<b>Total</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>6</b>	<b>5,829.7</b>	<b>8,058.8</b>	<b>397.60</b>

Nota: Las actividades consideradas en la Tabla 6, corresponden únicamente a lo presentado mediante los informes mensuales de conformidad con lo establecido en el artículo 100, fracción I de los Lineamientos. Se precisa que, a la fecha, se encuentra **en perforación** el pozo **Sini-13**, actividad a ejecutar al amparo del PDE vigente, misma que **no se contabiliza** en el presente análisis.

<sup>1</sup>Incluye las actividades realizadas por el Operador durante el periodo agosto 2014 a diciembre de 2014 (**La perforación del pozo Sini 5 y la terminación de los pozos Sini 4 y Sini 6**).

<sup>2</sup>Para el Año 2022 se considera el periodo enero a septiembre.

<sup>3</sup>Inversión reportada por el Operador correspondiente a los pesos 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022, respectivamente.

<sup>4</sup>Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a pesos y dólares de 2022, los factores de actualización y tipos de cambio utilizados son:

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

2015 = 1.3938  
2016 = 1.4319  
2017 = 1.3716  
2018 = 1.3144

2019 = 1.3284  
2020 = 1.3657  
2021 = 1.1676  
2022 = 1.000

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

2015 = 15.85418  
2016 = 18.65670  
2017 = 18.92911  
2018 = 19.23803

2019 = 19.26177  
2020 = 21.49609  
2021 = 20.28179  
2022 = 20.26853

Tabla 16. Real ejecutado por el Operador en la Asignación (2015 – septiembre de 2022).

(Fuente: CNH)

Año	Perforación (Real-CMT)	Terminación (Real-CMT)	Reparación Mayor (Real-CMT)	Inversiones (CMT-Real) (mmusd@2022)
2015	4	4	0	33.25
2016	0	-3	1	-143.35
2017	-2	-1	0	15.65
2018	-3	-1	-1	-38.31
2019	0	1	1	45.36
2020	-1	0	4	69.68
2021	1	1	0	65.38
2022	0	0	0	35.26
<b>Total</b>	<b>-1</b>	<b>1</b>	<b>5</b>	<b>82.91</b>

Tabla 17. Desviaciones entre el CMT y lo Real ejecutado por el Operador (2015 – septiembre de 2022).

(Fuente: CNH)

Tomando en consideración la tabla que antecede y con el objetivo de identificar si la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo presentado por el Operador considera las actividades necesarias para dar cumplimiento al CMT, a continuación, se presentan las metas físicas e inversión contempladas para su ejecución (Tabla 18), así como, los resultados de la evaluación parcial al CMT (Tabla 19).

	<b>Perforación PDE propuesto</b>	<b>Terminación PDE propuesto</b>	<b>RMA PDE propuesto</b>	<b>Inversiones (mmusd) PDE propuesto</b>
2022	0	0	0	3.35
2023	2	1	0	70.13
2024	2	2	2	64.98
2025	1	2	0	36.08
2026	0	0	1	9.79
<b>Total [noviembre 2022-2026]</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>184.33</b>

Tabla 18. Actividades contempladas en la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo, nov,2022-2026.  
(Fuente: CNH)

	<b>Perforación (Número)</b>	<b>Terminación (Número)</b>	<b>RMA (Número)</b>	<b>Inversiones (mmusd@2022)</b>
<b>Metas del PDE propuesto [noviembre 2022-2026]</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>184.33</b>
<b>Real Ejecutado [2015-septiembre 2022]</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>6</b>	<b>397.60</b>
<b>Metas del CMT [2015-2026]</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>1</b>	<b>314.7</b>
<b>Diferencia [(Metas PDE+Real)-CMT]</b>	4	6	8	267.2

Tabla 19. Evaluación parcial al cumplimiento del CMT, agosto 2014-2026.  
(Fuente: CNH)

De conformidad con lo plasmado en los resultados de la evaluación parcial del CMT en el horizonte 2015-2026 presentados en la tabla que antecede (Tabla 19), se advierte que la propuesta del Plan de Desarrollo modificado considera las actividades necesarias para dar cumplimiento al CMT, conforme a lo establecido en el Título de la Asignación.

### Modificación al Plan de Desarrollo

El Plan de Desarrollo Modificado contempla la ejecución de las actividades físicas, así como la inversión y gastos de operación presentados en la Tabla 20.

Actividad	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Perforaciones desarrollo</b> (Número)	-	2	2	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Terminaciones desarrollo</b> (Número)	-	1	2	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Reparaciones Mayores</b> (Número)	-	-	2	-	1	1	1	-	-	-	1	-	-
<b>Reparaciones Menores</b> (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Instalaciones</b> (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ductos</b> (Número)	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Taponamientos</b> (Número)	-	-	2	-	1	-	-	2	1	1	3	3	-
<b>Abandono de ductos<sup>a</sup></b> (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
<b>Abandono de infraestructura<sup>b</sup></b> (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Inversión</b> (MMusd)	3.35	70.13	64.98	36.08	9.79	7.13	3.09	2.72	2.39	2.90	2.43	2.22	1.02
<b>Gastos de Op.</b> (MMusd)	4.39	22.00	20.78	20.23	15.99	11.40	8.96	6.37	4.48	3.36	2.17	1.35	1.13
<b>Otros egresos</b> (MMusd)	-	3.463	2.107	1.831	1.257	1.18	1.224	1.014	1.02	1.038	1.325	0.905	0.877

Actividad	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Total
<b>Perforaciones desarrollo</b> (Número)	-	-	-	-	-	-	5
<b>Terminaciones desarrollo</b> (Número)	-	-	-	-	-	-	5
<b>Reparaciones Mayores</b> (Número)	-	-	1	1	-	-	8
<b>Reparaciones Menores</b> (Número)	-	-	-	-	-	-	0
<b>Instalaciones</b> (Número)	-	-	-	-	-	-	0
<b>Ductos</b> (Número)	-	-	-	-	-	-	1
<b>Taponamientos</b> (Número)	-	-	-	-	-	2	15
<b>Abandono de ductos<sup>a</sup></b> (Número)	-	-	-	-	-	2	4
<b>Abandono de infraestructura<sup>b</sup></b> (Número)	-	-	-	-	-	-	0
<b>Inversión</b> (MMusd)	0.95	0.87	1.44	1.42	0.60	1.40	214.92
<b>Gastos de Op.</b> (MMusd)	0.98	0.81	1.01	2.04	1.27	0.42	129.11
<b>Otros egresos</b> (MMusd)	0.323	0.004	0.074	0.181	-	-	17.82

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

\*La fecha de inicio de la vigencia del nuevo Plan de Desarrollo es a partir de noviembre de 2022.

<sup>a</sup> El Abandono de ductos incluye: desmantelamiento e inertización de ductos.

<sup>b</sup> El Abandono de infraestructura incluye desmantelamiento y recuperación de estructuras

**Nota:** De acuerdo con el Título de la Asignación A-0310, la vigencia para realizar actividades petroleras es hasta el año 2034.

Tabla 20. Actividades físicas y costos contemplados en la modificación al Plan de Desarrollo.  
(Fuente: CNH)

Cabe mencionar que el límite económico de la modificación al Plan de Desarrollo propuesto por el Operador, se encuentra previsto hasta el año 2040, sin embargo, la vigencia de la Asignación es al año 2034, por lo tanto las actividades (a excepción del Abandono que se realicen con posterioridad al plazo anteriormente señalado, quedarán sujetas a que el Operador, cuente con derechos de Extracción que le permitan continuar operando al amparo de una Asignación o Contrato, conforme el artículo 5 de la Ley de Hidrocarburos.



A continuación, se presentan los comparativos de los escenarios de producción del Plan vigente, producción histórica real y el escenario de la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo, para aceite, Tabla 21 y Figura 15, y para gas Tabla 22 y Figura 16.

Acete	Plan vigente 2015-2034	Real 2015-2022 <sup>1</sup>	Plan propuesto 2022-2034 <sup>2</sup>	Plan propuesto 2022-2040 <sup>3</sup>
Volumen para recuperar (MMb)	13.25	33.48	26.77	27.86

<sup>1</sup>A septiembre de 2022.

<sup>2</sup>A la vigencia de la Asignación, año 2034.

<sup>3</sup>Al límite económico, año 2040.

Tabla 21. Comparación de volumen de aceite a recuperar.  
(Fuente: Comisión con información presentada por el Operador)

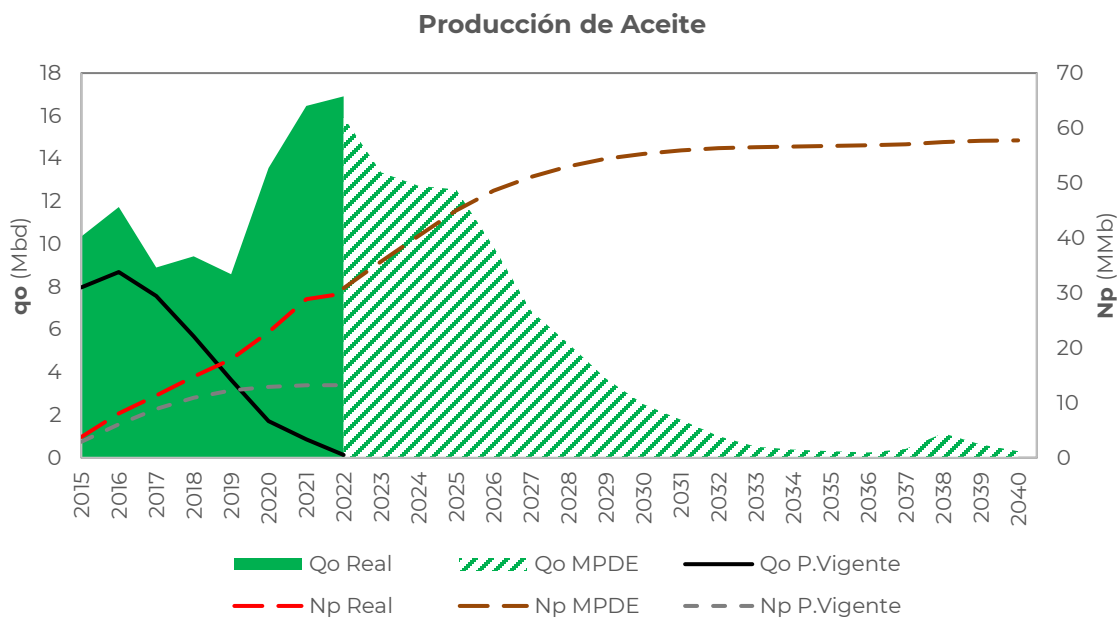


Figura 15. Pronóstico de producción de aceite del Plan vigente y la modificación al Plan de Desarrollo, más la producción real. (Fuente: Comisión con información presentada por el Operador).

Gas	Plan vigente 2015-2034	Real 2015-2022 <sup>1</sup>	Plan propuesto 2022-2034 <sup>2</sup>	Plan propuesto 2022-2040 <sup>3</sup>
Volumen para recuperar (MMMpc)	33.00	73.62	65.22	67.81

<sup>1</sup>A septiembre de 2022.

<sup>2</sup>A la vigencia de la Asignación, año 2034.

<sup>3</sup>Al límite económico, año 2040.

Tabla 22. Comparación de volumen de gas a recuperar.  
(Fuente: Comisión con información presentada por el Operador.)

### Producción de gas

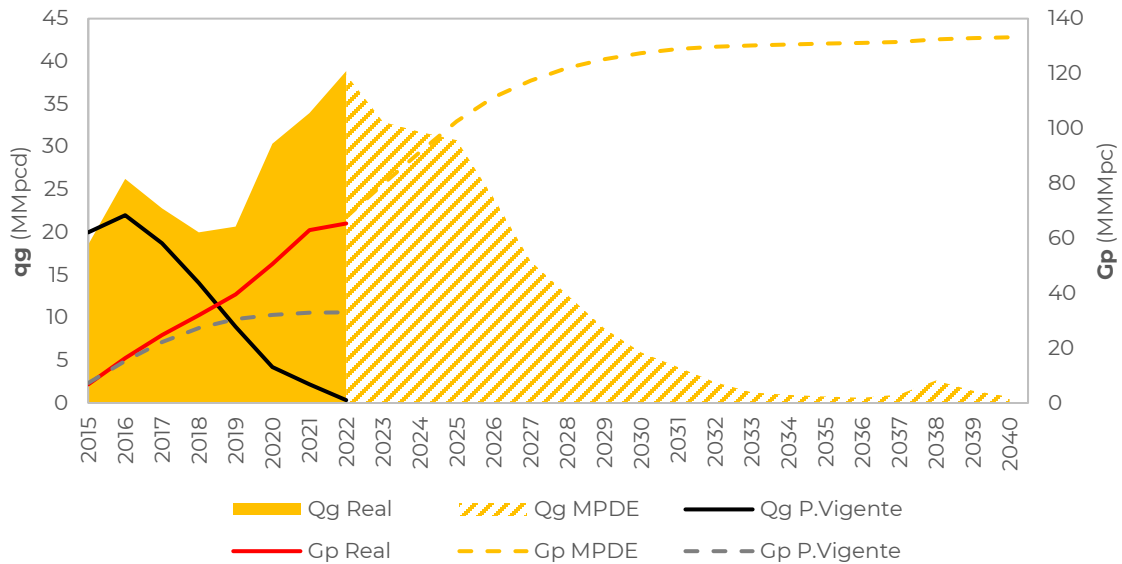


Figura 16. Pronóstico de producción de gas del Plan vigente y la modificación al Plan de Desarrollo, más la producción real. (Fuente: Comisión con información presentada por el Operador.)

En la Tabla 23 se presentan los pronósticos de producción contemplados en el Plan de Desarrollo Modificado para la Asignación.

Año	2022*	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Producción Aceite (Mbp/d)	15.93	13.34	12.72	12.56	9.87	6.88	5.34	3.71	2.51	1.78
Anual (MMb)	0.97	4.87	4.65	4.58	3.60	2.51	1.95	1.35	0.92	0.65
<b>Acumulada (MMb)</b>	<b>0.97</b>	<b>5.84</b>	<b>10.49</b>	<b>15.08</b>	<b>18.68</b>	<b>21.19</b>	<b>23.14</b>	<b>24.49</b>	<b>25.41</b>	<b>26.06</b>
Producción Gas (MMpc/d)	38.43	32.91	31.73	30.74	24.01	16.58	12.61	8.72	5.93	4.22
Anual (MMMpc)	2.34	12.01	11.61	11.22	8.76	6.05	4.62	3.18	2.16	1.54
<b>Acumulada (MMMpc)</b>	<b>2.34</b>	<b>14.35</b>	<b>25.97</b>	<b>37.19</b>	<b>45.95</b>	<b>52.00</b>	<b>56.62</b>	<b>59.80</b>	<b>61.96</b>	<b>63.50</b>

Año	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	TOTAL
Producción Aceite (Mbp/d)	1.01	0.51	0.39	0.31	0.25	0.42	1.14	0.62	0.28	<b>Np</b>
Anual (MMb)	0.37	0.19	0.14	0.11	0.09	0.15	0.42	0.23	0.10	
<b>Acumulada (MMb)</b>	<b>26.43</b>	<b>26.62</b>	<b>26.76</b>	<b>26.87</b>	<b>26.96</b>	<b>27.11</b>	<b>27.53</b>	<b>27.76</b>	<b>27.86</b>	<b>27.86</b>
Producción Gas (MMpc/d)	2.43	1.25	0.96	0.77	0.62	0.99	2.63	1.43	0.65	<b>Gp</b>
Anual (MMMpc)	0.89	0.46	0.35	0.28	0.23	0.36	0.96	0.52	0.24	
<b>Acumulada (MMMpc)</b>	<b>64.39</b>	<b>64.85</b>	<b>65.20</b>	<b>65.48</b>	<b>65.70</b>	<b>66.07</b>	<b>67.02</b>	<b>67.55</b>	<b>67.79</b>	<b>67.79</b>

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

\*La fecha de inicio de la vigencia del nuevo Plan de Desarrollo es a partir de noviembre de 2022.

