



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

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

Asignación A-0098-M-Campo Comitas

Pemex Exploración y Producción

Diciembre, 2022



@CNH\_MX



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



@cnh.mx

## Índice

<b>DICTAMEN TÉCNICO DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS. ....</b>	<b>1</b>
<b>ASIGNACIÓN A-0098-M-CAMPO COMITAS .....</b>	<b>1</b>
<b>PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN ....</b>	<b>4</b>
<b>II. ELEMENTOS GENERALES DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO .....</b>	<b>6</b>
<b>III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN .....</b>	<b>7</b>
<b>IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN TÉCNICO .....</b>	<b>8</b>
<b>V. ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN</b>	<b>9</b>
<b>A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN .....</b>	<b>9</b>
<b>B) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO .....</b>	<b>10</b>
<b>B) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS .....</b>	<b>13</b>
<b>C) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO.....</b>	<b>17</b>
<b>D) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA .....</b>	<b>19</b>
<b>E) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO .....</b>	<b>25</b>
<b>F) MECANISMO DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS .....</b>	<b>32</b>

<b>FIGURA 15.- MANEJO Y MEDICIÓN DEL GAS DEL CAMPO COMITAS....</b>	<b>33</b>
<b>(FUENTE: ASIGNATARIO). .....</b>	<b>33</b>
<b>FIGURA 16.- MANEJO Y MEDICIÓN DEL CONDENSADO DEL CAMPO COMITAS.....</b>	<b>33</b>
<b>(FUENTE: ASIGNATARIO). .....</b>	<b>33</b>
<b>G) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL .....</b>	<b>42</b>
<b>I) ANÁLISIS ECONÓMICO .....</b>	<b>42</b>
<b>VI. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO .....</b>	<b>46</b>
<b>VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS .....</b>	<b>50</b>
<b>VIII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL...50</b>	
<b>IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO.....50</b>	
A) <i>ACCELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS</i> 51	
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>	<b>51</b>
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>	<b>51</b>
D) <i>PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS.....</i>	<b>51</b>
E) <i>LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES.....</i>	<b>51</b>
F) <i>EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL .....</i>	<b>52</b>
G) <i>MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS .....</i>	<b>52</b>
<b>X. RECOMENDACIONES .....</b>	<b>52</b>
<b>XI. OPINIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL TÍTULO DE LA ASIGNACIÓN...53</b>	
<b>XII. CONCLUSIONES.....55</b>	

## 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); de la Asignación A-0098-M-Campo Comitas (en adelante, Asignación); es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, Operador o Asignatario). Los datos de la Asignación se muestran en la Tabla 1.

Cabe señalar que, mediante 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-0098-Campo Comitas. Asimismo, con fecha 26 de enero de 2017, la Secretaría de Energía modificó, previa opinión favorable de la Comisión, el entonces Título de Asignación A-0098-Campo Comitas, emitiendo el nuevo identificado como A-0098-M-Campo Comitas, el cual se encuentra vigente.

Asignación	A-0098-M-Campo Comitas
Estado y municipio	Nuevo León, General Bravo
Superficie	58.87 Km <sup>2</sup>
Fecha de emisión del Título Fecha de modificación del Título	13 de agosto de 2014 26 de enero de 2017
Vigencia	20 años a partir del 13 de agosto de 2014
Tipo de Asignación	Extracción de hidrocarburos
Profundidad para extracción	Fm. Jackson del Eoceno Superior Fm. Vicksburg del Oligoceno Inferior
Yacimientos y/o Campos	Comitas GHNA
Colindancias	Al suroeste con la Asignación A-0335-M-Campo Tigrillo, al sur con el Área Contractual 1 (Ronda 2 Licitación 2) y al noroeste con la Asignación A-0041-M-Campo Barunda

Tabla 1. Datos generales de la Asignación  
(Fuente: CNH con datos del Asignatario).

La Asignación, se localiza en el municipio de General Bravo en el Estado de Nuevo León. (Figura 1).

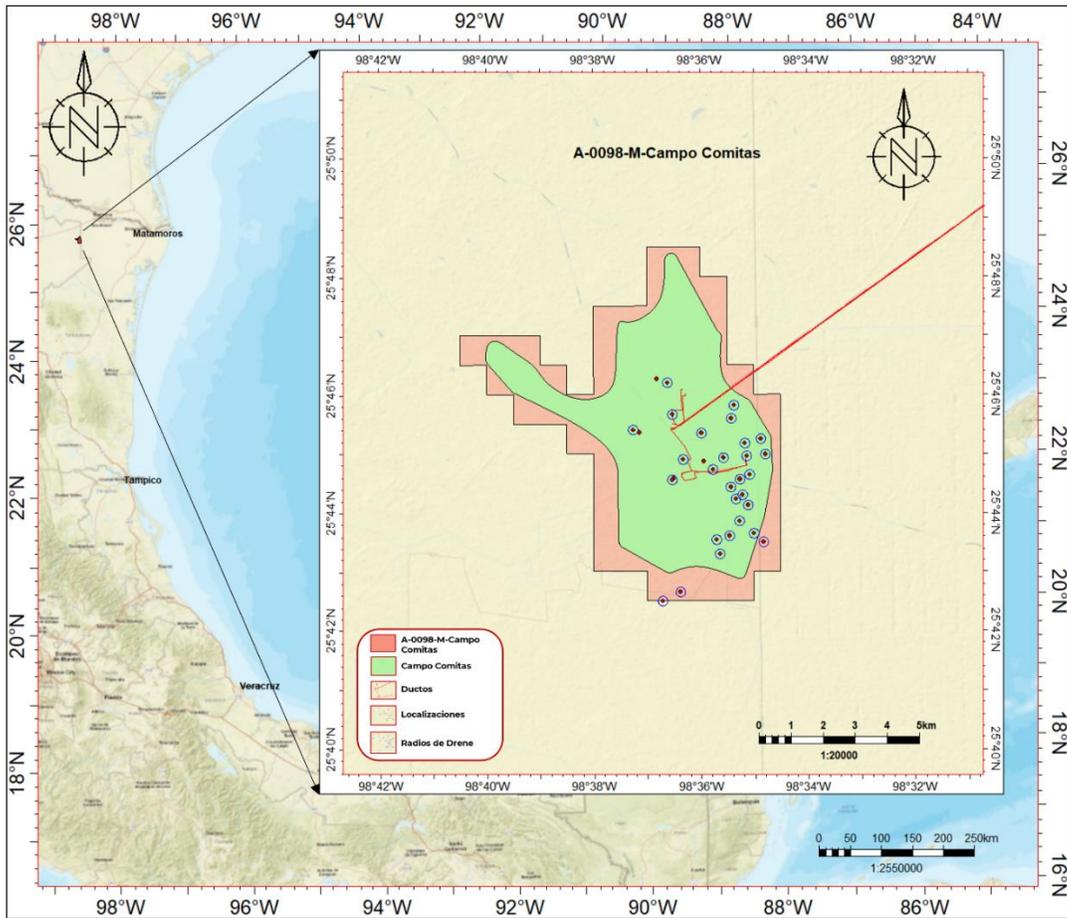


Figura 1. Ubicación de la Asignación  
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas geográficas que se muestran en la Tabla 2, los cuales abarcan una superficie de 58.87 km<sup>2</sup>.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	98° 36' 00"	25° 48' 30"	16	98° 38' 30"	25° 45' 30"
2	98° 36' 00"	25° 48' 00"	17	98° 39' 30"	25° 45' 30"
3	98° 35' 30"	25° 48' 00"	18	98° 39' 30"	25° 46' 00"
4	98° 35' 30"	25° 46' 30"	19	98° 40' 00"	25° 46' 00"
5	98° 35' 00"	25° 46' 30"	20	98° 40' 00"	25° 46' 30"
6	98° 35' 00"	25° 46' 00"	21	98° 40' 30"	25° 46' 30"
7	98° 34' 30"	25° 46' 00"	22	98° 40' 30"	25° 47' 00"
8	98° 34' 30"	25° 43' 00"	23	98° 39' 00"	25° 47' 00"
9	98° 35' 00"	25° 43' 00"	24	98° 39' 00"	25° 46' 30"
10	98° 35' 00"	25° 42' 30"	25	98° 38' 30"	25° 46' 30"
11	98° 37' 00"	25° 42' 30"	26	98° 38' 30"	25° 46' 00"
12	98° 37' 00"	25° 43' 00"	27	98° 38' 00"	25° 46' 00"
13	98° 38' 00"	25° 43' 00"	28	98° 38' 00"	25° 47' 30"
14	98° 38' 00"	25° 45' 00"	29	98° 37' 00"	25° 47' 30"
15	98° 38' 30"	25° 45' 00"	30	98° 37' 00"	25° 48' 30"

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

## II. ELEMENTOS GENERALES DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO

La propuesta de modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación contempla el período de diciembre de 2022 a noviembre de 2044. El horizonte de evaluación de la Asignación está considerado hasta el año 2045 debido a que, la ejecución de las actividades de abandono culmina en dicho año (Figura 2).