Tabla 23. Pronóstico de producción del Plan de desarrollo modificado. (Fuente: CNH)

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

### F.1) Características geológico - estructurales

El Operador manifiesta que el Campo produce de yacimientos de edad del Cretácico (Superior, Medio e Inferior), donde las rocas almacenadoras están constituidas por secuencias depositadas en ambientes de cuenca, y del Jurásico Superior (Thitoniano-Kimmeridgiano), cuya roca almacén se encuentra asociada a un ambiente de rampa y presenta diversos grados de dolomitización.

La Figura 19 muestra las configuraciones estructurales presentadas por el Operador y que pertenecen a las formaciones del Cretácico (KM) y Jurásico Superior (Tithoniano-Kimmeridgiano). El modelo estructural presenta una trampa de contracción, nucleado por sal en donde las fallas son estructuras secundarias que se formaron como respuesta al plegamiento formado por una estructura anticlinal asimétrica, con orientación de alargamiento en dirección NW-SE, producto de un esfuerzo compresivo SW-NE de la Orogenia Chiapaneca durante el Mioceno Medio.

Las configuraciones estructurales pertenecientes a las formaciones de KS-KM-KI y JST-JSK, se muestran en la Figura 17, donde se visualiza la delimitación de la estructura en los flancos Este y Oeste por fallas inversas, con buzamiento NW-SE.

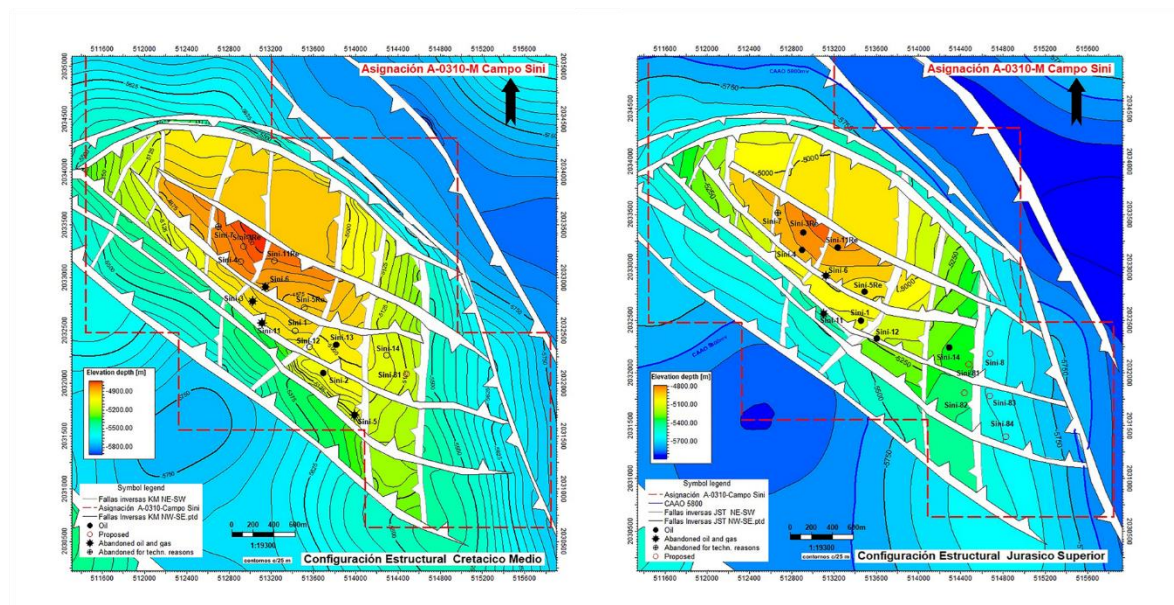


Figura 17. Configuraciones estructurales de las formaciones Cretácico Medio, y Jurásico Superior (Tithoniano-Kimmeridgiano) en profundidad, de la Asignación. (Fuente: Información presentada por el Operador).

Debido al alto fracturamiento en el Campo, se seccionó en bloques principales a nivel de la formación del JST-JSK, misma que ha presentado comunicación hidráulica entre sí y una aportación del 87% de toda la producción del Campo.

Asimismo, el Operado identificó como límite vertical en el yacimiento JSK el Contacto Agua-Aceite Original (CAAO) a una profundidad de 5,800 mvbnm a partir de análisis correlativos regionales, mientras que para el Cretácico se considera un límite convencional a 5,158 mvbnm por cambios de facies.

## F.2) PERFORACIÓN DE POZOS

Actualmente el Campo cuenta con 11 pozos, de los cuales diez son productores y uno se encuentra taponado, y uno está en perforación en este año 2022. El programa de perforación vigente y de la modificación propuesta se incluye en la Tabla 24.

Perforación de Pozos	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026-2040	Total
Plan vigente	0	0	2	3	1	1	0	0	0	0	0	0	7
Real (2015-2022*)	4	0	0	0	1	0	1		-	-	-	-	6
Plan propuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2	1	0	5

\*Periodo 2015 a septiembre de 2022, con datos oficiales.

Tabla 24. Comparativo entre Planes de actividades de perforación.  
(Fuente: Comisión).

El Operador contempla la perforación de cinco nuevos pozos para desarrollar zonas que se mantienen como no drenadas debido a la compartimentalización existente, a la vez que se realizarán ocho reparaciones mayores. En la Figura 18, se presenta el diseño del estado mecánico del pozo tipo que se planea perforar.

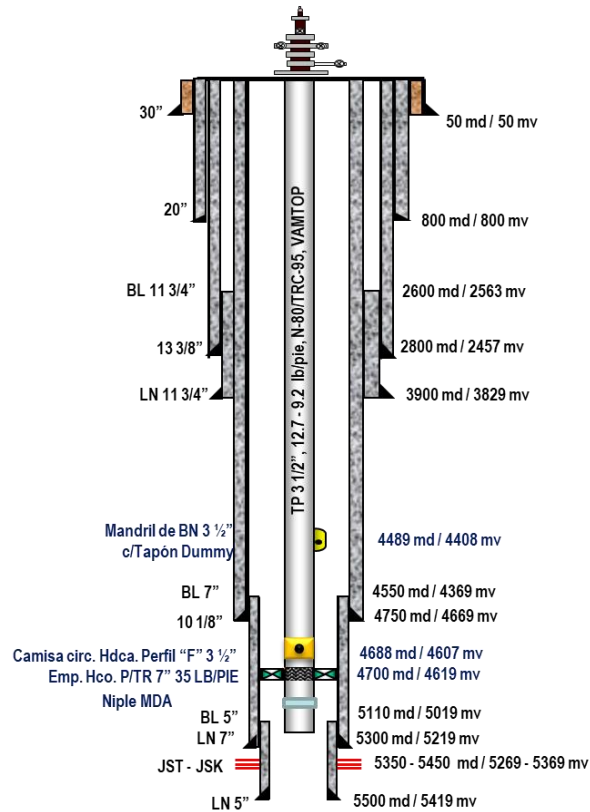


Figura 18. Estado mecánico del pozo tipo a perforar en la Asignación.  
(Fuente: Información presentada por el Operador).

### F.3) Principales tecnologías a implementar

Las principales tecnologías que se implementarán durante la ejecución de la modificación al Plan de Desarrollo se incluyen en la Tabla 25.

Estudios	Tecnología
Toma de información	Registros de presión de fondo fluuyente y cerrado.
Análisis de laboratorio	Análisis PVT y muestras de fluido a boca de pozo.
Optimización de la perforación	Herramientas direccionales.
	Fluidos base agua.
	Perforación con sistema rotatorio y sección de poder.
Determinación de integridad mecánica de ductos de transporte	Aparejos sencillos selectivos.
	Dispositivo instrumentado para la medición de espesores

Estudios	Tecnología
Medidor de corte de agua en línea	Dispositivos de detección y medición de corte de agua instantáneo en la corriente de hidrocarburos
Análisis de aseguramiento de flujo de la red de distribución de la producción	Software especializado en simulación de flujo multifásico (Pipesim, GAP) en estado estacionario, para aumentar las probabilidades de éxito y reducir el riesgo en la toma de decisiones
Optimización de la producción	Limpieza de aparejo de producción con tubería flexible y herramientas especializadas.
	Limpieza de zonas productoras con tubería flexible y herramientas articuladas.
	Sistema Bombeo Hidráulico Jet
	Sistema de Bombeo Neumático Autoabastecido

Tabla 25. Principales tecnologías consideradas en la modificación al Plan de Desarrollo.  
(Fuente: Comisión con información del Operador.)

### F.5) Método de Recuperación Secundaria

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

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

#### F.5.1) Resumen ejecutivo que incluya los elementos generales del Programa

El Operador, determinó la factibilidad técnico-económica de la aplicación del proceso de Recuperación Secundaria de Inyección de Gases Hidrocarburos y así como el análisis de un método adicional de recuperación secundaria de Inyección de Agua, en los yacimientos de carbonatos y aceite volátil (JST-JSK y KM).

La selección y análisis de los procesos potenciales de Recuperación Secundaria y Mejorada lo realizó previamente con Software de escrutinio especializado. En este

Software, los resultados obtenidos fueron detallados y complementados mediante una plataforma de yacimientos especializada.

La información de yacimiento que utilizó para la comparación considera siete parámetros importantes:

- Formación (carbonatos / arenas).
- Profundidad y temperatura de la formación.
- Propiedades de los fluidos (densidad y viscosidad).
- Propiedades de la roca (porosidad y permeabilidad).

Los datos que empleó para determinar los procesos de recuperación adicional, así como los campos análogos a los yacimientos JST-JSK y KM, son los de la Tabla 26.

Propiedades del yacimiento	JST-JSK	KM
Densidad @ c.s. (°API)	41	41
Viscosidad @ c.s. (cP)	0.2	0.2
Saturación de aceite (%)	70	65
Espesor Neto (m)	82	79
Permeabilidad (mD)	70	3
Profundidad del Plano de Referencia (mv)	5,300	5,300
Porosidad (%)	2 a 8	1 a 8
Temperatura (°C)	158	154
Tipo de Formación	Dolomía	Caliza
Tipo de yacimiento	Aceite volátil	Aceite volátil
Zona Invasada por Gas	No	No
Zona Invasada por Agua	No	No
Fracturado	Si	Si
Era geológica	Mesozoico	Mesozoico
Período geológico	Jurásico	Cretácico
Volumen original de aceite (MMb)	125.43	24.29
Volumen original de gas (MMMpc)	288.49	55.86

Tabla 26. Propiedades de los yacimientos (JST-JSK y KM).  
(Fuente: Comisión con información del Operador)

#### F.4.2) Resultados del Estudio de Campo Análogos y Tablas de apoyo de los procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada

El Operador señala que el criterio general usado para este caso está basado en las estadísticas de procesos comerciales operados exitosamente. En la Tabla 27 se muestran los resultados obtenidos por el Operador para los campos análogos a los yacimientos del Jurásico y Cretácico, tomando en cuenta la permeabilidad, porosidad, densidad, viscosidad y temperatura. Se puede observar que el proceso de recuperación adicional aplicado en campos análogos es Inyección de Gases.

Campo	País	k (mD)	Prof. (m)	Ø (%)	μ (cP)	ρ (°API)	T (°C)	Proceso	Formación
Sini (KM)	México	3	5,078.5	4.5	0.2	41	154	Primario	Carbonatos
Sini (JST-JSK)	México	70	5,319.0	4.9	0.2	41	158	Primario	Dolomía
Beaver Lodge	E. U. A	4	3,115	13	0.23	41	122	Inyección de agua	Carbonato Dolomía / Caliza
El Bunduq	Emiratos Árabes	16	2,488	14	0.20	39	106	Inyección de agua	Carbonato Dolomía
Starogrozny	Rusia	145	3,750	7	0.19	40	148	Inyección de agua	Carbonato Caliza
Little Knife	E. U. A	30	2,949	14	0.20	41	104	CO <sub>2</sub> miscible GAW miscible	Carbonato Dolomía
West Pembina	Canadá	500	3,030	12	0.19	45	104	Inyección de gases hidrocarburos	Carbonato Dolomía / Caliza
Leduc	Canadá	75	-	8	-	-	-	Inyección de agua Reciclaje de gases hidrocarburos	Carbonato Dolomía
Snipe Lake	Canadá	54	-	6.8	-	-	-	Inyección de agua Reciclaje de gases hidrocarburos	Carbonato Dolomía / Caliza
Golden Spike	Canadá	75	-	8.7	-	-	-	Reciclaje de gases hidrocarburos	Carbonato Caliza
Barnhart	E. U. A	4	-	4	-	-	-	Inyección de agua	Carbonato Dolomía
Bigoray Nisku D&E	Canadá	3	-	7	-	-	-	Inyección de agua	Carbonatos Caliza
North Robertson	E. U. A	4.5	-	4	-	-	-	Inyección de agua	Carbonatos Caliza
West Edmond	E. U. A	3	-	7	-	-	-	Inyección de agua y gases hidrocarburos	Carbonatos Caliza
Barnhart	E. U. A	4	-	4	-	-	-	Combustión in situ	Carbonato Dolomía



Jay	E. U. A	-	5,300	-	-	-	-	Inyección de agua	Carbonato Dolomía
Jingqiu	China	-	4,590	-	-	-	-	Inyección de agua	Carbonatos Caliza
Jameson	E.U.A.	22	1,737	9	0.17	43	62	Reinyección de gas	Carbonatos
Pickton	E.U.A.	379	2,347	20	0.21	46	98	Iny. Gas miscible	Caliza
Tengiz	Kazajstán	1	3,825	5.2	0.23	47	121	Iny. Gas miscible	Carbonatos

Tabla 27. Campos análogos y proceso empleado respecto a propiedades petrofísicas, análisis realizado por el Operador.

(Fuente: Comisión con información presentada por el Operador).

Como se puede observar, de los resultados obtenidos por el Operador, la Inyección de Gases Hidrocarburos e Inyección de Agua han sido los procesos más empleados en yacimientos análogos a los yacimientos JST-JSK y KM.

El Operador manifiesta que: con base en el estudio de campos análogos, y tomando en cuenta las características de los yacimientos de la Asignación, el proceso de Inyección de Gases Hidrocarburos es el proceso potencial aplicable. Es importante mencionar, que la aplicación de este proceso debe considerar, además de la infraestructura a desarrollar, la disponibilidad del recurso, lo cual juega un papel primordial en la correcta aplicación del método.

Con base en el reporte Procesos Potenciales de Recuperación Secundaria en Campo Sini (2019), el Operador seleccionó el proceso con mayor potencial a aplicar en dicho campo, siendo la inyección de gases hidrocarburos el que más beneficios podría generar. En la Tabla 28 se muestra un resumen de los procesos obtenidos en el estudio, en orden de mayor a menor impacto.

Proceso		Tipo de fluido	Observaciones
1	Inyección de gas hidrocarburo	Aceite volátil	Poca disponibilidad del recurso, alto costo.
2	Inyección de agua	Aceite volátil	Riesgo de canalización del agua.
3	Inyección de CO2	Aceite volátil	Poca disponibilidad del recurso, alto costo.

Tabla 28. Proceso que presentan un potencial de aplicación en la Asignación.

(Fuente: Información presentada por el Operador).

Sin embargo, el Operador realizó un análisis probabilístico, aplicando el modelo de simulación Montecarlo, para obtener percentiles del factor de recuperación de aceite con la implementación de inyección de gases hidrocarburos para campos con vida productiva menor a 15 años y mayor a 15 años. Tabla 29.

Caso	P10	P50	P90
Menor a 15 años de vida productiva	3.37	10.14	30.54
Mayor a 15 años de vida productiva	3.50	5.86	9.82

Tabla 29. Percentiles del factor de recuperación para inyección de gases hidrocarburos.  
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Debido a las características y madurez de la mayoría de los campos mexicanos, para este análisis, el percentil que empleó fue el correspondiente al P10 con un valor de 3.5%, el cual está más cercano hasta lo obtenido en campos análogos a nivel internacional y por ende es el más probable de alcanzar.

### F.5.3) Resultados del Estudio de Factibilidad Económica Probabilista

El Operador realizó el análisis económico para el proceso de Inyección de Gases Hidrocarburos, el cual es de tipo determinista y con costos tipo clase V para el proceso mencionado y bajo el régimen fiscal de Asignación.

Las premisas económicas que utilizó se presentan a continuación:

- Horizonte evaluación: 2029-2052.
- Año base: 2022
- Tipo de cambio: 20.9458 pesos/dólar.
- Gasto de operación calculado con los factores del sistema DOCUPEP, GOM 20222017.
- Evaluación después de Impuestos bajo el Régimen Fiscal de la Asignación.
- Precios promedio de hidrocarburos escenario medio.

La evaluación económica la efectuó con régimen fiscal por Asignación, en región fiscal Áreas Terrestres, considerando el Derecho de Utilidad Compartida (DUC), derecho de extracción de hidrocarburos, derecho de exploración de hidrocarburos, derecho por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos, uso y ocupación superficial. El volumen por recuperar estimado por el Operador, con base en el volumen original 3P del yacimiento y el factor de recuperación (FR) de 3.5%, se obtuvo mediante un análisis estadístico empleando datos de factores de recuperación de campos análogos y tiempos de implementación, el FR empleado fue el correspondiente al P10 de esta evaluación. Tabla 30.

Volumen Original	Total	JST-JSK	KM
Volumen original 3P de aceite (MMb)	149.72	125.43	24.29
Volumen original 3P de gas (MMMpc)	344.34	288.49	55.86
Factor de recuperación (FR)	3.50	3.50	3.50
Volumen de aceite a obtener (MMb)	5.24	4.39	0.85
Volumen de gas a obtener (MMMpc)	12.03	10.08	1.95

Tabla 30. Volúmenes por recuperar de aceite y gas para los yacimientos JST-JSK y KM de la Asignación al aplicar el método de inyección de gas.

(Fuente: Información presentada por el Operador)

En la 31 se muestran los resultados de la evaluación económica, en donde se puede observar que el VPN después de impuestos es negativo.

Indicador Económico	Unidad	Antes de Impuestos	Después de impuestos	
			Contratista/Operador	Estado
VPN	MMUSD	-62.16	-142.45	80.29
VPI	MMUSD	97.80	97.80	0.00

Tabla 31. Indicadores económicos de la Asignación, al aplicar el método de inyección de gas en los yacimientos JST-JSK y KM. (Fuente: Información presentada por el Operador)

La evaluación probabilística que el Operador realizó fue con base en la siguiente información, para un horizonte de evaluación 2029-2052 (año base 2029):

- Escenario bajo, medio y alto de precios de aceite y gas natural.
- Escenarios mínimo, medio y máximo del perfil de producción de aceite y gas.
- Tipo de cambio: 20.9458 pesos/dólar.
- Costos asociados al proceso de la inyección de gas en los yacimientos JST-JSK y KM del campo Sini.

Además, consideró los siguientes supuestos:

- Con el fin de incluir la variabilidad de los volúmenes se generó una distribución de probabilidad de los perfiles de producción con base en un análisis de Swanson.
- El régimen fiscal corresponde al de Asignación, bajo las siguientes consideraciones:
  - a) Con relación al pago de derechos, la deducibilidad se estimó con base en las siguientes expresiones:

$$\text{Min}(\max(12.5\% \times \text{Valor HC}, \text{CostCap}), \text{Costos} + \text{Gastos})$$

Los Costos+Gastos deducibles sólo incluyen aquellos asociados al proyecto. Para los periodos en los que éstos rebasan el límite de deducibilidad, se acarrea el exceso de costos para ser deducidos en periodos inmediatos posteriores.

- b) No se considera pago de ISR.

Partiendo de estas premisas el Operador realizó el Análisis de Riesgo Financiero con base en la variabilidad de los precios de hidrocarburos, volumen de aceite recuperado e inversiones. Los ingresos son función de la producción y del precio de cada tipo de hidrocarburo. Los egresos se componen por los costos de inversión y operación, así como el pago de derechos e impuestos.

El análisis se centró en obtener los flujos de efectivo para cada una de las simulaciones de precios, inversiones y volúmenes de los hidrocarburos para este proceso de inyección de gas en los yacimientos JST-JSK y KM del campo Sini. Los resultados se presentaron a través de métricas como el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Los indicadores económicos resultantes de la evaluación probabilista realizada por el Operador, del proyecto de Inyección de Gas en los yacimientos del Campo, se muestran en la Tabla 32, donde se presentan las probabilidades P10, P50 y P90 antes y después de impuestos para los indicadores económicos.

Indicador Económico		P10	P50	P90
TIR (%)	Antes de Impuestos	0.00	0.00	0.00
	Después de Impuestos	0.00	0.00	0.00
VPN (MMUSD)	Antes de Impuestos	-41.58	-50.37	-58.27
	Después de Impuestos	-102.41	-108.68	-114.53
VPN/VPI (\$/\$)	Antes de Impuestos	-0.53	-0.62	-0.71
	Después de Impuestos	-1.30	-1.35	-1.39

Tabla 32. Relación beneficio-costos de la Asignación al aplicar el método de inyección de gases. (Fuente: Información presentada por el Operador).

En la Figura 19 se presentan a través de métricas como el Valor Presente Neto (VPN) y el Valor Presente de la Inversión (VPI).

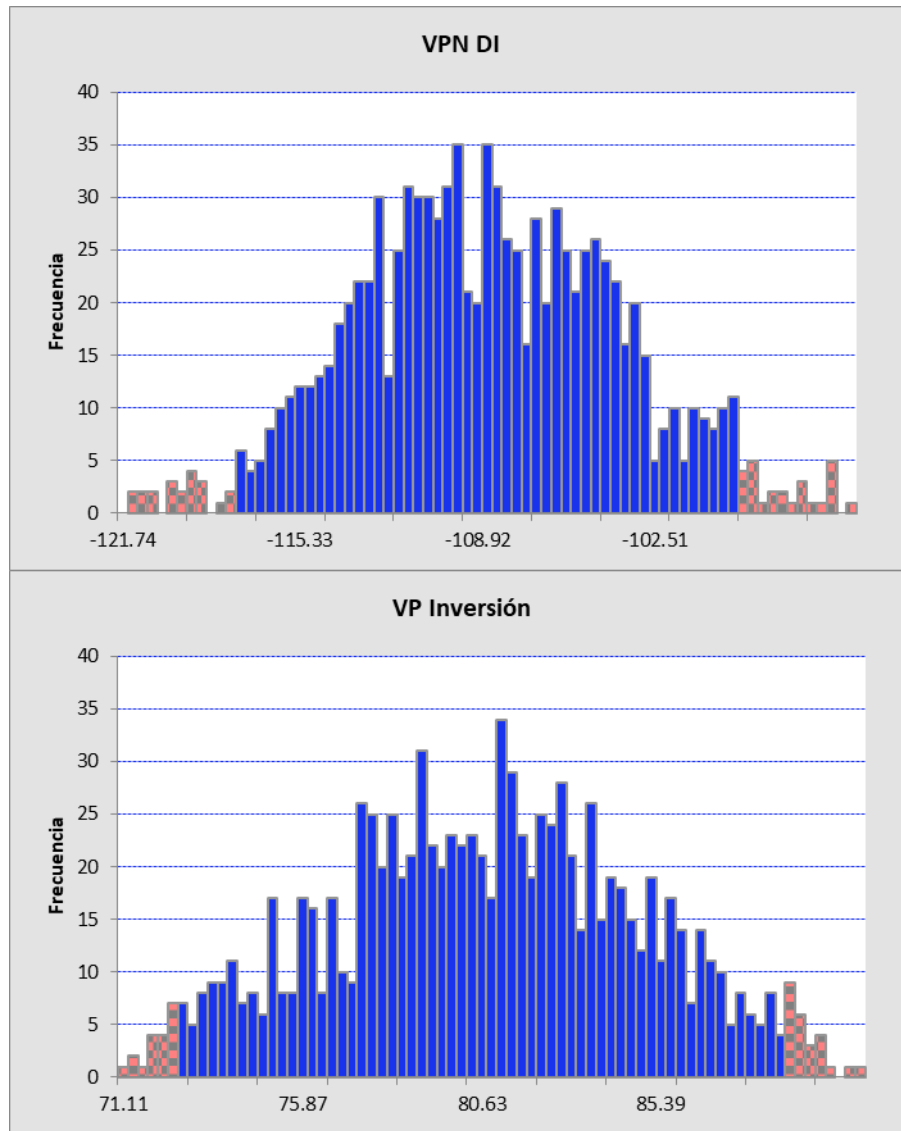


Figura 19. Histograma del VPN DI y VPI para la Inyección de gases hidrocarburos en el Campo Sini.  
(Fuente: Información presentada por el Operador).

Dados los resultados técnico – económicos que obtuvo el Operador, no resultó aplicable el proceso Recuperación Secundaria por Inyección de Gases Hidrocarburos. Por lo que el Operador evaluó un proceso adicional a aplicar, que es Inyección de Agua.

La evaluación económica la realizó bajo el Régimen Fiscal de Asignación, presentando el análisis económico del proceso de recuperación mejorada mediante la Inyección de Agua en los yacimientos JST-JSK y KM utilizando las siguientes premisas económicas:

- Horizonte evaluación: 2029-2055.
- Año base: 2022.
- Tipo de cambio: 20.9458 pesos/dólar.
- Gasto de operación calculado con los factores del sistema DOCUPEP, GOM 20222017.
- Evaluación después de Impuestos bajo el Régimen Fiscal de la Asignación.  
Precios promedio de hidrocarburos escenario medio (Ver memoria de cálculo).

El volumen por recuperar estimado por el Operador, con base en el volumen original 3P del yacimiento y el factor de recuperación (FR) de 5.04%, lo obtuvo mediante un análisis estadístico empleando datos de factores de recuperación de campos análogos y tiempos de implementación, el FR empleado fue el correspondiente al P10 de esta evaluación. Tabla 33.

Volumen Original	Total	JST-JSK	KM
Volumen original 3P de aceite (MMb)	149.72	125.43	24.29
Volumen original 3P de gas (MMMpc)	344.34	288.49	55.86
Factor de recuperación (FR)	5.04	5.04	5.04
Volumen de aceite a obtener (MMb)	7.54	6.32	1.22
Volumen de gas a obtener (MMMpc)	17.33	14.53	2.80

Tabla 33. Volúmenes por recuperar de aceite y gas para los yacimientos JST-JSK y KM de la Asignación al aplicar el método de inyección de gas. (Fuente: Información presentada por el Operador)

En la 34 se muestran los resultados de la evaluación económica, en donde se puede observar que el VPN antes y después de impuestos es negativo.

Indicador Económico	Unidad	Antes de Impuestos	Después de impuestos	
			Contratista/Operador	Estado
VPN	MMUSD	109.92	-1.75	111.67
VPI	MMUSD	104.07	104.07	0.00

Tabla 34. Indicadores económicos de la Asignación, al aplicar el método de inyección de agua en los yacimientos JST-JSK y KM. (Fuente: Información presentada por el Operador)

La evaluación probabilística que el Operador realizó fue con base en la siguiente información, para un horizonte de evaluación 2029-2055 (año base 2029):

- Escenario bajo, medio y alto de precios de aceite y gas natural.

- Escenarios mínimo, medio y máximo del perfil de producción de aceite y gas.
- Costos asociados al proceso de inyección de agua en los yacimientos JST-JSK y KM de la Asignación A-0310-M-Campo Sini.

Aplicando los mismo supuestos y premisas para la evaluación anterior de la Inyección de Gases Hidrocarburos, los indicadores económicos resultantes de la evaluación probabilista del proyecto de Inyección de Agua en los yacimientos JST-JSK, y KM, del Campo, se muestra en la Tabla 35 donde presentan las probabilidades P10, P50 y P90 antes y después de impuestos para los indicadores económicos de Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Eficiencia de Inversión (VPN/VPI).

Indicador Económico		P10	P50	P90
TIR (%)	Antes de Impuestos	27.0	23.1	19.7
	Después de Impuestos	6.9	0.00	0.00
VPN (MMUSD)	Antes de Impuestos	83.13	70.39	57.62
	Después de Impuestos	-1.60	-10.88	-20.14
VPN/VPI (\$/\$)	Antes de Impuestos	0.69	0.56	0.44
	Después de Impuestos	-0.01	-0.09	-0.15

Tabla 35. Indicadores económicos del proyecto de recuperación secundaria, Evaluación Probabilista de la Asignación, al aplicar el método de inyección de agua en los yacimientos JST-JSK y KM. (Fuente: Información presentada por el Operador).

En la Figura 20 se presentan a través de métricas como el Valor Presente Neto (VPN) y el Valor Presente de la Inversión (VPI).

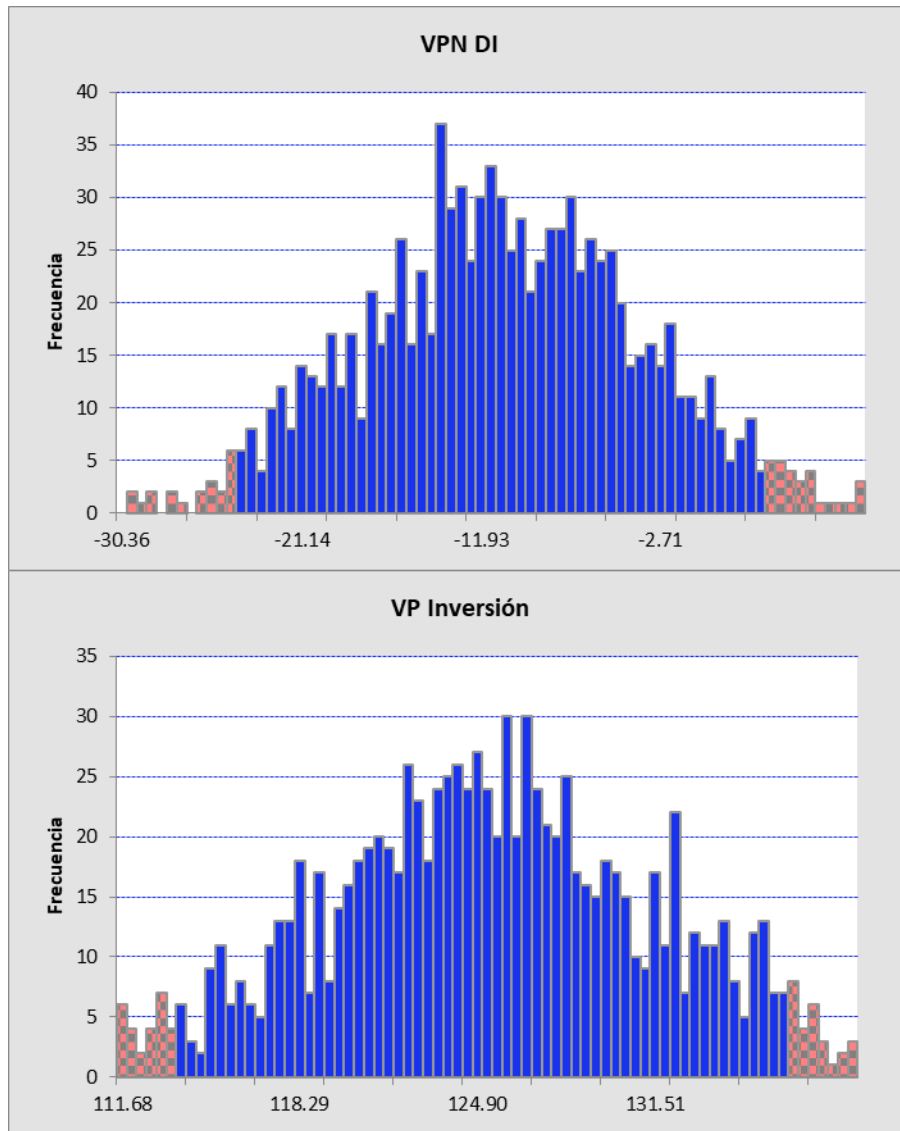


Figura 20. Histograma del VPN DI y VPI para la Inyección de Agua en el Campo Sini.  
(Fuente: Información presentada por el Operador).