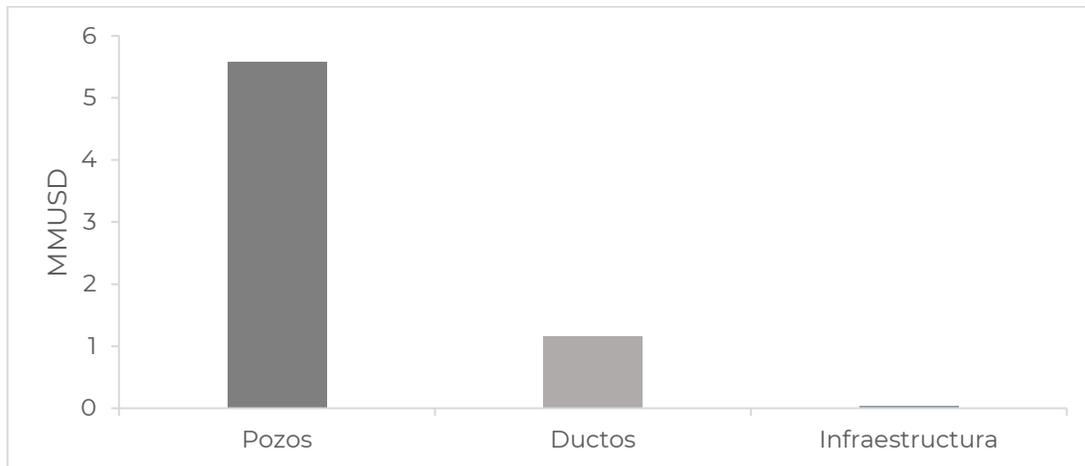


Figura 2. Costos de abandono de la Asignación a erogarse en el periodo dic 2022 - 2045  
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

De este modo, se destaca que, de aprobar las actividades propuestas, estas iniciarían a partir de diciembre 2022 y hasta la vigencia de la Asignación en agosto 2034, sin embargo el Operador contempla el límite económico a noviembre 2044, donde estima realizar 28 perforaciones y terminaciones de pozos, 105 Reparaciones Mayores (en adelante, RMA), 444 reparaciones menores (en adelante, RME) y 88 tomas de

información; que permitirán recuperar un volumen de 83.72 MMMpc de gas natural para alcanzar un factor de recuperación final de 84.21%, en categoría 3P. Adicionalmente, el Operador planea actividades de abandono a concluir en el año 2045, considerando el taponamiento de 130 pozos, el abandono y desmantelamiento de 11 ductos y 2 estaciones de recolección. En este sentido, considerando las actividades de abandono, el Operador plantea una inversión de 155.36 MMUSD y un gasto de operación de 57.86 MMUSD.

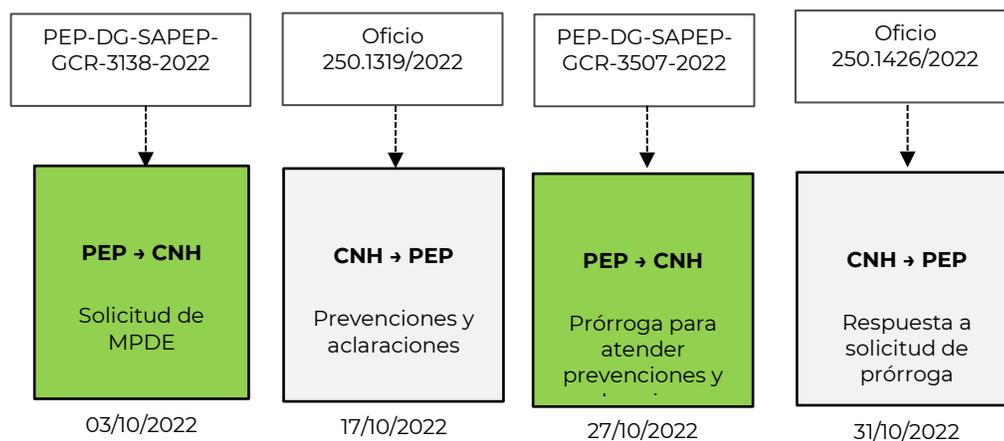
### III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN

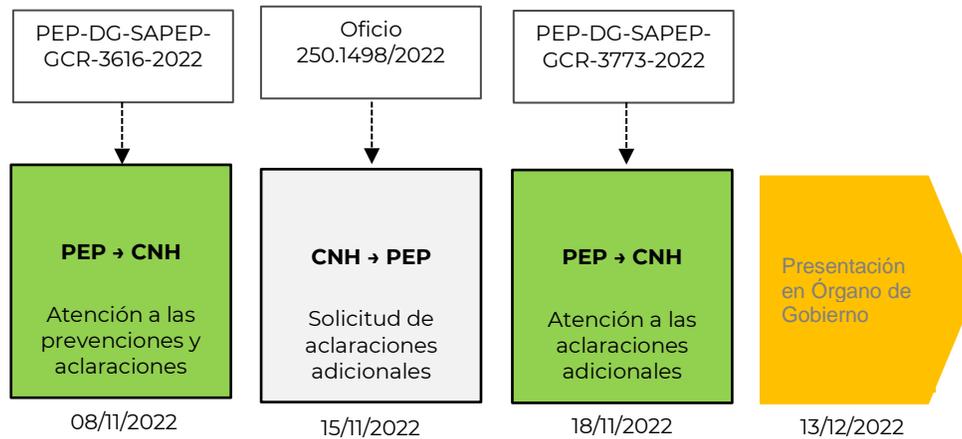
El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del Dictamen Técnico de la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo, involucró la participación de cinco direcciones administrativas de la Comisión:

- Dirección General de Dictámenes de Extracción.
- Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción.
- Dirección General de Reservas.
- Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica (en adelante, DGPYEE).
- Dirección General de Seguimiento de Asignaciones (en adelante, DGSA).

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 3 muestra el diagrama del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Resolución respecto de la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo presentada por el Asignatario para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/53/2022, modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0098-M-Campo Comititas de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.





CNH → SE Contenido Nacional (O.250.1584/2022); CNH → ASEA Sistema de Administración de Riesgos (O.250.1585/2022).

Figura 3. Cronología del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Pronunciamiento (Fuente: Comisión).

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

Se verificó que las modificaciones propuestas por el Operador fueran congruentes y se alinearan a lo señalado en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y la modificación al Plan de Desarrollo propuesto, permitan maximizar el Factor de Recuperación y los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos, en condiciones económicamente viables.

La Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 22, 25, 26, 59 y 62 de los “LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos”, (en adelante, Lineamientos), 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.

Así mismo, 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 el 11 de febrero y 2 de agosto, ambos de 2016, el 11 de diciembre de 2017 y el 23 de febrero de 2021 (vigentes a la fecha de presentación de la solicitud), 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 el 10 de marzo de 2020 y el 23 de junio de 2022.

Se analizó que la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo cumple con los requisitos establecidos en el artículo 22 de los Lineamientos, toda vez que, el Asignatario:

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

El Campo Comitas se descubrió en el año de 1959 e inició su explotación con la perforación y terminación del pozo exploratorio Comitas-1, productor de gas húmedo no asociado en la Formación Vicksburg del Oligoceno. Actualmente, el Campo es productor en el yacimiento Comitas GHNA de edad Eoceno Superior de la Formación Jackson y Oligoceno Inferior de la Formación Vicksburg, se encuentra compartamentalizado por fallas normales y antitéticas con direcciones N-S y NW-SE.

Las principales características geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y yacimiento de la Asignación se muestran en la Tabla 3.