Dados los resultados técnico-económicos no resulta aplicable el proceso Recuperación Secundaria por Inyección de Agua.



### **F.5.5) 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**

El Operador considera que, del estudio de campos análogos se obtuvo que el proceso potencial de recuperación adicional a emplear en los yacimientos JST-JSK y KM de la Asignación, es la Inyección de Gases Hidrocarburos. Con base en este proceso, el Operador llevó a cabo el estudio de factibilidad económica, del cual obtuvo un VPN después de impuestos negativo, por lo que el proceso de inyección de gases no es económicamente viable.

Con el objetivo de dar cumplimiento al LTMRSM, el Operador evaluó adicionalmente el método de recuperación secundaria por Inyección de Agua. Con base en este proceso, llevó a cabo el estudio de factibilidad económica, del cual obtuvo un VPN después de impuestos negativo, por lo que el proceso de inyección de agua no es económicamente viable.

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

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

### **F.5.6) Modelo de Infraestructura**

El manejo de los hidrocarburos de la Asignación A-0310-M-Campo Sini no tendrá cambios en su filosofía. La infraestructura se enlista a continuación para su referencia:

- Batería de Separación Pijije (A-0061-M-Campo Caparroso-Pijije-Escuintle)
- Batería de Separación Oxiacaque (A-0249-M-Campo Oxiacaque)
- Batería de Separación Iride (A-0159-M-Campo Iride)
- Central de Almacenamiento y Bombeo Cunduacán (A-0114-M-Campo Cunduacán)
- Estación de Compresión Cunduacán y Cunduacán II (A-0114-M-Campo Cunduacán)

Siendo así la única actualización la construcción de un oleogasoducto de 10" y 1.2 Km entre la localización del pozo Sini-8 y la macropera Sini-1.

## g) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.

La Asignación A-0310-M Campo Sini presentada por Pemex Exploración y Producción (en adelante Operador) ubicada geográficamente en el Estado de Tabasco a aproximadamente 29 km al SW de la ciudad, limitado al Sur-Oeste con la Asignación A-0127-M-Campo Escarbado. Comprende un área de 12.957 km<sup>2</sup> abarcando los yacimientos Cretácico Medio y Jurásico Superior. Cuenta actualmente con 12 pozos, de los cuales 10 son productores y 2 taponados, se integra en una Macroperera de producción denominada Sini 1. Figura 21.

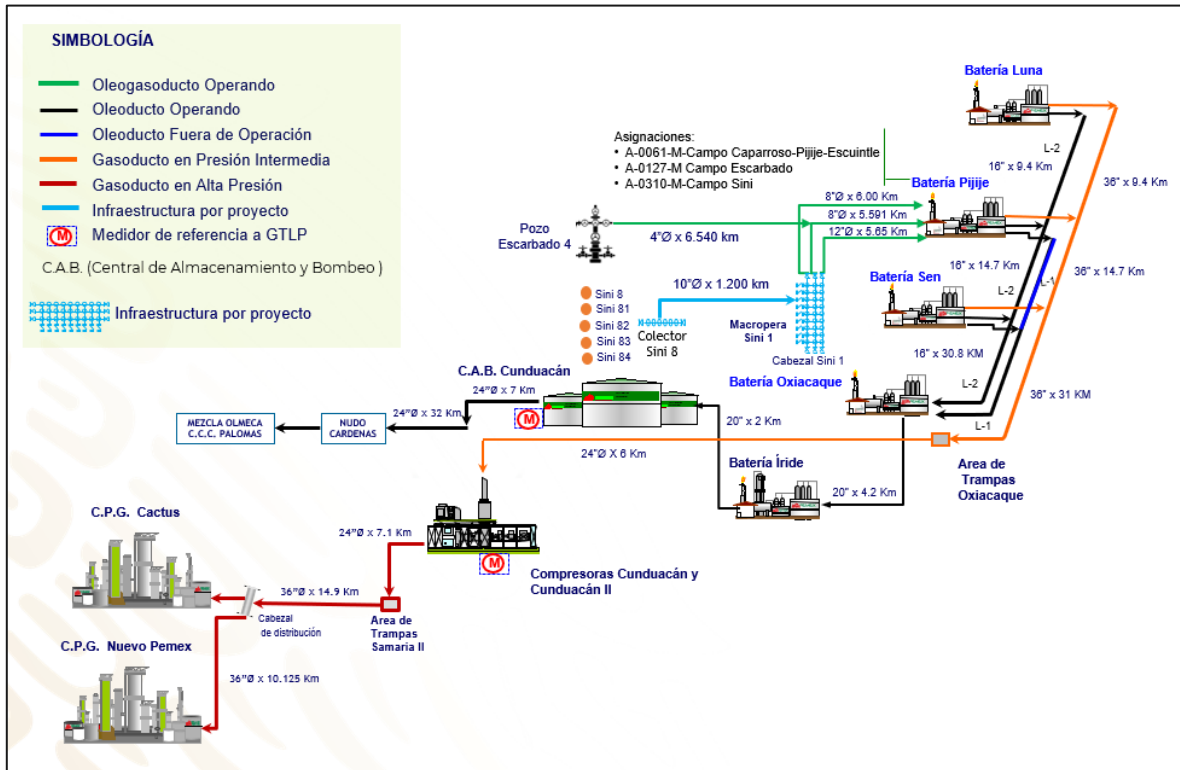


Figura 21. Diagrama de manejo de la producción del Aceite y Gas de la Asignación. (Fuente: Información presentada por el Operador.)

Derivado de la solicitud de aprobación de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción referente a la Asignación, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción y de conformidad con lo establecido en los artículos 6, 9, 19, 21, 22, 23, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40, 42, 43 y 44, de los LTMMH, realizó el análisis y la evaluación técnica de la estrategia presentada por el Operador para la Implementación de los Mecanismos y Puntos de Medición propuestos para el Campo

Sini, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación en materia de Medición de Hidrocarburos, y para lo cual el Operador realizó la siguiente propuesta:

Del manejo y medición, la Asignación A-0310-M-Campo Sini se integra en una Macropera de producción, denominada Sini 1, la mezcla multifásica de la producción de los pozos se maneja y transporta mediante 3 Oleogasoductos de transporte que van de pozo Sini 3 a la batería de separación Pijije de 8" x 6.00 km, otro que corre desde el pozo Sini 1 a la Batería de Separación Pijije de 8" x 5.591 km y de la Macropera Sini 1 a la batería de separación Pijije de 12" x x 5.65 km. Véase figura 1.

El Campo Sini no cuenta con instalaciones propias dentro del área de asignación para el majeo y proceso de los hidrocarburos, por lo que son transportados a las instalaciones de la Asignación A-0061-Campo Caparroso-Pijije-Escuintle. Mientras que el acondicionamiento de las corrientes del Campo Sini es realizado mediante 5 instalaciones de proceso:

- Batería de Separación Pijije (A-0061-M-Campo Caparroso-Pijije-Escuintle)
- Batería de Separación Oxiacaque (A-0249-M-Campo Oxiacaque)
- Batería de Separación Iride (A-0159-M-Campo Iride)
- Central de Almacenamiento y Bombeo Cunduacán (A-0114-M-Campo Cunduacán)
- Estación de Compresión Cunduacán y Cunduacán II (A-0114-M-Campo Cunduacán)

La medición operacional de la mezcla multifásica del Campo Sini es realizada mediante un separador trifásico instrumentado con medidor de líquidos tipo másico Coriolis y para el gas una placa de orificio, estos ubicados dentro de la Batería de Separación Pijije, la cual tiene el objetivo de separar los hidrocarburos, obtener aceite, rectificar el gas en primera y enfriar en segunda etapa. Después del proceso mencionado en Batería de separación Pijije, dicha mezcla es enviada a la Batería de Separación Íride en la cual la corriente gas-líquido es mezclada con las corrientes de los campos Sen, Luna, Pijije, Tizón, Cráter, Palapa, Caparroso, Siní, Escuintle y Tierra, mismas que llegan a la entrada de la torre estabilizadora de crudo DA-101, el hidrocarburo líquido descargado es medido mediante los trenes de medición másico Coriolis con tag de identificación MRA-APSL-BSIRI-2, MRA-APSL-BSIRI-3 y enviado a la Batería de Separación Oxiacaque para una segunda separación de fases gas-líquido en los equipos de separación horizontal bifásicos FA-100, FA-102, FA-104, FA-105 y FA-201 los cuales cuenta con medidores másicos tipo Coriolis ubicados a la descarga para finalmente enviar los líquidos separados a la Central de Almacenamiento y Bombeo Cunduacán para ser medidos mediante los sistemas de medición tipo ultrasónico con tag de identificación MTCA-APSL-CABCUN-2 (medición de transferencia) y ser fiscalizados en el Centro Comercializador de Crudo

Palomas (C.C.C. Palomas, en adelante), propuesto como Punto de Medición para Petróleo.

Para el gas, en Batería de Separación Pijje, el gas separado proveniente de la Asignación Sini pasa por un proceso de separación, rectificación primaria, enfriamiento de gas y rectificación secundaria para su posterior envío a la Estación de Compresión Cunduacán y Cunduacán II y ser cuantificado en los Sistemas de medición ultrasónicos con tag de identificación TC-APSL-CCUN-MU-01 como medición de transferencia previa a ser enviado a los Centros Procesadores de Gas Cactus y Nuevo Pemex (C.P.G. en adelante) propuestos como Puntos de Medición.

En complemento de lo anterior, el Operador realiza la siguiente propuesta para los Puntos de Medición de Petróleo, Gas y Condensado del Campo Sini:

### Medición de Petróleo

El Punto de Medición para Petróleo propuesto para el Campo Sini es el siguiente:

- Centro Comercializador de Crudo Palomas sistemas PA-100, PA-200 y PA-300, tecnología ultrasónica. Véase Figura 22.

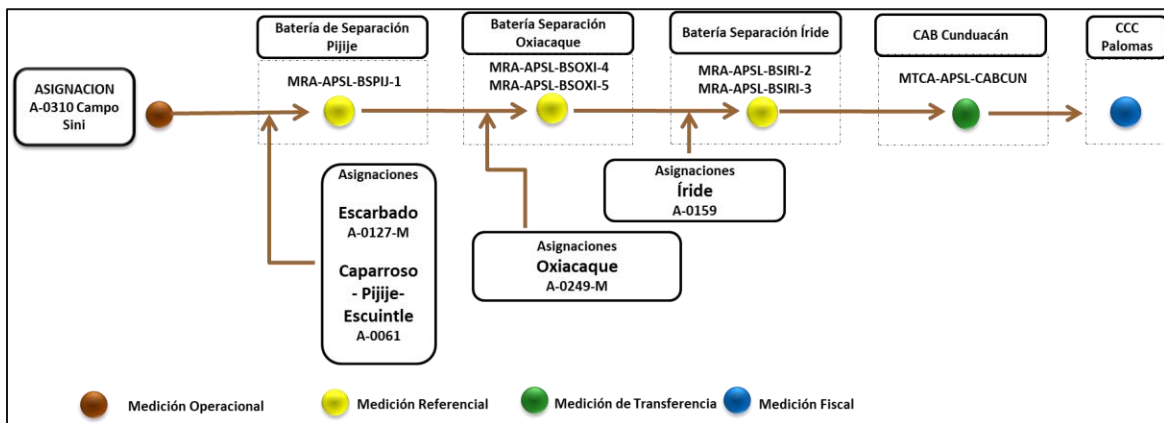


Figura 22. Sistemas y Puntos de Medición de la Asignación.  
(Fuente: Información presentada por el Operador.)

### Medición de Gas y Condensado

Los Puntos de Medición para Gas y Condensado propuestos para el Campo Sini son los siguientes:

- Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex, sistema de medición PM-11, tecnología Placa de Orificio (Gas).
- Centro Procesador de Gas Cactus, sistema de medición PM-66 (Gas), tecnología Placa de Orificio.
- Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex, sistema de medición FE-4420 III tecnología másico tipo Coriolis (Condensado),
- Centro Procesador de Gas Cactus, sistema de medición FE-420, tecnología másico tipo Coriolis (Condensado). Véase Figura 23.

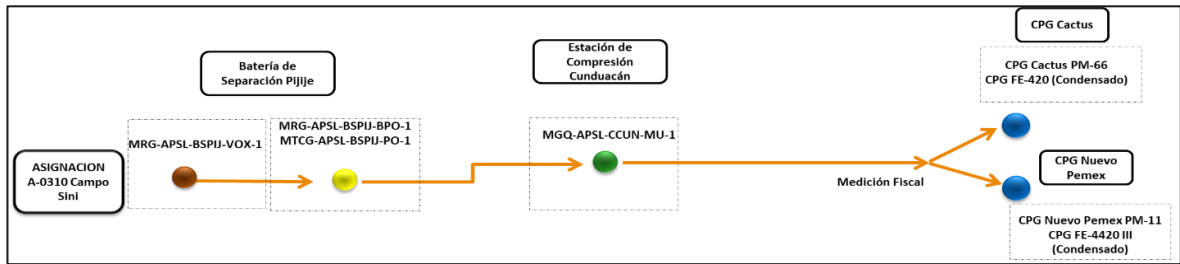



Figura 23. Sistemas y Puntos de Medición de la Asignación.  
(Fuente: Información presentada por el Operador.)

## Medición de Agua

El agua de formación se determina diariamente en los tanques atmosféricos de la Batería de Separación Pijije, lo mismo sucede en los tanques de la Central del Almacenamiento y Bombeo Cunduacán donde se cuenta con infraestructura para drenar el agua residual y enviarse a los pozos inyectoros (Cunduacán 60 y 61).

## Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

Una vez revisada la información e identificada la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para la Asignación A-0310-M Campo Sini, se llevó a cabo la siguiente evaluación, Tabla 36:

<b>Datos Generales:</b> Nombre del Asignatario o Contratista: <u>Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción PEP</u> No. de Contrato o Asignación: <u>A-0310-M</u> Nombre de la Asignación o Área Contractual: <u>Campo Sini</u> Tipo de Plan a evaluar: <u>Plan de Desarrollo</u>							 Comisión Nacional de Hidrocarburos
No.	Artículo de los LTMH/Contrato/Guía	Requerimiento	Criterio de evaluación	Presentó SI/No	Cumplimiento SI/No	Descripción breve de la información presentada	
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.M.	LTMH, Capítulo III y IV	Determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	Si	Si	Presenta una propuesta de medición de los Hidrocarburos extraídos de la Asignación Sini durante la vigencia de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, donde se consideran Punto de Medición para Petróleo, Gas y Condensado ubicados en tierra. La fecha de puesta en marcha es año 2023.	Sin observación
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTMH, Capítulo II	De los sistemas de medición	Si	Si	El Asignatario propone medir los hidrocarburos mediante los siguientes Puntos de Medición: •Entró Comercializador de Crudo Palomas sistemas PA-100, PA-200 y PA-300, tecnología ultrasónica •Entró Procesador de Gas Nuevo Pemex, sistema de medición PM-11 •Entró Procesador de Gas Cactus, sistema de medición PM-66. Ambos con tecnología tipo Placa de Orificio.	Información ubicada en el apartado de medición apartado III. Diagramas Generales de Infraestructura.
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTMH	Si	Si	Presenta documento correspondiente a la Política de Medición la cual cumple con lo establecido en los LTMH, información presentada en el anexo de medición, Política de Medición y en su Anexo II. Medición de Hidrocarburos.	La política de medición contempla la implementación de un Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición.
4	42, fracción II	<b>Procedimientos:</b>					
		• Mantenimiento	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.	Si	Si	Presentó "Procedimiento operativo para mantenimiento a sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción" con clave PO-PO-MA-0002-2017 y fecha septiembre de 2017.	Los programas de mantenimiento, calibración, verificación, estimación de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo de la Asignación A-0310-M Campo Sini, se llevarán a cabo desde el año 2023 hasta el año 2040. Para su referencia se encuentran en el apartado "Art. 42.VII. Programas de implementación.
		• Confirmación metrológica		Si	Si	Presentó "Procedimiento Operativo para realizar la Confirmación Metrológica a los Sistemas de Medición de Hidrocarburos en PEP" con clave PO-PO-OP-0144-2017 y fecha noviembre de 2017.	Los programas de mantenimiento, calibración, verificación, estimación de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo de la Asignación A-0310-M Campo Sini, se llevarán a cabo desde el año 2023 hasta el año 2040. Para su referencia se encuentran en el apartado "Art. 42.VII. Programas de implementación.
		• Elaboración de balance		Si	Si	Presentó un procedimiento de balance para Gas y líquidos con el número PO-PO-OP-0199-2019 y PO-PO-OP-0144-2017.	Los programas de mantenimiento, calibración, verificación, estimación de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo de la Asignación A-0310-M Campo Sini, se llevarán a cabo desde el año 2023 hasta el año 2040. Para su referencia se encuentran en el apartado "Art. 42.VII. Programas de implementación.
• Calibración de los instrumentos de medida	Si	Si		Presentó "Procedimiento operativo para calibrar sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción" con clave PO-PO-OP-0134-2017 y fecha agosto de 2017.	Los programas de mantenimiento, calibración, verificación, estimación de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo de la Asignación A-0310-M Campo Sini, se llevarán a cabo desde el año 2023 hasta el año 2040. Para su referencia se encuentran en el apartado "Art. 42.VII. Programas de implementación.		
5	42, fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTI's, isométricos), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacional, referencial y de transferencia existentes.	Si	Si	Presentó diagramas esquemáticos de la infraestructura a utilizar, algunos DTI's con vista general, ubicando los Puntos de Medición, Referencial y de Transferencia, diagramas de medidores en la EM Santa Elena	Adicionalmente de los diagramas presentados, se describen e identifican las características de los sistemas de medición tanto para condensados, gas y agua
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMH	Si	Si	Presenta la descripción de los sistemas y su ubicación en diagramas de las instalaciones a utilizar (Operacional, de Referencia, Transferencia (gas) y Fiscal).	Estas ubicaciones y posibles cambios deberán mantenerse actualizados y formar parte del censo que se entrega anualmente de conformidad con los LTMH y utilizando los formatos correspondientes.
7	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTI's, isométricos). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia in situ o bien los a utilizar en caso de no contar con ellos, de conformidad con el artículo 22 de los LTMH.	Si	Si	Presenta información con la que se cuenta actualmente sobre los PM para Gas, no cuenta con Patrones de referencia, la trazabilidad estará a cargo de terceros acreditados.	Adicionalmente presenta algunos DTI's, estos diagramas deberán mantenerse actualizados ya que forman parte de la información documental de los Mecanismos de Medición de esta Asignación.
8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores.	Si	Si	El Asignatario menciona que, para esta Asignación, no se dispone de un Punto de Medición Compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero, según lo establece el Artículo 20 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos vigentes.	El Asignatario reitera que dentro del Mecanismo de Medición presentado, no se dispone de un Punto de Medición Compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero.

AUTORIZADO

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 05/12/2022 06:41:46 p. m.

Sello Digital:

pUw/tkzr6ilwnpMg7K9vcCnsMo99JZieD+6qAwk9XicgzMTgYmowI9082vwmFfDzvpmk0RcxG/3ydiqp836LytDysq/YjZv96TI+XP79t/k+ubpx3uqtme0ilQ/ds+7uCW  
 nPRLysnkhGsZkvBApgH8t9pKslmgYK1GmoECNq3CTIEFC7XDDZY/Q0azlJTQzj+uz2nhkNX66qE9yJcJnGlniP6acNESYlufTtx9yDbMqUM7fHdlbFEjK10fGqz18wdUfl  
 cQloYHbwSIVZrGqGnPrufG3zPft7yuhzrk17GNmU+ls5pRPkOfgJLcJGp6C5Pm+mL4aOGdegxE5g8Q==

9	42, fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	Si	Si	Los programas de mantenimiento, calibración, verificaciones, cálculo de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo de la Asignación A-0310-M Campo Sini, se llevarán a cabo hasta el año 2040, iniciando en 2023. Presenta un programa de Capacitación de Competencias Técnicas para el personal que Administra los Sistemas de Medición de Hidrocarburos.	En los programas o cronograma se encuentran el desarrollo de actividades para el cumplimiento a los requerimientos de implementación de los Mecanismos de Medición de la Asignación, los cuales el Asignatario deberá de emitir al regulador los avances o reprogramaciones de estos.
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTMHM, y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conformen el Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición correspondientes como soporte.	Si	Si	El Asignatario entregó programas de actividades relacionados a la mejora de los valores de Incertidumbre de los Puntos de Medición y para las mediciones Operacionales, de Referencia y Transferencia.	Se deberá dar seguimiento a esta actividad.
11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y aseguramiento de la medición durante el Plan de Desarrollo, las cuales tendrán como finalidad el dar cumplimiento a los valores de incertidumbre establecidos en los LTMHM.	Si	Si	Presenta el desglose de las inversiones y costos operativos del mantenimiento, calibración, operación y gerenciamiento de los Sistemas de Medición relacionados a las mediciones operacionales, referenciales y de transferencia. Las inversiones y costos son el insumo para el cumplimiento de los programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la Medición de los Hidrocarburos, siendo la base fundamental para mantener dentro de los límites establecidos los niveles de incertidumbre de los Sistemas de Medición de la A-0310-M Campo Sini	Estas inversiones presentadas por el Asignatario pretende mantener dentro de los límites establecidos en los LTMHM, los niveles de incertidumbre de los sistemas de medición y Puntos de Medición propuestos dentro del Mecanismo de Medición.
12	42, fracción X	Programa de implementación de la Bitácora de registro	Deberá dar cumplimiento al artículo 7, fracción IV artículo 10, artículo 42 fracción X, artículo 50	Si	Si	El Asignatario presenta dentro del programa de implementación de los Mecanismos de Medición las actividades a realizar para la elaboración de la Bitácora de Electrónica y un Programa de Actualización de censo y documentación metrológica en la Bitácora Electrónica de Gestión y Gerenciamiento de Medición (BEGyGM). Además de presentar un Programa de Actualización de Bitácora Electrónica considerando los nuevos sistemas de medición para conformar su expediente metrológico y así cumplir con la GyGM.	Es importante verificar la implementación y verificar la información a contener en la bitácora de registro.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Si	Si	El Asignatario manifiesta que durante la duración de PDE, se llevarán a cabo la ejecución de los programas de diagnósticos en los sistemas de medición. Además de anexar Programa de Diagnósticos de los Puntos de Medición en la carpeta del Artículo 42, fracción XI	Es sustancial que el Asignatario se comprometa a dar seguimiento y cumplimiento a los programas de diagnósticos presentados dentro del Mecanismo de Medición, para asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición.
14	42, fracción XII	Competencias técnicas	Se tendrán que incluir certificados, reconocimientos, evidencias que demuestran que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalar. Adicionalmente se debe incluir el organigrama y CV's del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación.	Si	Si	Se presentó un programa de capacitación al personal involucrado en la medición de Hidrocarburos por parte del operador, incluyendo al Responsable Oficial.	En la información presentada se identifica que se encuentra en programa la capacitación del personal responsable de la medición de los Hidrocarburos de la Asignación Sini por lo que el Asignatario presenta un programa de capacitación para la mejora de los conocimientos en metrología.
15	42, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	Si	Si	Los indicadores de desempeño a implementarse en la medición de hidrocarburos del Campo Sini empezarán a partir del año 2023 hasta el año 2040.	Será importante dar un seguimiento puntual a los indicadores de desempeño mediante supervisión y el avance de las mismas.
16	42, fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 9, incluyendo sus datos generales como es el puesto que ocupa en la empresa y sus datos de contacto.	Si	Si	El Asignatario presentó los datos de un Responsable Oficial de los Mecanismos de Medición.	Será necesario dar seguimiento a las actividades de capacitación para subsanar el requerimiento de los conocimientos básicos en metrología de hidrocarburos. Se presenta un programa de capacitación de competencias técnicas para el personal que administra los sistemas de Medición en donde se encuentra considerado el Responsable Oficial de esta Asignación.
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, verificar en diagramas.	Si	Si	De acuerdo a los diagramas presentados no se observa ninguna derivación dentro del área de los sistemas de medición.	En caso que se tenga alguna derivación en los Puntos de Medición y Sistemas de Medición de transferencia, el Asignatario deberá asegurar que los elementos tales como válvulas y bridas ciegas deberán contener aseguramientos o candados, así como los medios adecuados para comprobar su hermeticidad, misma que serán verificados mediante Supervisiones y Auditorías.

18	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemétricos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	SI	SI	El Asignatario manifiesta que los PM propuestos para Petróleo, Gas y Condensado cuentan con Telemetría y cumplir con lo estipulado en el Artículo 19 de los LTMMH.	El Asignatario deberá de verificar constantemente el funcionamiento de los sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la medición de los Puntos de Medición.
19	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes Lineamientos.	SI	SI	De acuerdo a la información presentada y lo manifestado por el asignatario manifiesta el compromiso de dar cumplimiento a los parámetros de calidad establecidos en los LTMMH para Gas.	Se deberá dar seguimiento puntual a este compromiso presentado por el Asignatario.
20	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resguardar la información.	SI	SI	De acuerdo a la información presentada y lo manifestado por el Asignatario, los sistemas de medición propuestos cuentan con computadores de flujo de acuerdo a las normas aplicables para este elemento terciario.	Adicionalmente se presenta las referencias con que sustentan la aplicación de los algoritmos de cálculo para determinar el volumen.
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metroológica a patrones nacionales o internacionales	SI	SI	La trazabilidad metrologica estará a cargo de laboratorios acreditados para la calibración de los sistemas de medición propuestos para Petróleo, Gas y Condensado, además de que el Asignatario presenta un programa de calibraciones para los sistemas de medición de la Asignación Sini.	Cabe resaltar que esta trazabilidad se realizará a través de terceros acreditados.
22	22	patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permanente. En casos excepcionales, Patrones portátiles.	SI	SI	De acuerdo a la información presentada, se identifica que actualmente no se cuenta con un patrón de referencia.	Cabe resaltar que la Trazabilidad Metroológica se dará a través de terceros acreditados y sus patrones de medición.
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balance del área.	SI	SI	El agua de formación se determina diariamente en los tanques atmosféricos de la Batería de Separación Pijije, lo mismo sucede en los tanques de la Central del Almacenamiento y Bombeo Cunduacan donde se cuenta con infraestructura para drenar el agua residual y enviarse a los pozos inyectoros (Cunduacan 60 y 61).	Dentro del Mecanismo de Medición de esta Asignación, se identifica que se aplicara conforme a la Normatividad, la realización de muestras de fluidos para el análisis en laboratorio, para determinar el % de agua y sedimentos, ubicados en los Puntos de Medición y Sistemas de Medición propuestos.
24	24	De la medición multifásica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	SI	SI	El Asignatario presenta la propuesta de medición operacional a través de medidores multifásicos instalados en tierra	Se deberá dar seguimiento al tipo de medición que se realizara a boca de pozo.
25	VI.9 anexo I guía de planes	Medición en pruebas de pozo	Presentar, la descripción breve de los puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor, incertidumbre asociada, y calidad de los hidrocarburos, adicional la ubicación en la que se entregarán al comercializador los hidrocarburos.	SI	SI	La medición de flujo de los pozos será por un periodo mínimo de 8 horas y un máximo de 24 horas. Una vez medido los líquidos y el gas se juntan en una sola corriente y se retorna la línea de descarga	El Asignatario deberá de remitir a la Comisión los datos de producción por pozo de acuerdo con lo establecido en los LTMMH.

Tabla 36. Evaluación técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación.  
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Operador.)

## Producción y Balance

El Operador presenta como parte de la solicitud de aprobación a la Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción (en adelante, MPDE) del campo Sini asociado a la Asignación, de conformidad con lo establecido en el artículo 42 de los LTMMH, la propuesta del Punto de Medición, determinación, asignación y calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos provenientes del campo Sini.

El manejo y medición de los hidrocarburos líquidos y gaseosos producidos por el campo Sini serán enviados a la Batería de Separación Pijije (en adelante, B.S. Pijije) para realizar



el proceso de medición y separación de la mezcla multifásica. La corriente líquida obtenida será enviada a la Central de Almacenamiento y Bombeo Cunduacán (en adelante, C.A.B. Cunduacán) vía Batería de Separación Oxiacaque (en adelante, B.S. Oxiacaque) y Batería de Separación Íride (en adelante, B.S. Íride) y, finalmente, la corriente de aceite será bombeada a su correspondiente Punto de Medición. Por su parte, la corriente gaseosa obtenida en la B.S. Pijije será dirigida a la Estación de Compresión Cunduacán (en adelante, E.C. Cunduacán) y, finalmente, a los Puntos de Medición para gas.

El Operador propone para la medición de los hidrocarburos producidos por el campo Sini el “Procedimiento de la medición volumétrica del hidrocarburo líquido y gas en los sistemas de medición tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal de la Asignación A-0310-M-Campo Sini”, el cual considera para la cuantificación del hidrocarburo líquido las mediciones en el Punto de Medición de petróleo ubicado en el Centro Comercializador de Crudo Palomas (en adelante, C.C.C. Palomas), la medición de transferencia se realizará en la C.A.B. Cunduacán y la medición de referencia se efectuará en la B.S. Pijije, B.S. Oxiacaque y B.S. Íride. Por su parte, los hidrocarburos gaseosos obtenidos mediante el proceso de separación en la B.S. Pijije (medición de referencia) serán enviados a la E.C. Cunduacán (medición de transferencia) y, finalmente, a los Puntos de Medición ubicados en Centro Procesador de Gas Cactus (en adelante, C.P.G. Cactus) y Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex (en adelante, C.P.G. Nuevo Pemex). En cuanto a la medición operacional de aceite y gas se realizará con una frecuencia trimestral bajo el esquema de medición convencional que utiliza separador de prueba y medidor de aceite tipo másico (Coriolis) y medidor de gas tipo placa de orificio.