Asignación	A-0098-M-Campo Comitas
Campo	Comitas
Yacimiento	Comitas GHNA Fm Jackson y Fm Vicksburg
Área (km <sup>2</sup> )	22.7
Año de descubrimiento	1959
Fecha de inicio de producción	1965
Profundidad promedio (m)	2,150
Tipo de Yacimiento	Gas húmedo no asociado
Pozos	
Productores	81
Cerrados con posibilidades	5
Cerrados sin posibilidades	16
Taponados	34
Marco geológico	
Era	Cenozoico
Periodo	Terciario
Época	Eoceno Superior – Oligoceno Inferior
Cuenca	Terciaria de Burgos

Play	Jackson - Vicksburg
Régimen tectónico	Distensivo
Ambiente de depósito	Deltaico
Litología	Areniscas
Propiedades petrofísicas	
% Saturación inicial promedio de agua	43
Porosidad promedio %	17.8
Permeabilidad promedio (mD)	0.05
Espesor bruto promedio (m)	25
Espesor neto promedio (m)	21.5
Relación neto /bruto (%)	86
Propiedades de los fluidos	
Factor de volumen de gas actual (Bg)	0.0125
Factor de Compresibilidad del gas (Z)	1.06
Densidad relativa del gas (Ad)	0.66
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	1010.5
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (Mpc/b)	6.28
Propiedades del Yacimiento	
Temperatura °C	120.91
Presión inicial (Kg/cm <sup>2</sup> )	337.55
Presión actual (Kg/cm <sup>2</sup> )	112
Mecanismo de empuje principal	Expansión roca-fluido

*Tabla 3. Características generales del yacimiento GHNA  
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).*

## **b) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO**

La solicitud de modificación al Plan de Desarrollo presentada por el Asignatario obedece los siguientes motivos previstos en las fracciones II, III y XIII del artículo 62 de los Lineamientos:

- Exista una variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado
- Cuando exista un incremento o decremento del quince por ciento o más de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente, en términos reales y de acuerdo con el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, tomando como base el mes y año en que fue aprobado el Plan.
- Para las Áreas de Asignación o Contractual que contengan Campos que produzcan exclusivamente de Yacimientos de gas no asociado se sujetará a lo siguiente:

- a) Para las Áreas de Asignación o Contractual que contengan Campos que produzcan exclusivamente de Yacimientos de gas no asociado se sujetará a lo siguiente: Exista una variación del  $\pm$  veinte por ciento o más del volumen a producir en dos años respecto del volumen pronosticado para el mismo bienio.

A continuación, se describen brevemente las justificaciones técnico-económicas:

- **VARIACIÓN DEL NÚMERO DE POZOS A PERFORAR**

Derivado de una nueva evaluación en áreas sin drenar en el yacimiento Comitas GHNA, tanto en bloques con alto desarrollo, así como con bajo y nulo desarrollo y, aunado a que las premisas económicas de 2022 son más favorables con respecto a las establecidas en el Plan Vigente, el Operador propone continuar con la producción base a través de los pozos ya perforados y a través de la perforación de nuevos pozos de desarrollo.

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 28 localizaciones nuevas, dentro del período de modificación de diciembre 2022-noviembre 2044.

De acuerdo con los años en el periodo de 2024 a 2027, existen variaciones en el número de pozos a perforar, con respecto de aquellos contemplados en el Plan vigente, tal como se muestra en la Comparativa 1.

# de pozos	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028 - 2044	Total
Plan Vigente	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	6	-	11
Real	9	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	10
Plan Propuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	1	8	9	7	3	-	28
Diferencia	+ 5	-	-	-	-	+1	-	-	+1	+ 8	+ 8	+ 7	- 3	-	

 *Aplica supuesto de modificación*

*Comparativa 1. Desviaciones al programa de perforación de pozos en la Asignación. Para las celdas resaltadas en verde aplica el supuesto de modificación de la fracción II de los Lineamientos.  
(Fuente: CNH e información presentada por el Operador).*

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

- **INCREMENTO EN LA INVERSIÓN**

El Plan de Desarrollo vigente para la Asignación considera costos totales del orden de \$165.06 millones de dólares (\$121.78 MM US\$ asociados a inversiones y \$43.28 MM US\$ a gastos de operación), correspondientes al periodo 2015 a 2030<sup>1</sup>.

Como referencia, en el periodo 2015 a 2022 del Plan de Desarrollo vigente, el Operador reporta<sup>2</sup> un monto erogado del orden de \$157.54 MM US\$, que corresponden a \$122.04 MM US\$ de inversiones y \$35.51 MM US\$ de gastos de operación.

Como parte de la Solicitud de Modificación, el Operador propone, para el periodo de diciembre 2022 a 2034<sup>3</sup>, erogar \$194.27 millones de dólares; de los cuales \$144.54 MM US\$ corresponden a inversiones y \$49.73 MM US\$ a gastos de operación.

Al considerar los montos erogados con anterioridad y los propuestos en la modificación se observa un incremento del 113%, respecto de los montos totales esperados bajo el Plan de Desarrollo vigente.

Por lo anterior, 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 DOS AÑOS (+- 20% BIENIO)**

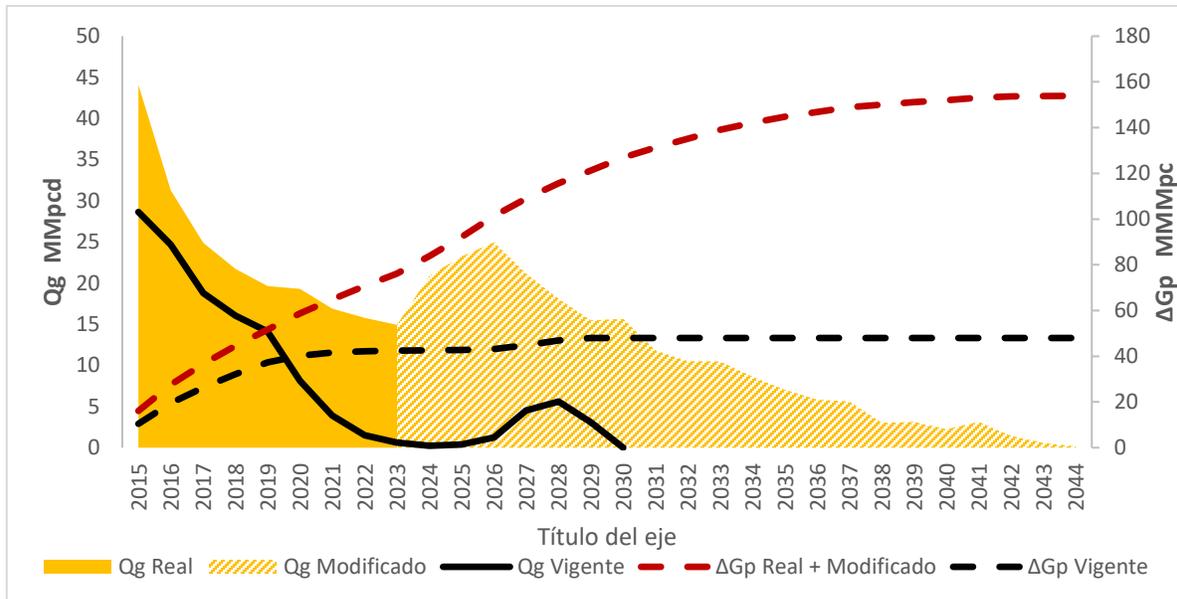
El Operador manifiesta que, las diferencias en los volúmenes de hidrocarburos entre el Plan Vigente y los pronósticos estimados en el Plan de Desarrollo Propuesto radican en el incremento de la actividad física y, por lo tanto, a los volúmenes de las áreas asociadas al desarrollo de bloques estructurales con alto, bajo y nulo desarrollo. Lo anterior, tiene como resultado una variación mayor al 20% del volumen de hidrocarburos a producir, en los bienios en el periodo del 2023 al 2044, como se observa en la Comparativa 2.

---

<sup>1</sup> El año 2030 corresponde al último año con actividad de abandono del PDE vigente. La vigencia de la Asignación es hasta 2034.

<sup>2</sup> De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Asignatario en sus reportes mensuales.

<sup>3</sup> El operador somete una modificación al PDE que considera desde diciembre 2022 hasta 2045. 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.



Comparativa 2. Perfil de producción de gas  
(Fuente: CNH)

Asimismo, derivado de la actividad incremental esta Comisión observa que existe una variación mayor al 20 % del volumen a producir en la propuesta de modificación para los bienes del periodo 2023 - 2044, respecto del volumen pronosticado en el Plan Vigente para los bienes del mismo periodo, como se observa en la Comparativa 3.