Con relación a la medición de condensados, una vez enviado el gas a la E.C. Cunduacán y producto de los procesos de filtración, compresión y enfriado efectuados en dicha instalación, los volúmenes totales de condensado integrado por diferentes corrientes en la cual se incluye el campo Sini serán recolectados y enviados a los Puntos de Medición de condensado ubicados en el C.P.G. Cactus y C.P.G. Nuevo Pemex. Adicionalmente, el Operador determina el volumen de condensables bajo el sustento de la norma API MPMS 14.5 haciendo uso del análisis cromatográfico del gas medido en el Punto de Medición de gas ubicado en el C.P.G. Cactus y C.P.G. Nuevo Pemex, respecto de los cuales se realizará el balance y distribución del volumen producido por el campo Sini conforme a la participación volumétrica de las corrientes que convergen en los Puntos de Medición de gas.

Con relación a la medición del agua, la producción integrada por diferentes corrientes en la cual se incluirá el campo Sini será enviada a la B.S. Pijije donde se realizará el proceso de separación de líquidos y rectificación de gas en primera etapa. El agua congénita

obtenida al realizar el proceso de separación será enviada a tanques atmosféricos donde se realizará la medición de niveles utilizando como instrumento de medición la cinta metálica métrica para después inyectarla al pozo de captación Caparroso-35. Posteriormente, la corriente de crudo hidratado será enviado a la C.A.B. Cunduacán para almacenarse en los tanques deshidratadores TD-2 y TD-4. El volumen de agua congénita proveniente de la deshidratación del crudo es enviado a la Planta de Inyección de Agua Congénita para después ser inyectado a los pozos de captación Cunduacán-60 y Cunduacán-61.

Asimismo, el Operador presenta el “Procedimiento para la determinación de la participación volumétrica del hidrocarburo líquido y gaseoso en los sistemas de medición de tipo operacional, referencia, transferencia y fiscal”, en el cual la asignación de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos se sustenta en las mediciones de tipo operacional, referencia, transferencia y fiscal considerando la aportación volumétrica de cada una de estas mediciones de acuerdo con su incertidumbre de medida asociada. Es importante señalar que la producción del campo Sini confluirá con la producción de varias Asignaciones, por lo cual el Operador considera la aplicación del prorrateo, distribución proporcional de un volumen de hidrocarburos en numerosas partes, para la asignación de los volúmenes de hidrocarburos pertenecientes al campo Sini.

Respecto al reporte de balance de gas natural, se considera el Bombeo Neumático Autoabastecido con un gasto aproximado de 2.0 MMPCD para ser reinyectado a los pozos Sini-6 y Sini-2. Este volumen de gas es producido por los mismos pozos u otro pozo cercano. Por su parte, el volumen de gas producido por el campo Sini será transferido en su totalidad a la Asignación A-0061-Campo Caparroso-Pijije-Escuintle.

La frecuencia para determinar la calidad a nivel asignación será de forma mensual para cada uno de los pozos tanto para los hidrocarburos líquidos como para los hidrocarburos gaseosos. La toma de muestra para determinar la calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos a nivel asignación será en la bajante de cada pozo, utilizando la práctica ASTM D 4057 y ASTM D 2166, respectivamente. Por su parte, el análisis de calidad de hidrocarburos en el Punto de Medición será diariamente.

Adicionalmente, el Operador manifiesta el uso del “Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Aceite y Gas Natural de la Subdirección de Producción Región Sur”, el cual considera el ajuste volumétrico desde Puntos de Medición hacia asignaciones de producción calculado a partir de la diferencia de la disponibilidad y distribución de los hidrocarburos producidos considerando los procesos de acondicionamiento y tratamiento del hidrocarburo.

Por lo anterior, el Área de Producción y Balances revisó y analizó la información entregada por el Operador correspondiente al artículo 42 de los LTMMH, y concluye que los procedimientos propuestos para realizar la medición, determinación y asignación de la producción, así como la determinación de la calidad cuentan con los elementos necesarios para poder llevar a cabo dichos procesos.

## Comercialización de la Producción

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

En lo que respecta al Gas producido en el Campo Sini, la 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 tiene como calidad característica una densidad cercana a los 40.4 °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

Tabla 37. Análisis de crudo MAYA.  
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Operador.)

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

Tabla 38. Análisis de crudo ISTMO.  
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Operador.)

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

Componentes	%Mol
N2	1.333
CO2	2.172
H2S	0.36
Metano	75.498
Etano	12.827
Propano	5.343
i-Butano	0.705
i-Pentano	0.328
n-Butano	1.472
Hexanos	0.322
Peso Molecular (g/mol)	21.4781

Tabla 39. Componentes del gas.  
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Operador.)

En cuanto al punto de venta, el Operador señala que para el petróleo el punto de venta se ubicará en el Centro Comercializador de Crudo Palomas.

En lo que respecta al Punto de Venta del Gas, estos se ubicaran en el Centro Procesador de Gas Cactus y el Centro Procesador de Gas Nuevo 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 Operador parte de la proyección de precios de un crudo marcador, como el Brent Dated o West Texas Intermediate, en lo que respecta al precio del gas, consideran cuatro referencias nacionales del gas (RNG). Las referencias nacionales consideradas son el Gas Húmedo Dulce del Norte, Gas Húmedo Amargo del Golfo, Gas Húmedo Amargo del Sureste y Gas Húmedo del Sureste.

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

Es importante mencionar que el Operador 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 1.23 [usd/barril], mientras que para el gas el Operador manifiesta que será de 0.424 [usd/Mpc].

La estrategia comercial para los productos petróleo crudo y gas de la asignación no presentará cambios a corto, mediano y largo plazo, por lo que se continuará utilizando la infraestructura actual, para el manejo, procesamiento y transporte hacia los puntos de venta final, por lo que no se tiene considerada construcción de nueva infraestructura para la comercialización.

Por lo anteriormente expuesto, se considera que, con la información proporcionada por el Operador, se da cumplimiento al Anexo II, apartado I, numeral 4.2.5 de los Lineamientos al ser consistente con la filosofía de operación del Operador Petrolero, considerando la infraestructura disponible y el aporte de producción para la elaboración de las mezclas mexicanas de exportación.

### **Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)**

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH (Lineamientos) se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.1472/2022 de fecha 09 de noviembre de 2022, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-176 con fecha del 10 de noviembre de 2022, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador y correspondiente a la Asignación A-0310-M Campo Sini, "...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 los Puntos de Medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.

### **Obligaciones del Operador:**

1. El Operador deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en la presente Opinión Técnica.
2. Deberá dar aviso a esta Comisión Nacional de Hidrocarburos – Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción cuando se finalice con cada una de las actividades programadas relacionadas con la medición de los hidrocarburos, instalación de sistemas de medición desde los pozos hasta el Punto de Medición propuestos por el Operador en el Plan de Desarrollo para la Extracción.
3. 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.
4. Dar aviso a la Comisión cuando se presente alguno de los casos que se estipula en el artículo 52, fracciones I, II, III, IV y V de los LTMMH.
5. El Operador 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, artículo 10, fracción III, inciso f) el cual contendrá y resguardará la información relacionada con los sistemas de medición y de los Mecanismos de Medición.
6. El Operador 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 Operador deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición.
8. El Operador deberá de presentar previo al inicio de la producción las actualizaciones correspondientes a los Procedimientos de Balance de Gas y Condensado aplicable para la Asignación A-0310-M-CAMPO SINI, la actualización del procedimiento y metodología a seguir en la elaboración del Balance, con la consideración de los cálculos y factores a emplear para la asignación de la producción
9. El Operador deberá remitir diariamente a esta Comisión el volumen operativo extraído o producido de los hidrocarburos sin balance o ajuste alguno, distinguiendo la producción de condensado, gas natural, agua y el número de pozos operando por campo. Asimismo, se deberán reportar las justificaciones o explicaciones sobre las variaciones y afectaciones del volumen producidos. Lo anterior, conforme al Artículo 10, fracción I, inciso b) de los LTMMH.
10. El Operador deberá reportar los condensados equivalentes calculados en el Punto de Medición propuesto, mismos que se deberán de calcular tomando como base el estándar API MPMS 14.5 utilizando como insumo los resultados de análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado para el área de la Asignación.
11. El Operador deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico del Gas Natural producido en laboratorio acreditado, 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.
12. Deberá ser verificada, evaluada y actualizada la propuesta de los Indicadores de desempeño para su cumplimiento, con la finalidad de contar con evidencia de estos, para demostrar el desempeño de los instrumentos de los Mecanismos de Medición, dando cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33 de los LTMMH.
13. El Operador deberá asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, el cual deberá considerar un programa de autoverificación, a través de Diagnósticos actividad de evaluación realizada por

personal del Operador Petrolero o contratado por éste y que cuenta con las competencias suficientes como Auditor de primera parte conforme a la Norma NMX-CC-19011-IMNC-2012 Directrices a la Auditoria de los Sistemas de Gestión, sin menos cabo de lo anterior, el Operador deberá seguir presentando los Diagnósticos Metrológicos.

14. El Operador deberá realizar auditorías proceso sistemático, independiente y documentado para obtener evidencia objetiva y evaluar la conformidad y el cumplimiento de los criterios de auditoría, encaminado a la prevención de riesgos, determinar el grado en que se cumplen los dichos criterios e identificación de oportunidades para la mejora de cualquiera de los elementos influyentes en los Mecanismos de Medición de conformidad con el artículo 57 de los LTMMH.
15. El Operador 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.
16. La información de Producción y Balance de la Asignación A-0310-M-CAMPO SINI deberá de presentarse de manera mensual en los formatos definidos por la CNH, en el Anexo I de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial, así mismo, se deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno.
17. Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Operador deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el presente Dictamen Técnico, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados lineamientos, o en caso de existir una modificación a la filosofía de operación de la Asignación (comercialización de los Hidrocarburos en tierra), se deberá de presentar ante la Comisión una nueva propuesta del manejo y distribución de los hidrocarburos, y sus correspondientes actualizaciones de los procedimientos entregados para ser aprobada, mediante la Modificación de un Plan de Desarrollo.



## **h) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL**

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado de la Asignación fue aprobado, el 20 de junio de 2018 mediante la Resolución CNH.E.37.002/18 de fecha 20 de junio de 2018 en dicha resolución se aprobaron 61 Programas de Aprovechamiento de Gas que cumplían con la Meta al momento de su presentación.

A continuación, se presenta el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (PAGNA) documentado por el Operador, con base en el cumplimiento de las Disposiciones Técnicas.

En esta 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 un máximo aprovechamiento del gas con base a las factibilidades técnico-económicas, de conformidad con el Artículo 11 de las Disposiciones Técnicas.

Las premisas para el cumplimiento del objetivo de este programa de aprovechamiento de gas correspondiente a la asignación A-0310-M-Campo Sini son:

- Mantener una meta de aprovechamiento de gas al 100% para el resto de la vigencia de la asignación, ello de conformidad con el artículo 14, fracción II de las Disposiciones Técnicas.
- Administrar la declinación natural de la Asignación A-0310-M-Campo Sini
- Incrementar la vigilancia en los derechos de vía para evitar actos vandálicos.

En cumplimiento a lo indicado en las Disposiciones Técnicas, en su Artículo 4, la obligación del Operador Petrolero de aprovechar y conservar el Gas Natural Asociado, en el apartado V, se privilegia la incineración sobre la quema y sólo por cuestiones de seguridad, se permitirá el venteo. Lo anterior, conforme a las disposiciones establecidas por la Agencia.

### **Características y componentes del gas**

De acuerdo con la información disponible de los resultados de la cromatografía de gases de muestras tomadas, el Operador presenta las características y componentes del gas del Área de Asignación en la Tabla 40.

		A-0310-M - Campo Sini
		30/06/2022
		Pozo Sini 1
Componentes en % mol	Metano	75.498
	Etano	12.827
	Propano	5.343
	i-Butano	0.705
	i-Pentano	0.328
	n-Butano	1.472
	n-Pentano	
	Hexanos	0.322
	Octanos	
	Nonanos	
	Ácido clorhídrico	
	Ácido sulfhídrico	
	Dióxido de Carbono	2.172
	Hidrógeno	
	Nitrógeno	1.333
	Oxígeno	
	Total	100
Propiedades	Peso Específico (kg/m3)	
	Peso Molecular (g/mol)	21.4781
	Poder Calorífico (BTU/FT3)	1225.7095
	Presión (Kg/cm2)	47.56
	Temperatura (°C)	
	Densidad (kg/m3)	0.7415

Tabla 40. Análisis de la composición del gas de la Asignación, a condiciones de superficie.  
(Fuente: Comisión con información presentada por el Operador).

## Meta de Aprovechamiento de Gas

El cálculo de la Meta de Aprovechamiento de Gas (en adelante MAG), se realizó de acuerdo con lo establecido en las disposiciones técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, con la siguiente fórmula que se muestra a continuación:

$$MAG_t = \left[ \frac{A + B + C + T}{G_p + G_A} \right] \times 100 ,$$

Donde A es el autoconsumo (volumen/periodo); B es el volumen de Gas Natural Asociado usado para Bombeo Neumático más el volumen de Gas Natural Asociado en recirculación en el Bombeo Neumático autoabastecido; C es la conservación (volumen/periodo); T la transferencia (volumen/periodo);  $G_A$  es el gas natural asociado adicional no producido en el Área de Asignación (volumen/periodo);  $G_p$  es el gas natural asociado producido.

En las Tablas 41 y 42 se presenta la meta de aprovechamiento de Gas, en forma mensual para el período de 2022-2024 y de forma anual de 2022-2040.

Programa de Gas (MMPCD) Año 2022		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción/operación	Prom.
Producción de gas	GP	37.37	36.02	36.01	38.14	39.89	40.06	39.32	38.29	37.32	39.57	39.08	37.80	365.00	38.25
	GA	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	365.00	2.00
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	365.00	0.00
Bombeo Neumático	B	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	365.00	2.00
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	365.00	0.00
Transferencia	T	37.37	36.02	36.01	38.14	39.89	40.06	39.32	38.29	37.32	39.57	39.08	37.80	365.00	38.25
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	365.00	0.00
% de aprovechamiento		100%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	-	100.00%

Programa de Gas (MMPCD) Año 2023		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción/operación	Prom.
Producción de gas	GP	36.51	35.36	34.15	33.02	31.90	30.84	34.90	33.75	32.67	31.60	30.62	29.65	365.00	32.91
	GA	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	365.00	2.00
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	365.00	0.00
Bombeo Neumático	B	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	365.00	2.00
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	365.00	0.00
Transferencia	T	36.51	35.36	34.15	33.02	31.90	30.84	34.90	33.75	32.67	31.60	30.62	29.65	365.00	32.91
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	365.00	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%

Programa de Gas (MMPCD) Año 2024		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción/operación	Prom.
Producción de gas	GP	33.76	32.76	31.37	30.46	31.15	30.22	34.32	33.26	32.27	31.28	30.35	29.43	366.00	31.73
	GA	2.00	2.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	366.00	0.49
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	366.00	0.00
Bombeo Neumático	B	2.00	2.00	1.00	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	366.00	0.49
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	366.00	0.00
Transferencia	T	33.76	32.76	31.37	30.46	31.15	30.22	34.32	33.26	32.27	31.28	30.35	29.43	366.00	31.73
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	366.00	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 41. Pronóstico Mensual de Aprovechamiento de Gas.  
(Fuente: Comisión con información presentada por el Operador).

Programa de Gas (MMPCD)		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Producción de gas	GP	38.25	32.91	31.73	30.74	24.01	16.58	12.61	8.72	5.93	4.22
	GA	2.00	2.00	0.49	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Autoconsumo	A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bombeo Neumático	B	2.00	2.00	0.49	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	T	38.25	32.91	31.73	30.74	24.01	16.58	12.61	8.72	5.93	4.22
Gas Natural no Aprovechado		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
% de aprovechamiento		100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Días en producción/operación		365.00	365.00	366.00	365.00	365.00	365.00	366.00	365.00	365.00	365.00
Programa de Gas (MMPCD)		2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Producción de gas	GP	2.43	1.25	0.96	0.77	0.62	0.99	2.63	1.43	0.65	
	GA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Autoconsumo	A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Bombeo Neumático	B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Transferencia	T	2.43	1.25	0.96	0.77	0.62	0.99	2.63	1.43	0.65	
Gas Natural no Aprovechado		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
% de aprovechamiento		100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	
Días en producción/operación		365.00	365.00	366.00	365.00	365.00	365.00	366.00	365.00	365.00	

Tabla 42. Pronóstico Anual de Aprovechamiento de Gas.  
(Fuente: Comisión con información presentada por el Operador).

Cabe señalar que el periodo considerado para el presente Dictamen corresponde de 2022-2034 (vigencia de la Asignación). No obstante, el Operador documenta el PAGNA para la totalidad del proyecto del 2022 - 2040 (al Límite económico).

## De las formas de aprovechamiento de Gas Natural Asociado

La alternativa para el aprovechamiento de gas, que plantea el Operador, se basa en el Bombeo Neumático Autoabastecido con Transferencia.

Ya que los pozos Sini-6 y Sini-2 operan con Sistema Artificial de Bombeo Neumático autoabastecido (BNA), cuya filosofía de operación consiste en separar en superficie el gas producido del pozo abastecedor durante el inicio de la producción, enviar el gas requerido a un motocompresor y reinyectarlo a los pozos Sini-6 y Sini-2 a través de su TR y camisa de circulación.

El gasto de gas inyectado a los pozos actualmente es aproximadamente de 2.0 MMpcd que se considera como un gas adicional ya que en su primera etapa es reinyectado, este

gas inyectado es separado nuevamente en superficie y reinyectado para garantizar la operación continua del sistema. El gas excedente es enviado junto con la producción.

Debido a que la Asignación no cuenta con instalaciones propias para procesar su producción de gas este escenario contempla la transferencia de este en su totalidad a la Asignación A-0061-Campo Caparroso-Pijije-Escuintle.

### Relación Gas Aceite

De acuerdo con el Artículo 13 de las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado en los trabajos de Producción de Hidrocarburos se establece el valor máximo de la relación gas-aceite para la Asignación A-0310-M-Campo Sini. El Operador indica la Relación Gas-Aceite 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.

Asignación	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	
	Actual	Máxima
A-0310-M- Campo Sini	650	2675

Tabla 43. Relación Gas-Aceite  
(Fuente: CNH con información presentada por el Operador).

El cálculo para la obtención de la máxima RGA está basado en las características del yacimiento, las practicas operativas y un análisis del comportamiento de la RGA.

Cabe mencionar que la RGA se mantiene conforme al aprobado en Plan Vigente y se pretende continuar dentro del período 2022-2040.

### i) ANÁLISIS ECONÓMICO <sup>2</sup>

El análisis económico relativo a la solicitud de aprobación para la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0310-M-Campo Sini (en adelante Modificación), se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente:

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

- a. La variación de los montos de inversión y gasto operativo del Plan vigente respecto a la Solicitud de Modificación.
- b. La descripción del Programa de Inversiones de la Solicitud de Modificación.
- c. La consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la Solicitud de Modificación.
- d. La evaluación económica del proyecto de la Solicitud de Modificación.

**a. La variación de los montos de inversión y gasto operativo del Plan vigente respecto a la Solicitud de Modificación.**

El Plan de Desarrollo vigente para la Asignación considera costos totales del orden de \$384.70 millones de dólares (\$331.60 MM US\$ asociados a inversiones y \$53.11 MM US\$ a gastos de operación), correspondientes al periodo 2015 a 2022<sup>3</sup>.

Como referencia, en el periodo 2015 a 2022 del Plan de Desarrollo vigente, el Operador reporta<sup>4</sup> un monto erogado del orden de \$423.51 MM US\$, que corresponden a \$403.30 MM US\$ de inversiones y \$20.21 MM US\$ de gastos de operación.

Como parte de la Solicitud de Modificación, el Operador propone, para el periodo de noviembre 2022 a 2034<sup>5</sup>, erogar \$331.62 millones de dólares; de los cuales \$209.03 MM US\$ corresponden a inversiones y \$122.58 MM US\$ a gastos de operación.

Tal y como se muestra en la Figura 22 siguiente, al considerar los montos erogados con anterioridad y los propuestos en la modificación se observa un incremento del 96%, respecto de los montos totales esperados bajo el Plan de Desarrollo vigente. Por lo tanto, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo 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.

<sup>3</sup> El año 2022 corresponde al último año con actividad de abandono del PDE vigente. La vigencia de la Asignación es hasta 2034.

<sup>4</sup> De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Operador en sus reportes mensuales.

<sup>5</sup> El operador somete una modificación al PDE que considera desde noviembre 2022 hasta 2040. Sin embargo, debido a que la vigencia de la Asignación es hasta 2034, tanto el programa de inversiones como la evaluación económica están truncados al 2034. Las erogaciones de gastos de abandono posteriores al 2034 se consideran en la vigencia de la Asignación, 2034, para la evaluación económica.

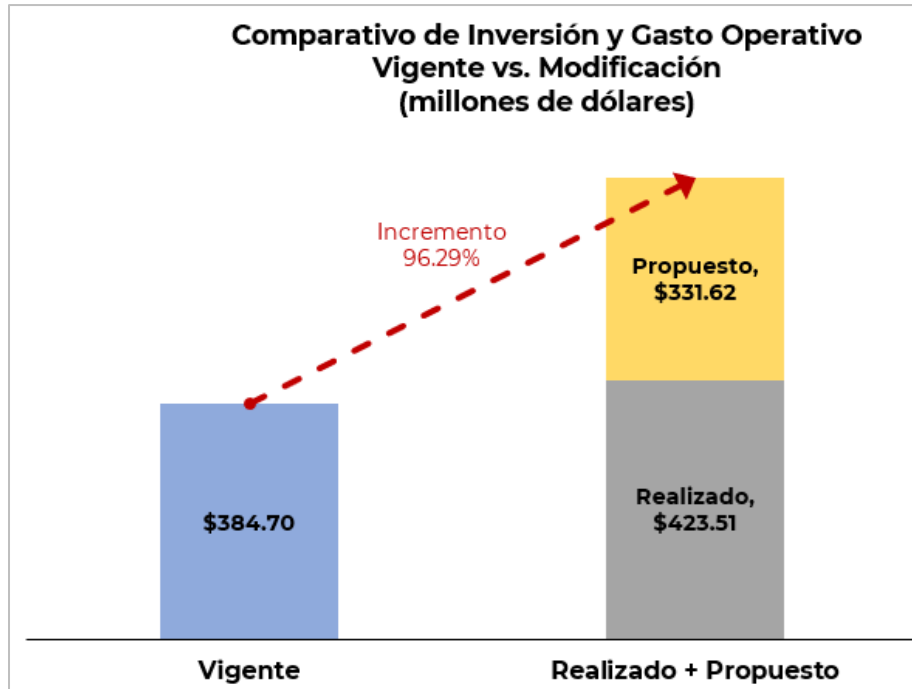


Figura 24. Comparativo de inversión y gasto operativo del Plan vigente respecto a la modificación del Plan. (Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por el Operador)

**b. La descripción del Programa de Inversiones de la Solicitud de Modificación.**

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 “Subactividad”, de conformidad con lo establecido en los *Lineamientos*:

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Monto (MM US\$)
Desarrollo	General	\$47.02
	Perforación de Pozos	\$137.55
Producción	General	\$111.24
	Ingeniería de Yacimientos	\$2.35
	Construcción Instalaciones	\$0.11
	Intervención de Pozos	\$10.66
	Operación de Instalaciones de Producción	\$8.70
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$8.44
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$5.55
<b>Total general</b>		<b>\$331.62</b>

Tabla 44. 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.

**c. La consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la Solicitud de Modificación.**

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.

**d. La evaluación económica del proyecto de la Solicitud de Modificación.**

**d.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 Operador:

Premisas	Valor	Unidades
Producción de petróleo	26.76	millones de barriles
Producción de gas	65.20	miles de millones de pies cúbicos
Volumen de venta de gas	65.20	miles de millones de pies cúbicos
Precio del petróleo <sup>a</sup>	\$68.09	dólares por barril
Precio del gas <sup>a</sup>	\$4.67	dólares por millar de pie cúbico
Inversiones	\$209.03	millones de dólares
Gasto de operación	\$122.58	millones de dólares
Tasa de descuento	10%	Porcentaje anual
Tipo de cambio	\$20.95	pesos / dólar
Ingresos de petróleo	\$1,821.80	millones de dólares
Ingresos de gas	\$304.16	millones de dólares
Otros egresos <sup>b</sup>	\$17.67	millones de dólares

*Tabla 45. Premisas de la evaluación económica  
(Fuente: Información presentada por el Operador)*

*Notas:*

- a. Precios ponderados, 2022-2034, obtenidos de las premisas de evaluación de PEP para el campo Sini.
- b. Erogaciones por concepto de manejo de la producción, mantenimiento y abandono a instalaciones fuera de la Asignación A-0310-M-Campo Sini que brindan servicio a la ésta.

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



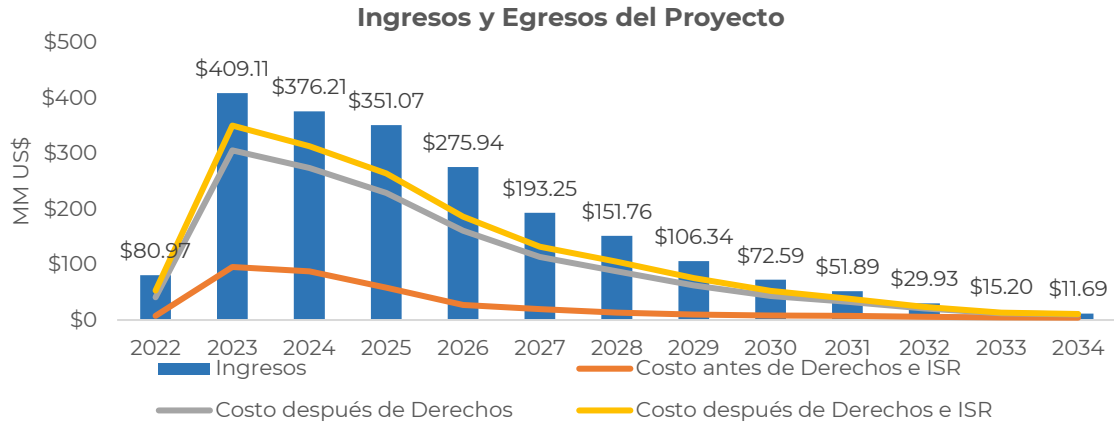


Figura 25. Ingresos y Egresos del Proyecto.  
(Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por el Operador.)

## d.2 Resultados de la evaluación económica

A continuación, se muestran los indicadores económicos obtenidos:

Indicador	Antes del Pago de Derechos e ISR	Después del Pago de Derechos <sup>a</sup>	Después del Pago de Derechos e ISR <sup>b</sup>
VPN (MM US\$)	\$1,286.43	\$523.90	\$358.60
VPI (MM US\$)	\$166.82		
VPN/VPI (US\$/US\$)	7.71	3.14	2.15
RBC (US\$/US\$)	5.83	1.51	1.30

Tabla 46. Resultados de la evaluación económica  
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)

- a. Considera el pago del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
- b. 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).

## d.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 de la Asignación A-0310-M-Campo Sini permitirá al Operador la realización de las actividades petroleras de desarrollo y producción del campo, hasta su agotamiento, y la realización de las actividades de abandono pertinentes. El proyecto presenta indicadores económicos positivos antes y después de Derechos e Impuestos para el operador. Aunado a esto, se espera obtener un flujo de recursos positivos para el Estado por concepto de Derechos e Impuestos, durante el periodo productivo del proyecto.

## VI. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y Métricas de Evaluación del Plan de Desarrollo

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación al Plan de Desarrollo, a continuación, en la Tabla 44 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme a los artículos 102 inciso a), b), f), 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	$DPA = \frac{PA_{real}}{PA_{plan}} \times 100\%$	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	$DAG = \frac{AGN_{real} - AGN_{plan}}{AGN_{plan}} \times 100\%$	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	$DGO = \left( \frac{GO_{real}}{GO_{plan}} \right) \times 100$	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	$DGO = \left( \frac{I_{real}}{I_{plan}} \right) \times 100$	Mensual

Tabla 47. Indicadores de desempeño.  
(Fuente: Comisión).

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

**Seguimiento del Plan:** Con base en el artículo 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, Tabla 48.

Actividad	Programado (2022-2034)	Ejercido	Porcentaje de desviación
Perforación	5		
Terminación	5		
RMA	6		
RME	0		
Abandono <sup>1</sup>			
Taponamientos	13		
Desmantelamiento de ductos	2		

<sup>1</sup> A partir del año 2024 comenzarán actividades de abandono.

Tabla 48. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer dentro de la Asignación.  
(Fuente: Comisión con información del Operador.)

Las actividades Planeadas por el Operador están encaminadas a la continuidad operativa del campo, con 5 nuevas localizaciones hasta recuperar las reservas estimadas dentro del periodo de 2022-2040, Tabla 49.

Fluido	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Volumen por recuperar
Producción de aceite programa (Mbd)	16.5	13.3	12.7	12.6	9.9	6.9	5.3	3.7	2.5	1.8	1.0	0.5	0.4	0.3	0.2	0.4	1.1	0.6	0.3	27.9 MMb
Producción de aceite real (Mbd)																				
Porcentaje de desviación (%)																				
Producción de gas programa (MMpcd)	38.3	32.9	31.7	30.7	24.0	16.6	12.6	8.7	5.9	4.2	2.4	1.3	1.0	0.8	0.6	1.0	2.6	1.4	0.7	67.8 MMMpc
Producción de gas real (MMpcd)																				
Porcentaje de desviación (%)																				

<sup>1</sup>Volumen contemplado a recuperar desde noviembre del 2022 al Límite Económico.

Tabla 49. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función con la producción real reportada. (Fuente: Comisión con datos ingresados por el Operador.)

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

Mediante Oficio 250.14887/2022 del 11 de noviembre de 2022, la Comisión remitió a la Agencia la información asociada a la Solicitud, a fin de que sea considerada en los trámites o autorizaciones iniciados por el Operador, relacionados con el Sistema de Administración de Riesgos, sin que a la fecha exista pronunciamiento de la Agencia.

Aunado a lo anterior, mediante Oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 de 13 de julio de 2017, la Agencia otorgó a PEP el Sistema de Administración de Riesgos identificado con el número ASEA-PEM16001C/AI0417-09.