Qg MMMpc	2023 - 2024	2025 - 2026	2027 - 2028	2029 - 2030	2031 - 2032	2033 - 2034	2035 - 2036	2037 - 2038	2039 - 2040	2041 - 2042	2043 - 2044
Plan Vigente	0.3	0.6	3.7	1.1	-	-	-	-	-	-	-
Plan Propuesto	13.1	17.6	14.3	11.4	8.2	7.0	4.7	3.2	2.0	1.7	0.3
Diferencia %	4,065	2,855	287	911	100	100	100	100	100	100	100

 Aplica supuesto de modificación

Comparativa 3. Desviaciones al programa de perforación de pozos en la Asignación. Para las celdas resaltadas en verde aplica el supuesto de modificación de la fracción XIII, inciso a) del artículo 62 de los Lineamientos.

(Fuente: CNH e información presentada por el Operador).

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

## b) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS

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

En la Figura 4 se presenta la evolución histórica del volumen original de gas de la Asignación a partir del año 2015. De acuerdo con dicha evolución histórica se observó una variación de 34.4 MMMpc de gas para el ejercicio de cuantificación y certificación de reservas 2022 con respecto al año 2021, lo que representó un incremento del 9%. A decir del Operador, dentro de las consideraciones que destacan en el cambio de volumen original resaltan la perforación del pozo Comititas-156, cuya información de registros permitió actualizar los valores promedio de espesor neto (variando de 20m a 21.5m) y de porosidad (incrementando de 17.53 a 18%). Cabe destacar que, la propuesta de Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción no presenta variaciones respecto a las cifras oficiales de volumen original de gas reportadas en el ejercicio de certificación y cuantificación de reservas al 01 de enero de 2022.

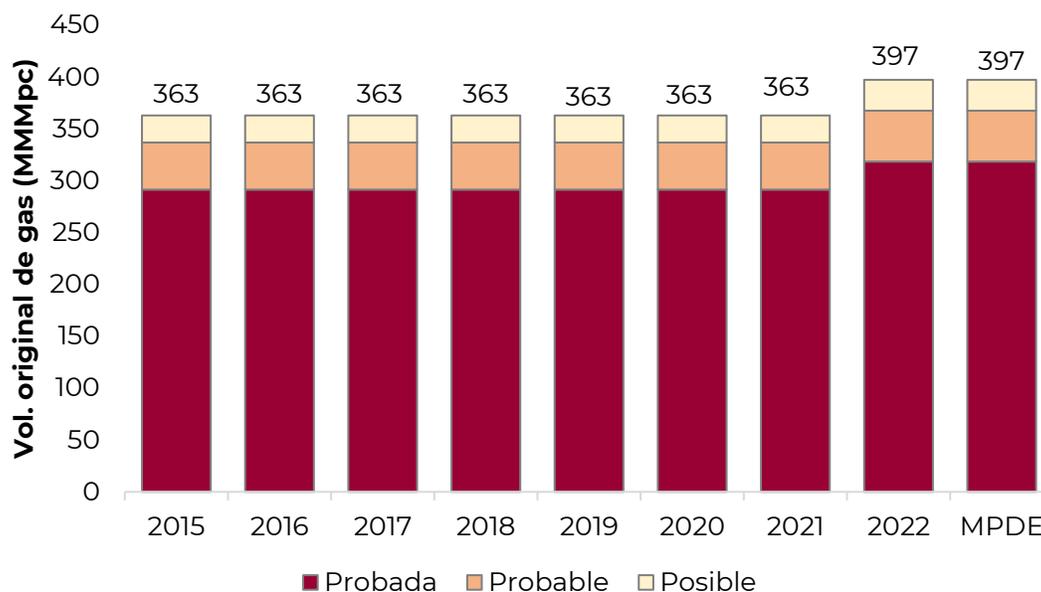


Figura 4. Evolución histórica del volumen original de gas de la Asignación  
(Fuente: CNH y Asignatario).

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

La propuesta de modificación contempla extraer un volumen de 83.72 MMMpc de gas, considerando el horizonte de recuperación de diciembre 2022 a noviembre 2044 y corresponde con la categoría de reservas 3P. La diferencia en el volumen de hidrocarburos a producir presentado en la propuesta de modificación y las cifras oficiales de Reservas al 01 de enero de 2022 es 5.3 MMMpc de gas, misma que se asocia a la producción acumulada del campo durante el periodo de extracción enero 2022 a noviembre 2022 de acuerdo con la fecha de corte del Plan de Desarrollo. Adicionalmente, el Operador indicó que existieron ajustes en la reserva considerando el comportamiento de producción de los pozos en los últimos meses.

La evolución histórica de las reservas de gas natural correspondiente a los procesos de cuantificación y certificación durante el periodo 2015 - 2022 correspondientes a la Asignación se presentan en la Figura 5.

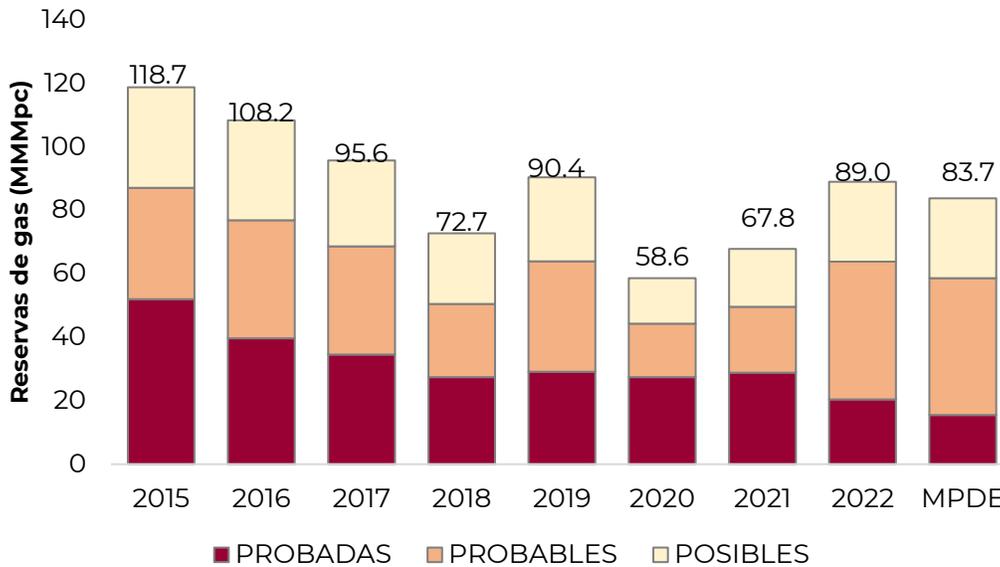


Figura 5. Evolución histórica de Reservas de gas natural de la Asignación.  
(Fuente: CNH y Asignatario).

El factor de recuperación actual del campo Comitas (01 de noviembre 2022) asciende a 63.1% (3P) y el factor de recuperación final objeto de la presente modificación corresponde a 84.21%, lo que representa un incremento del 21.1%. Los factores de recuperación actuales y finales se presentan en la Tabla 4.

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 (%)
Comitas	Comitas GHNA	1P	-	318.7	-	78.8	-	83.6
		2P	-	367.7	-	68.3	-	84.2
		3P	-	397.4	-	63.1	-	84.2

Tabla 4. Factores de recuperación objeto de la modificación  
(Fuente: CNH con información del Asignatario).

Por otro lado, al analizar los pronósticos de producción se logra observar consistencia en el comportamiento del gas y del agua, con respecto a la producción real. Lo anterior se observa en las Figuras 6 y 7.

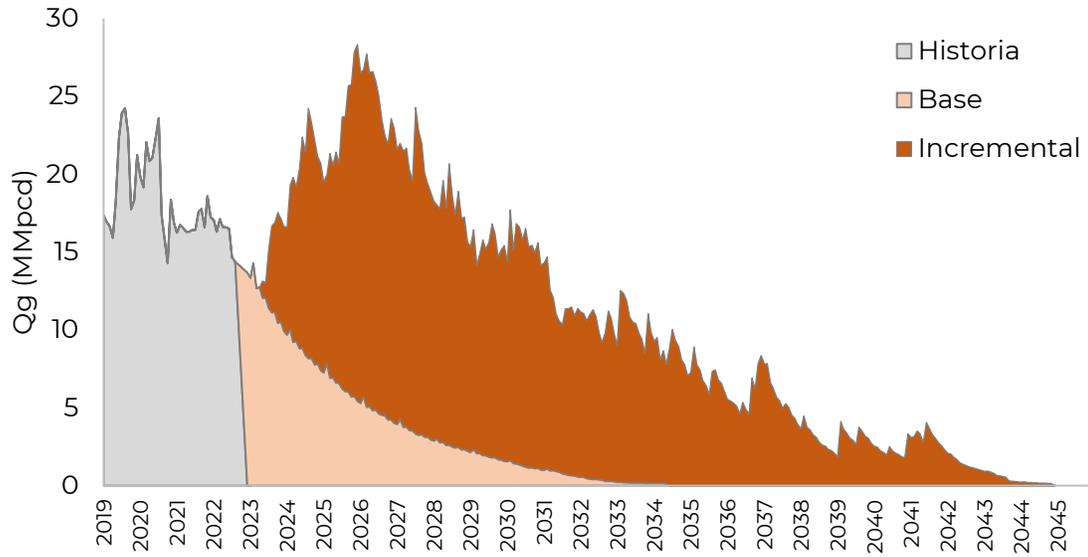


Figura 6. Pronóstico de producción de gas natural  
(Fuente: CNH con datos del Asignatario).