Por tanto, el presente Dictamen Técnico se emite sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por la Agencia, 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 Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

## **VIII. Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional**

Mediante oficio 250.1488/2022 de 11 de noviembre de 2022, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía 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 de la MPDE.

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 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. Sentido del Dictamen Técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación Plan de Desarrollo presentado por el Operador de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, artículos 21, 22, 25, 59 fracción I, II, III, IV, V, artículo 62 fracciones II, III, XI inciso a) y penúltimo párrafo de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan de Desarrollo dan cumplimiento a la normativa aplicable y es congruente con las obligaciones establecidas en el Título de Asignación, ya que las mismas serán ejecutadas durante la vigencia que establece el Título de Asignación.

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

Las actividades dentro del Campo Sini están orientadas a dar continuidad a la producción y perforar pozos en zonas no drenadas por la compartimentalización existente. En consecuencia, los resultados obtenidos permitirán mejorar la caracterización estática y dinámica de los yacimientos, recategorizar volúmenes asociados a las reservas, e 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**

Las actividades de desarrollo propuestas por el Operador permitirán recuperar un volumen de 27.86 MMB de aceite y 67.79 MMMpc de gas y alcanzar un factor de recuperación final de 42.64% de aceite y 42.78% de gas, lo anterior permitirá un incremento en el factor de recuperación de 18.6 % del volumen de aceite y 19.7 % del de gas. De esta manera, se espera obtener una recuperación total en el yacimiento de 63.84 MMB de aceite y 147.32 MMMpc de gas.

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

Como resultado de las actividades de perforación el Operador podrá recategorizar las Reservas del Campo y actualizar las estimaciones con datos medidos en las zonas no drenadas de los yacimientos.

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

La MPDE tiene como objetivo continuar con la producción de las formaciones hasta su límite económico con el objetivo de maximizar el factor de recuperación de los hidrocarburos. Para ello se perforarán cinco pozos para producir en zonas no drenadas por la compartimentalización del Campo y optimizar las estimaciones de las reservas con datos medidos.

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

Una vez analizada la información remitida por el Operador, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar en el ámbito técnico para la producción, que se proponen como parte de la presente modificación al Plan de Desarrollo, son adecuadas para realizar las actividades de Extracción, tales como: toma de información en fondo, análisis PVT, uso de herramienta direccionales, control de la densidad de los fluidos de perforación, medición de los cortes de agua, aseguramiento de flujo. Las cuales contribuirán a maximizar el factor de recuperación en el Campo Sini en condiciones económicamente viables.

**f) El programa de aprovechamiento del gas natural**

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación (en adelante, PAGNA) fue aprobado mediante la Resolución CNH.E.37.002/18 de 20 de junio de 2018.

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. Se tiene como premisa el no ventear gas como condición normal de operación y un máximo aprovechamiento del gas con base a las factibilidades técnico-económicas, de conformidad con el artículo 11 de las Disposiciones Técnicas.

Sobre el particular, se advierte que el Operador 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 no considera una actualización en materia de la Meta de Aprovechamiento de Gas y RGA, no obstante se advierte una actualización en el PAGNA derivado de la variación en los volúmenes de producción y el periodo contemplado en el Plan Vigente el cual terminaba en el año 2026 y esta modificación propone su conclusión en el año 2040.

Al respecto, cabe señalar que en términos del artículo 14, fracción II, inciso a) de las Disposiciones Técnicas, la Meta de Aprovechamiento de Gas (en adelante, MAG) fue alcanzada desde la aprobación del PAGNA y se mantendrá de manera sostenida en un nivel de aprovechamiento del 100% anual a lo largo de la ejecución del Plan de Desarrollo para la Extracción.

Asimismo, el Operador señala que la Asignación no cuenta con instalaciones propias para procesar su producción de gas, en este sentido, la nueva propuesta de modificación al Plan de Desarrollo contempla el aprovechamiento mediante la Transferencia total de su gas a la Asignación A-0061-Campo Caparroso-Pijije-Escuintle.

Por lo que, el aprovechamiento del gas será por Transferencia de acuerdo con el artículo 5, fracción IV de las Disposiciones Técnicas. De esta manera el Operador prevé cumplir con el 100% de MAG la cual se alcanzará y mantendrá de manera sostenida anualmente conforme a lo establecido en el artículo 14 de las Disposiciones.

En lo que respecta a la máxima RGA se mantiene conforme a lo siguiente:

Asignación	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	
	Actual	Máxima
A-0310-M- Campo Sini	650	2675

Tabla 50. Máxima RGA a la que podrán producir los pozos.  
(Fuente: Comisión con datos ingresados por el Operador)

Por lo tanto, de conformidad con los principios de economía y celeridad que rigen la actuación administrativa, con la Solicitud se tiene por actualizado el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural.

### **g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos**

En cuanto a la propuesta de manejo y medición de la producción de los hidrocarburos de la Asignación A-0310-M Campo Sini, el Operador presentó como propuesta los sistemas de medición de Fiscal, los Sistemas de Medición PA-100, PA-200 y PA-300 ubicados en el C.C.C. Palomas para Petróleo ambos con tecnología Ultrasónica, mientras que para el Gas y Condensado los Sistemas de Medición PM-11 (Gas) y FE-4420 III (Condensado) ubicados en el C.P.G. Nuevo Pemex y los Sistemas de medición PM-66 (Gas) y FE-420 (Condensado) ubicados en el C.P.G. Cactus, 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 la determinación de volumen y calidad de los hidrocarburos a producir durante el Plan de Desarrollo de Extracción asociado a la Asignación A-0310-M Campo Sini.

Respecto de las actividades propuestas por el Operador en el Plan de Desarrollo para la Extracción, se concluye lo siguiente:

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los programas para la Implementación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Operador para el Plan de Desarrollo, con base en el artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:
  - i. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 6, 9, 19, 21, 22, 23, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
  - ii. Se analizó la información proporcionada por el Operador respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
  - iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Operador.
  - iv. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.1472/2022 de fecha de 09 de noviembre de 2022, , respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-176 con fecha del 10 de noviembre de 2022, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador, como se menciona en el apartado “Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)” de la presente Opinión Técnica.
- b) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:
  - a. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medición se concluye que es viable y adecuada en su implementación para la Asignación.

- b. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional, de Referencia y de Transferencia, la misma se encuentra definida en las Figuras 22 y 23 del presente Dictamen Técnico.
- c. Se determina que el Operador presenta programas para asegurar y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28, 37, 38, 39 y 40 de los LTMMH para los Sistemas de Medición a instalar para la medición operacional, de referencia, de transferencia y fiscal, así como dar aviso de la entrada en operación de los Sistemas de Medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
- d. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte del Operador, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.
- e. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para la Asignación A-0310-M Campo Sini en los Puntos de Medición propuestos y conforme a los Mecanismos, el Operador deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado, por lo que no se deberá utilizar la metodología del Séptimo Transitorio ni considerar el Punto de Medición del Anexo III de los LTMMH.

## X. Recomendaciones

Esta Comisión después del análisis técnico realizado a la información presentada por el Operador, identifica las siguientes áreas de mejora en la ejecución del Plan:

- Con la información adquirida de los nuevos pozos, actualizar el modelo geológico estructural, a fin de caracterizar e identificar mejores zonas de drene. Así mismo, actualizar y ajustar el modelo de balance de materia.
- Realizar estudios de permeabilidad relativa y presión capilar en los núcleos que el Operador considera recuperar de los pozos a perforar, con la finalidad de incluir esta información en un modelo de simulación que permita representar el comportamiento dinámico del yacimiento.

- En los nuevos pozos realizar pruebas de flujo extendido y/o pruebas de presión producción para delimitar los nuevos bloques que serán desarrollados en el Campo y en su caso, reubicar las localizaciones propuestas.
- Implementar los gráficos de seguimiento y diagnóstico para evaluar y monitorear la eficiencia de drenaje respecto del agua y, en su caso, realizar ajustes a los gastos de producción para mitigar el riesgo de posibles canalizaciones.
- Actualizar los modelos de los yacimientos con base en la toma de información (condiciones operativas de presiones de fondo, presiones de superficie, gastos de producción, muestras de fluidos y análisis cromatográficos) relativa a los nuevos pozos de desarrollo en las zonas no drenadas, y reevaluar los resultados para identificar zonas con potencial de extracción de hidrocarburos, tanto en la formación Cretácico como en el Jurásico.
- Visualizar y analizar la factibilidad para implementar otros Sistemas Artificiales de Producción con tecnologías subsuperficiales.
- Implementar tecnología que permitan controlar la producción de agua en los pozos, asimismo realizar estudios para la aplicación de algún método de Recuperación Secundaria o Mejorada con la finalidad de optimizar el desarrollo y maximizar el factor de recuperación.
- Dar cumplimiento con el cronograma de actividades programadas y la inversión a ejecutar para la realización de actividades físicas, de conformidad con los términos y condiciones de la Asignación.
- El Operador deberá cumplir en tiempo y forma todos los programas de desmantelamiento y abandono aplicando las Mejores Prácticas de la Industria petrolera para el taponamiento de pozos, desincorporación de ductos e instalaciones, minimizando costos y el riesgo por las actividades de abandono a ejecutar, a fin de garantizar y de ser posible mejorar la rentabilidad del proyecto.

## XI. Conclusiones

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar la modificación del Plan, asociado a la Asignación A-0310-M-Campo Sini, 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 Operador deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del Título para la Extracción de Hidrocarburos emitido por la Secretaría de Energía.

## XII. Opinión de la modificación al Término y Condición Cuarto del Título de Asignación

Derivado de que la modificación al Plan de Desarrollo analizada en este Dictamen presenta desviaciones a la información documentada en el Título de Asignación, siendo que las actividades propuestas por el Operador en la modificación al Plan de Desarrollo resultan técnicamente viables; la Comisión analizó recomendar a consideración y con base en las atribuciones de la Secretaría de Energía, modificar el Término y Condición Cuarto del Título de la Asignación, a fin de reflejar la realidad descrita en la modificación al Plan de Desarrollo presentada por el Operador.

Con base en esto, se presenta la siguiente propuesta:

### a) Término y Condición Cuarto

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

Debido a lo anterior, con fundamento en los artículos 6, párrafo quinto de la Ley de Hidrocarburos, así como 16, segundo párrafo de su Reglamento; se somete a consideración y con base en las atribuciones de la Secretaría la modificación del Término y Condición Cuarto del Título de Asignación a efecto de considerar que la vigencia de la

Asignación sea considerada hasta el límite económico, descrito y en atención a los términos contenidos en el presente Dictamen Técnico.

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

### **ELABORÓ**

**ING. XIMENA MELGAREJO CASTELLANOS**  
Jefatura de Departamento de Asignaciones Marinas

### **REVISÓ**

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

### **AUTORIZÓ**

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

Los firmantes del presente dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la presentación de la modificación al Plan de Desarrollo, el cual se encuentra dentro de la Asignación A-0310-M-Campo Sini.

**Ing. Ximena Melgarejo Castellanos**  
**Jefatura De Departamento De Asignaciones Marinas**

**ELABORÓ**

**Firma de Ximena Melgarejo Castellanos**  
**Fecha de Sello Digital: 05/12/2022 12:50:30 p. m.**

Sello Digital:

o33Fogd77wsVHsNcnsoLcX62VYSdlzNth8WmgU1XvJKSJPNVN0LMFJAICJiMwNAasAmsObjHoPKDdbo+oQ17dL3ZlAXWzNmW  
H6YvqL3aqHqHxSf48RWnQdnO3N6S2ZzTmM1BiFY96blpc3Mdlz3Nlq3l3tsDfHO6YzvLxOy5UkEZsHISBYKMqWCoVpOHdRkm  
HJHjWcgOO/LxNf6Rz4xHYbO52nbzZhDdmM80BziNlfsX8D9yupeBfYCPpbtulxKX8QlZwq48ULtvE6Kg2+VnZb6wFiytGzBHe  
2UY5qZ4A2XwiDMBpg6J0jGtPPrUS0pqu/3bDahysvUBboEYm0ug==

"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/CFE 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: 05/12/2022 06:21:05 p. m.**

Sello Digital:

W86zzLsgVc6ozq/199m4AVI9WzKzyXYfPNRn3W3crAlMhmWfW1Cc3vGhL7QxCP1LN7SOHIGqqjgnYi0elLFmXi3i9m2R5YNWky  
HiQWGHWP+L5bHDPuKk/Owu/G6zv4UoiubO75gRGvAvYedGHX2kPjJGFp07clmplPplefJ2Vw0UvJ4l7hMNRsGLKHSPAAd+ic  
msqWqV1ffS53JrDqGrwPwriPzTmq1rd8Tuc99YcPbc8z2EftPSZAX7sR/rrAO3WTHfrLRn9A8nfe557ExYJunGSV9MKBqabiQK  
QytnYnRYpz8ACnsYImuOU/jn6m3jHkIPRx/d5NaS8hrJgw==

"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/CFE contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

AUTENTICADO

Firma de Rafael Cuerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 05/12/2022 06:41:46 p. m.

Sello Digital:

pUw/tkzr6ilwnpMg7KYvcCnsMo99JezieD+6qAWk9XicgzMTgYMowI9082vwmFfDzvpmk0RcxG/3ydiqP836LytDysq/YjZv96TI+XP79t/k+ubpx3uqtme0ilQ/ds+7uCW  
nPRLySnkhGsZkvBApgH8t9pKsImgYK1GmoECNq3CTEF7XDZY/Q0azlJTQzj+uz2nhkNX66qE9yJCnGlniP6acNESYlufTtx9yDbmQUM7fHdlbFEjK10fGqz18wdUf  
cQloYHbwSIVZrGqNPrufGz3pft7yuhzrK17GNmU+ls5pRPkOfgJL3Cp6C5Pm+mL4aOGdegxE5g8Q==

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

**AUTORIZÓ**

**Firma de Rafael Guerrero Altamirano**

**Fecha de Sello Digital: 05/12/2022 06:41:46 p. m.**

Sello Digital:

pUw/tkzr6ilwnpMg7KYvcCnsMo99JEzieD+6qAWk9XicgzMTgYMowI9082vwmFfDzvpmk0RcxG/3ydiqp836LytDysq/YjJzv96TI+XP79t/k+ubpx3uqtmE0ilQ/ds+7uCWnPRLysnkhGsZkvBApgH8t9pKsImgYK1GmoECNq3CITEFC7XDZYI/Q0azlJTQzj+uz2nhkNX66qE9yjCJnGlniP6acNESYlufTtx9yDbMqUM7fHdlbFEjKGIOfGqzI8wdUflcQloJYHbwSIVZRgCqnPrufGz3pft7yuhzrK17GNmU+Is5pRPkOfgJLCJGp6C5Pm+mL4aOGdegxE5g8Q==

"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 11.2.8.5., 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/CFE contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 05/12/2022 06:41:46 p. m.

Sello Digital:

pUw/tkzr6ilwnpMg7KYvcCnsMo99JEzieD+6qAWk9XicgzMTgYMowI9082vwmFfDzvpmk0RcxG/3ydiqp836LytDysq/YjJzv96TI+XP79t/k+ubpx3uqtmE0ilQ/ds+7uCWnPRLysnkhGsZkvBApgH8t9pKsImgYK1GmoECNq3CITEFC7XDZYI/Q0azlJTQzj+uz2nhkNX66qE9yjCJnGlniP6acNESYlufTtx9yDbMqUM7fHdlbFEjKGIOfGqzI8wdUflcQloJYHbwSIVZRgCqnPrufGz3pft7yuhzrK17GNmU+Is5pRPkOfgJLCJGp6C5Pm+mL4aOGdegxE5g8Q==