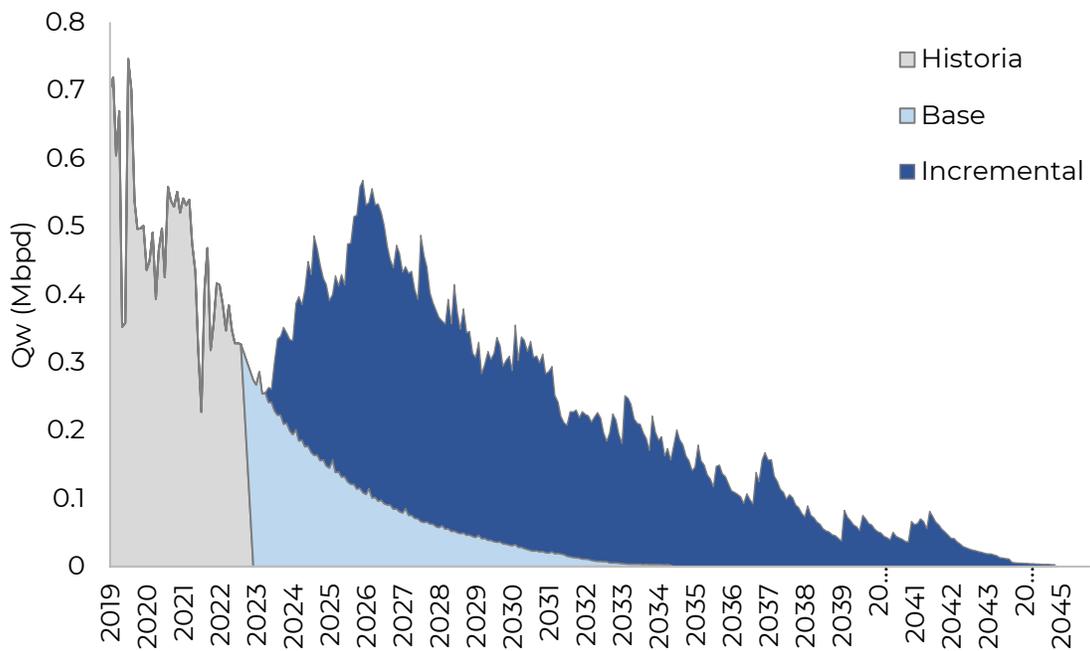


Figura 7. Pronóstico de producción de agua  
(Fuente: CNH con datos del Asignatario).

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

Con respecto a la actividad física presentada en la modificación propuesta, el Asignatario indicó tener 81 pozos operando, 5 cerrados sin posibilidades y considera ejecutar 28 perforaciones y 105 reparaciones mayores. Adicionalmente, considera realizar 444 reparaciones menores y 88 tomas de información.

En la Tabla 5 se presenta la reserva asociada a las diferentes actividades planteadas en la modificación propuesta (producción base e incremental), observándose que la mayor recuperación de gas natural corresponde a la producción incremental asociada a las reparaciones mayores.

<b>Actividad física</b>	<b>Reserva de gas natural (MMMpc)</b>
Base (4 pozos operando)	15.86
Incremental (28 terminaciones)	23.72
Incremental (105 RMA)	44.14
Total	83.72

Tabla 5. Reserva asociada a las diferentes actividades propuestas en la modificación (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

#### **4. Conclusiones:**

Con base en la información observada, se concluye que:

- No existen variaciones respecto al volumen original documentado en las cifras de reservas al 01 de enero de 2022 y el presentado en la Modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación.
- La Reserva estimada a recuperar asciende a 83.72 MMMpc de gas y corresponde con la categoría 3P de acuerdo con las cifras oficiales de reservas al 01 de enero de 2022, lo que representa un factor de recuperación final del 84.21%.

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

El Asignatario evaluó dos alternativas de desarrollo, con el objetivo de maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos de la Asignación garantizando así, la máxima rentabilidad del proyecto mediante la selección de las posibles estrategias de explotación, analizando aquellas variables que influyen en la recuperación final de hidrocarburos, optimizando costos operativos e inversión y reduciendo los riesgos involucrados en la estrategia de Desarrollo.

A continuación, se describen las alternativas de explotación analizadas, considerando su viabilidad de aplicación de acuerdo con la información y condición actual del yacimiento

Comitas GHNA. En la Tabla 6 y en la Figura 8 se describen las alternativas propuestas por el Asignatario juntamente con sus pronósticos de producción de gas natural.

### **ALTERNATIVA 1 (SELECCIONADA)**

Considera un periodo de ejecución del 1 de diciembre del 2022 y hasta 2045. Tienen por objetivo explotar las zonas no drenadas a través de la perforación y terminación de 28 pozos, así como 105 RMA y 444 RME.

Con la implementación de esta alternativa el Operador considera recuperar un volumen de 83.72 MMMpc de gas natural en su categoría de reservas 3P. Además de lo anterior, contempla actividades de abandono consistentes en 130 taponamientos, desmantelamiento de 2 instalaciones (ERCG) y 11 ductos. Se considera una inversión de 155.36 MMUSD y un gasto operativo de 57.86 MMUSD.

### **ALTERNATIVA 2**

Considera un periodo de ejecución del 1 de diciembre del 2022 y hasta 2045. Tienen por objetivo la explotación del campo a través de 77 RMA y 292 RME.

Con la implementación de esta alternativa el Operador considera recuperar un volumen de 47.74 MMMpc de gas natural en su categoría de reservas 3P. Además de lo anterior, las actividades de abandono consisten en 102 taponamientos, desmantelamiento de 2 instalaciones (ERCG) y 11 ductos. Se considera una inversión de 81.42 MMUSD y un gasto operativo de 33 MMUSD.

Características	Alternativa 1 (Seleccionada)	Alternativa 2
Perforación	28	0
Terminación	28	0
RMA	105	77
RME	444	292
Ductos	0	0
Abandono de pozos	130	102
Abandono de infraestructura	13	13
Volumen de Gas (MMMpc)	83.72	47.74
Gastos de operación (MMUSD)	57.86	33.00
Inversiones (MMUSD)	155.36	81.42
VPN AI (MMUSD)	60.82	44.05
VPN DI (MMUSD)	33.46	27.36

*Tabla 6. Resumen de las alternativas de desarrollo  
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).*

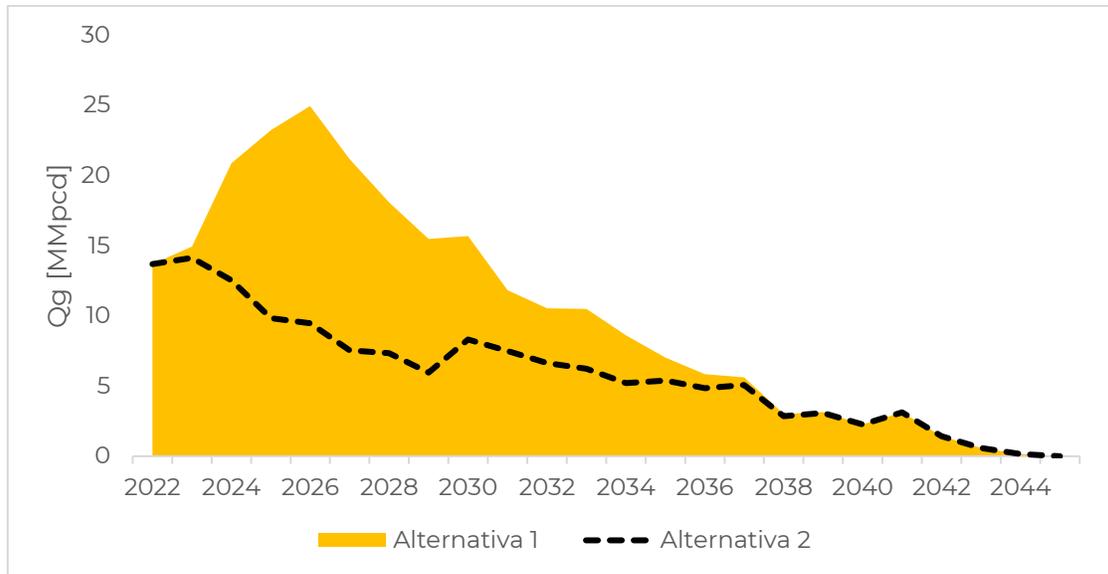


Figura 8. Pronóstico de producción de gas de las alternativas analizadas  
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

La propuesta de desarrollo tiene como objetivo maximizar el valor económico de la Asignación A-0098-M-Campo Comitas mediante la explotación del yacimiento Comitas GHNA y para lograrlo, el Operador manifiesta que la mejor propuesta es la Alternativa 1, la cual consiste en recuperar el volumen de hidrocarburos remanente que comprende el Campo de la Asignación reparando e incorporando pozos en las zonas de oportunidad identificadas.

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

En la Tabla 7 se muestra la comparación entre lo programado en el Plan Vigente y lo real ejecutado por el Asignatario, en un periodo comprendido de 2015 a octubre 2022, así como lo propuesto en el Plan Modificado.

Descripción	Unidades	Plan Vigente 2015-2030	Real 2015-2022	Expectativa al Límite Económico de la modificación al Plan de Desarrollo dic 2022-nov 2044	Plan Modificado 2022 – 2034 (Vigencia de la Asignación)
Perforación de pozos	Número	11	3	28	28
Terminaciones		11	7	28	28
RMA		73	41	105	87
RME		-	-	444	388
Reserva 1P	MMbpce	30.8 <sup>(2)</sup>	NA	15.5	15.5
Reserva 2P		48.4 <sup>(2)</sup>	NA	58.6	58.6
Reserva 3P		65 <sup>(2)</sup>	NA	83.7	83.7
Volumen de gas a extraer <sup>(1)</sup>	MMMpc	48.02	69.88 <sup>(4)</sup>	83.72 <sup>(6)</sup>	76.47
Inversión	MMUSD	78.11 <sup>(3)</sup>	98.19 <sup>(5)</sup>	155.36	141.33
Gasto de Operación		27.99 <sup>(3)</sup>	26.38 <sup>(5)</sup>	57.86	49.73

1) Los condensados se encuentran implícitos en el volumen de gas natural

(2) La reserva del Plan vigente corresponde al volumen de gas natural certificado al 1° de enero de 2014

(3) Inversiones y Gasto de operación en MMUSD@2022 (Factor de actualización 2014= 1.3323338)

(4) Volumen de gas natural acumulado entre 2015 y noviembre del 2022 @ 15.56°C y 1Atm

(5) Montos de inversión real acumulado entre 2015 - junio 2022 (90.84) y proyección julio-noviembre 2022 (7.34) = 98.19 MMUSD

@ 2022. Montos de gasto de operación real acumulado entre 2015 - junio 2022 (25.96) y proyección julio-noviembre 2022 (0.42) = 26.38 MMUSD @ 2022

(6) Volumen de gas natural cuantificado al 1 de diciembre de 2022, fecha de inicio MPDE

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Paridad 20.9458 pesos/usd.

*Tabla 7. Comparación de avance entre el Plan Vigente vs real ejecutado y el Plan Modificado al límite económico, en la Asignación (Fuente: Comisión con datos del Asignatario).*

## Seguimiento al Plan de Desarrollo Vigente

La comparación del avance en producción, actividades físicas y costos entre el Plan Vigente y lo real ejecutado (periodo 2015 – septiembre 2022) en la Asignación, se muestra en la Tabla 8.

Año	Qg (MMpcd)		Perforaciones (número)		Terminaciones (número)		RMA (número)		RME (número)		Inversión (MMUSD)		Gastos de Op. (MMUSD)	
	Plan	Real*	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan <sup>4</sup>	Real <sup>5</sup>	Plan <sup>4</sup>	Real <sup>5</sup>
2015	28.64	43.13	4	2	4	6	8	5	0	54	25.84	42.37	9.26	16.17
2016	24.65	30.98	0	0	0	0	19	3	0	6	9.85	24.04	7.90	9.74

Año	Qg (MMpcd)		Perforaciones (número)		Terminaciones (número)		RMA (número)		RME (número)		Inversión (MMusd)		Gastos de Op. (MMusd)	
	Plan	Real*	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan <sup>4</sup>	Real <sup>5</sup>	Plan <sup>4</sup>	Real <sup>5</sup>
	2017	18.80	24.50	0	0	0	0	13	8	0	46	11.41	6.60	6.14
2018	16.03	21.56	0	0	0	0	13	6	0	99	10.14	14.62	5.27	1.88
2019	14.10	19.62	0	0	0	0	19	5	0	45	10.14	8.03	4.68	2.59
2020	8.12	19.29	0	1	0	1	1	4	0	22	2.24	13.62	2.73	2.17
2021	3.89	16.90	0	0	0	0	0	6	0	42	1.85	6.86	1.27	1.13
2022	1.51	15.97**	0	0	0	0	0	4	0	38	1.85	4.47	0.49	0.93

Tabla 8. Comparación de avance entre el Plan vigente vs real ejecutado, en la Asignación A-0098-M-Campo Comitas

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

\*Corresponde a la producción de aceite/condensado y gas Real reportada a la CNH conforme a las condiciones definidas en el Art. 11 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos. Para los años 2015, 2016 y 2017 corresponde a la producción sin los pozos Comitas-102 y Comitas-103, de acuerdo con la información señalada por el Asignatario mediante la solicitud de modificación al PDE. **En espera de los ajustes y actualizaciones correspondientes.**

\*\*Promedio enero-septiembre.

<sup>4</sup>Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados a pesos@2022. El factor utilizado para la actualización es 1.28237 (con el INPP promedio ene-sep 2022: 265.450).

<sup>5</sup>Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a pesos 2022, los factores de actualización y tipos de cambio utilizados son:

<b>Factores:</b> Fuente: <a href="https://data.bls.gov/search/query/results?q=WPU00000000">https://data.bls.gov/search/query/results?q=WPU00000000</a>	<b>Tipos de Cambio pesos/usd.</b> Fuente: <a href="http://www.banxico.org.mx">http://www.banxico.org.mx</a>		
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 8, corresponden únicamente a lo presentado mediante los informes mensuales de conformidad con lo establecido en el artículo 100, fracción I de los Lineamientos.**

## Seguimiento al Compromiso Mínimo de Trabajo

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

Al respecto, el Anexo 2 del Título vigente establece lo siguiente:

Metas físicas (número)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Perforaciones	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
Terminaciones	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
Reparaciones mayores	8	19	13	13	19	1	0	0	0	0	0	0
Inversión (Millones de pesos*)	265	101	117	104	104	23	19	19	27	19	53	21

\*A precios del 2014

Tabla 9. Anexo 2 del Título de la Asignación A-0098-M-Campo Comitas  
(Fuente: Título de Asignación).

Al respecto, se precisa que de acuerdo con el "Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0098-M-Campo Comitas", el horizonte del Plan de Desarrollo vigente es de 2015 a 2030.

En virtud de lo anterior, en las siguientes tablas se presenta el **CMT establecido en el Título vigente** de la Asignación (Tabla 10), lo real ejecutado por el Asignatario (Tabla 11) y la diferencia existente entre ambos rubros (Tabla 12).

Año	CMT Perforación	CMT Terminación	CMT RMA	CMT Inversión (MMpesos@2014)	CMT Inversión (MMusd@ 2022) <sup>6</sup>
2015	4	4	8	265.00	25.84
2016	0	0	19	101.00	9.85
2017	0	0	13	117.00	11.41
2018	0	0	13	104.00	10.14
2019	0	0	19	104.00	10.14
2020	0	0	1	23.00	2.24
2021	0	0	0	19.00	1.85
2022	0	0	0	19.00	1.85
2023	0	0	0	27.00	2.63
2024	0	0	0	19.00	1.85
2025	1	1	0	53.00	5.17
2026	0	0	0	21.00	2.05
<b>Total</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>73</b>	<b>872.00</b>	<b>85.04</b>

Tabla 10. Compromiso Mínimo de Trabajo, Asignación A-0098-M-Campo Comitás (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

<sup>6</sup> Inversiones actualizadas a pesos@2022. El factor utilizado para la actualización es 1.28237 (con el INPP promedio ene-sep 2022: 265.450)

Año	Real Perforación	Real Terminación	Real RMA	Real Inversión (MMpesos)C/Año <sup>7</sup>	Real Inversión (MMusd@2022) <sup>8</sup>
2015*	9	11	15	481.9	42.37
2016	0	0	3	313.2	24.04
2017	0	0	8	91.1	6.60
2018	0	0	6	213.9	14.62
2019	0	0	5	116.4	8.03
2020	1	1	4	214.3	13.62
2021	0	0	6	119.1	6.86
2022 <sup>a</sup>	0	0	4	90.68	4.47
<b>Total</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>51</b>	<b>1,640.66</b>	<b>120.60</b>

Tabla 11. Real ejecutado en la Asignación A-0098-M-Campo Comitás (2015 – septiembre 2022) (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

Las cifras pueden no coincidir por redondeo

Nota: Las actividades consideradas en la Tabla 5, corresponden únicamente a lo presentado mediante los informes mensuales de conformidad con lo establecido en el artículo 100, fracción I de los Lineamientos.

<sup>1</sup>Incluye las actividades realizadas por el Asignatario durante el periodo agosto 2014 a diciembre de 2014 (**siete perforaciones, cinco terminaciones y 10 reparaciones mayores**).

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

<sup>7</sup>Inversión reportada por el Asignatario correspondiente a los pesos 2014, 2015, 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022, respectivamente.

<sup>8</sup>Inversiones actualizadas a dólares del 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

Año	Perforación (Real-CMT)	Terminación (Real-CMT)	RMA (Real-CMT)	Inversiones (Real-CMT) (mmusd@2022)
2015	5	7	7	16.53
2016	0	0	-16	14.19
2017	0	0	-5	-4.81
2018	0	0	-7	4.47
2019	0	0	-14	-2.11
2020	1	1	3	11.37
2021	0	0	6	5.00
2022	0	0	4	2.62

Año	Perforación (Real-CMT)	Terminación (Real-CMT)	RMA (Real-CMT)	Inversiones (Real-CMT) (mmusd@2022)
<b>Total</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>-22</b>	<b>47.27</b>

Tabla 12. Desviaciones entre lo Real ejecutado y el CMT (2015 – septiembre 2022) en la Asignación A-0098-M-Campo Comitas  
(Fuente: CNH con datos del Asignatario).

Tomando en consideración la tabla que antecede y con el objeto de identificar si la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo presentado por el Asignatario considera las actividades necesarias para dar cumplimiento al CMT a futuro, a continuación, se presentan las metas físicas e inversión contempladas para su ejecución (Tabla 13), así como, los resultados de la evaluación parcial al CMT (Tabla 14).

	Perforación PDE propuesto	Terminación PDE propuesto	RMA PDE propuesto	Inversiones PDE propuesto
2022	0	0	0	0.80
2023	1	1	9	11.12
2024	8	8	2	25.61
2025	9	9	5	27.83
2026	7	7	4	23.23
<b>TOTAL</b> <b>[diciembre 2022 - 2026]</b>	<b>25</b>	<b>25</b>	<b>20</b>	<b>88.59</b>

Tabla 13. Actividades contempladas en la propuesta de Modificación del Plan de Desarrollo, dic-2022-2026  
(Fuente: CNH con datos del Asignatario).

	Perforación	Terminación	RMA	Inversiones
<b>Metas del PDE propuesto</b> <b>[diciembre 2022-2026]</b>	<b>25</b>	<b>25</b>	<b>20</b>	<b>88.59</b>
<b>Real Ejecutado</b> <b>[2015-septiembre 2022]</b>	<b>10</b>	<b>12</b>	<b>51</b>	<b>120.60</b>
<b>Metas del CMT</b> <b>[2015-2026]</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>73</b>	<b>85.04</b>
<b>Diferencia</b> <b>[(Metas PDE propuesto+Real)-CMT]</b>	30	32	-2	124.16

Tabla 14. Resultados de la evaluación parcial del CMT, 2015-2026  
(Fuente: CNH y datos del Asignatario).

De conformidad con lo plasmado en los resultados de la evaluación parcial del CMT en el horizonte 2015-2026 presentados en la Tabla 14, se deriva lo siguiente:

- Respecto del horizonte diciembre de 2022 – 2026, las metas establecidas en la propuesta de modificación consideran las actividades físicas e inversión necesarias para dar cumplimiento al CMT durante dicho periodo.
- Por otro lado, la DGSA advierte que, de los resultados de la evaluación preliminar al CMT (horizonte 2015-2026), donde se consideran tanto lo real ejecutado como las metas del Plan propuesto, la Solicitud no considera la ejecución de las reparaciones mayores requeridas para alcanzar las metas establecidas en el CMT, en virtud de las desviaciones alcanzadas durante el periodo 2015- septiembre 2022.

Por lo anterior y, con fundamento en los artículos 6 de la Ley de Hidrocarburos y 16 de su Reglamento, conforme al Apartado XI del presente Dictamen Técnico, se recomienda, a consideración y con base en las atribuciones de la Secretaría, la modificación del Anexo 2 del Título de Asignación, a fin de que sea consistente con las actividades propuestas por el Operador en la modificación al Plan de Desarrollo.

### 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 15.

Actividad	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
<b>Perforaciones desarrollo</b> (Número)	-	1	8	9	7	3	-	-	-	-	-	-	-
<b>Terminaciones desarrollo</b> (Número)	-	1	8	9	7	3	-	-	-	-	-	-	-
<b>Reparaciones Mayores</b> (Número)	-	9	2	5	4	6	9	11	12	9	7	8	5
<b>Reparaciones Menores</b> (Número)	1	37	35	49	38	41	42	29	30	27	22	24	13
<b>Instalaciones</b> (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ductos</b> (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Taponamientos</b> (Número)	-	2	4	3	7	11	6	5	9	5	16	10	5
<b>Abandono de ductos<sup>a</sup></b> (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Abandono de infraestructura<sup>b</sup></b> (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Inversión</b> (MMusd)	0.80	11.12	25.61	27.8	23.23	13.96	6.60	6.15	6.47	5.32	5.47	5.14	3.62
<b>Gastos de Op.</b> (MMusd)	0.29	3.77	5.28	5.86	6.29	5.34	4.57	3.90	3.96	2.98	2.66	2.65	2.17
<b>Otros egresos</b> (MMusd)	0.10	0.90	0.83	0.85	0.85	0.78	0.84	0.81	0.82	0.81	0.72	0.76	0.73
Actividad	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	TOTAL	
<b>Perforaciones desarrollo</b> (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	
<b>Terminaciones desarrollo</b> (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28	
<b>Reparaciones Mayores</b> (Número)	4	5	1	1	3	2	2	-	-	-	-	105 <sup>c</sup>	
<b>Reparaciones Menores</b> (Número)	12	10	10	6	5	5	4	4	-	-	-	444 <sup>d</sup>	
<b>Instalaciones</b> (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	
<b>Ductos</b> (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	
<b>Taponamientos</b> (Número)	6	5	6	9	2	2	1	2	2	4	8	130	
<b>Abandono de ductos<sup>a</sup></b> (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	11	
<b>Abandono de infraestructura<sup>b</sup></b> (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	12	
<b>Inversión</b> (MMusd)	3.24	3.15	2.22	0.75	0.87	0.74	0.72	0.24	0.22	0.36	1.54	155.36	
<b>Gastos de Op.</b> (MMusd)	1.77	1.48	1.42	0.76	0.79	0.57	0.79	0.36	0.15	0.04	0.00	57.86	
<b>Otros egresos</b> (MMusd)	0.73	0.70	0.56	0.10	0.13	0.13	0.16	0.04	0.06	0.09	0.00	12.49	

Tabla 15. Actividades físicas y costos contemplados en el Plan de desarrollo modificado (Fuente: CNH con datos del Asignatario).

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

\*La fecha de inicio de la vigencia del nuevo Plan de Desarrollo es a partir de diciembre 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

<sup>c</sup> Considera cambios de intervalo, adición y/o modificación

<sup>d</sup> Consisten en 36 inducciones mecánicas, 39 lanzadores de barras espumantes, 21 limpiezas de pozos, 72 limpiezas e inducciones con T.F, 48 minicompresores, 131 sartas de velocidad, 26 tuberías capilares, 45 válvulas motoras y 26 venturis.

**Nota:** De acuerdo con el Título de la Asignación A-0098-M, la vigencia para realizar actividades petroleras es hasta agosto de 2034.

A continuación, se presentan los pronósticos de producción contemplados en el Plan de Desarrollo Modificado para la Asignación, Tabla 16.

Año	2022*	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
<b>Producción Gas (MMpcd)</b>	13.68	14.94	20.88	23.22	24.94	21.16	18.08	15.47	15.68	11.82	10.53	10.50
<b>Anual (MMMpc)</b>	0.42	5.45	7.64	8.48	9.10	7.72	6.62	5.64	5.72	4.31	3.85	3.83
<b>Acumulada (MMMpc)</b>	0.42	5.88	13.52	21.99	31.10	38.82	45.44	51.08	56.81	61.12	64.97	68.81

Año	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044**	TOTAL
<b>Producción Gas (MMpcd)</b>	8.61	7.03	5.84	5.62	3.02	3.14	2.26	3.12	1.43	0.58	0.18	<b>ΔGP</b>
<b>Anual (MMMpc)</b>	3.14	2.57	2.14	2.05	1.10	1.15	0.83	1.14	0.52	0.21	0.07	
<b>Acumulada (MMMpc)</b>	71.95	74.52	76.65	78.71	79.81	80.95	81.78	82.92	83.44	83.66	83.72	

Tabla 16. Pronóstico de producción del Plan de desarrollo modificado

(Fuente: CNH con datos del Asignatario).

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

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

\*\*La fecha de término del horizonte de producción es en noviembre de 2044.

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

### f.1) Características geológico – estructurales

La Asignación se ubica en la Cuenca de Burgos, en donde el yacimiento Comitas GHNA de edad Eoceno Superior de la Formación Jackson y Oligoceno Inferior de la Formación Vicksburg, está constituidos por areniscas de color gris claro, de granos muy finos, en matriz arcillosa y cementante calcáreo, con porosidad primaria intergranular, depositadas en un complejo deltaico, intercaladas con cuerpos de lutitas.

El modelo estructural regional corresponde a un sistema de fallamiento post-depositacional, escalonado hacia el oriente. Estos movimientos originaron una serie de bloques longitudinales, alargados y angostos, de extensión considerable, dentro de estos bloques se conformaron pequeñas estructuras anticlinales de cierre pequeño. Dado que las formaciones se encuentran compartimentalizadas en bloques; limitados por fallas normales y antitéticas, es mediante interpretación sísmica que se visualiza la continuidad de los bloques.

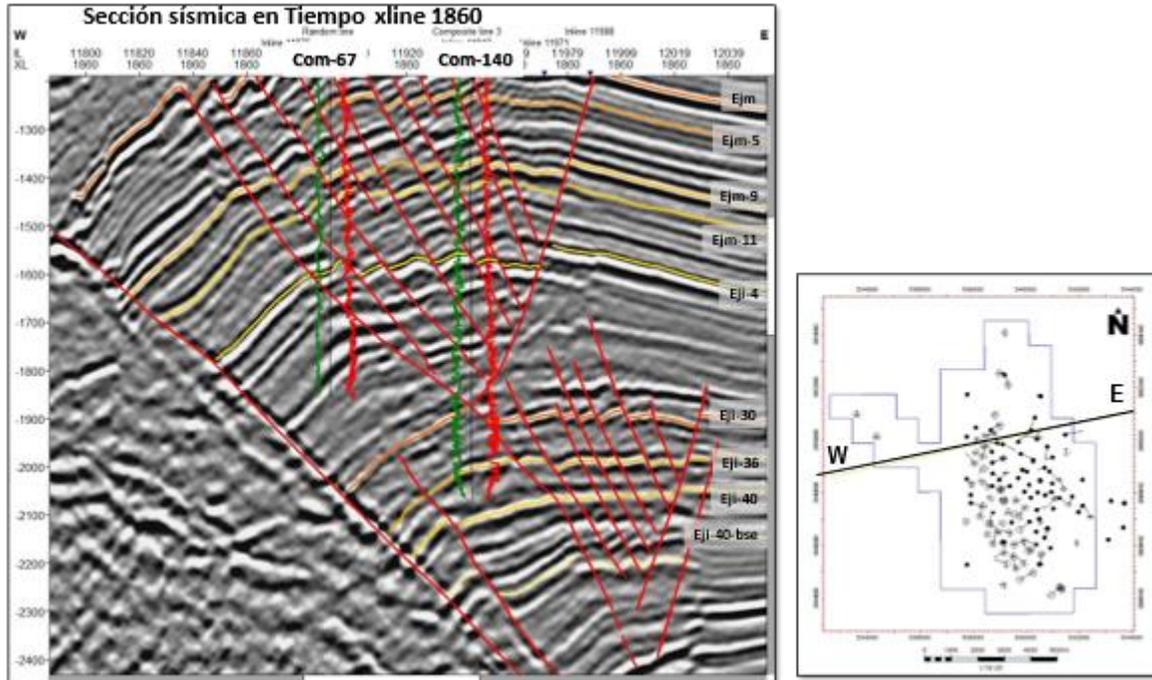


Figura 9. Sección W-E en la parte Central del Campo Comitas  
(Fuente: Asignatario)

El modelo sedimentario del yacimiento Comitas GHNA, corresponde a depósitos de sistemas deltaicos con alto aporte fluvial y cierto dominio de oleaje, lo que permitió depósitos de barras paralelas a la línea de costa, la cual fue desarrollada hacia el Este.

## f.2) PERFORACIÓN DE POZOS

El diseño de los pozos a perforar en el Plan propuesto se sustentó principalmente en la revisión y el análisis de los mejores horizontes en la Asignación, con base en su producción acumulada, gastos iniciales, extensión, características petrofísicas, posición estructural, así como áreas sin drenar. Por lo que, con base en lo anterior el Operador estableció dos zonas de explotación para la ubicación de las localizaciones:

- Bloques estructurales con alto desarrollo
- Bloques estructurales con bajo o nulo desarrollo

La perforación de los pozos propuestos tiene como objetivo la extracción de hidrocarburos del yacimiento Comitas GHNA. En cuanto al diseño mecánico, únicamente se consideró un pozo tipo, mismo que se diseñó en función de los requerimientos, características del yacimiento productor, aparejo de terminación, costos, tiempo de ejecución, equipos, materiales y servicios necesarios y otros parámetros de importancia.

Los pozos tendrán una trayectoria vertical con una profundidad desarrollada de hasta 3,300 mv, con 4 etapas de perforación. La primera etapa corresponde a una tubería de revestimiento (TR) de 13 3/8" asentada a una profundidad promedio de 700 metros, la segunda etapa utiliza una TR de 9 5/8" con asentamiento a una profundidad promedio

de 1,850 metros, la tercera etapa corresponde a una TR de 7" asentada a una profundidad promedio de 2,800 metros y una cuarta etapa que utiliza una TR de 3 ½" asentada a una profundidad promedio de 3,300 metros, tal como se muestra en la Figura 10.

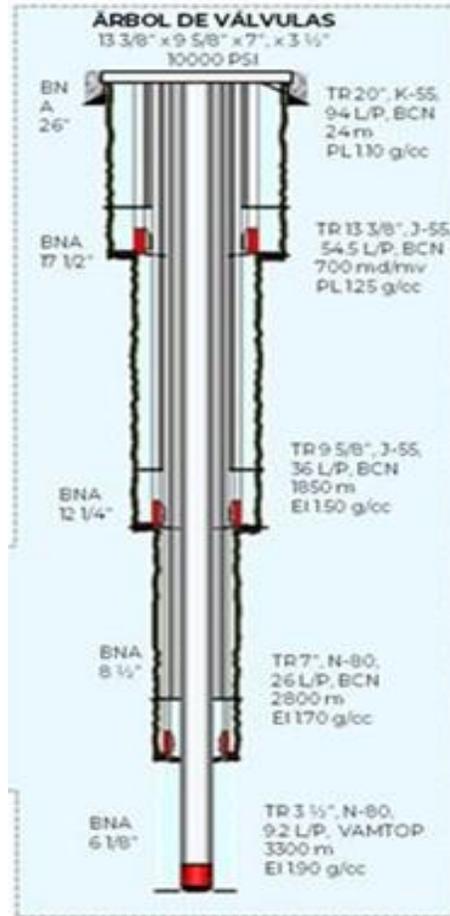


Figura 10. Estado mecánico pozo tipo I  
 (Fuente: Asignatario)

### Localizaciones en bloques de alto desarrollo

Estas localizaciones se caracterizan porque se encuentran ubicadas dentro de los bloques estructurales que ya cuentan con varios pozos productores correspondientes con el horizonte objetivo, los cuales no entrarían dentro del radio de drenaje de los pozos vecinos y que presentan oportunidad de explotación visualizada por el área de geociencias del Operador. Para este tipo de bloque se definieron 18 localizaciones, ver Figura 11.

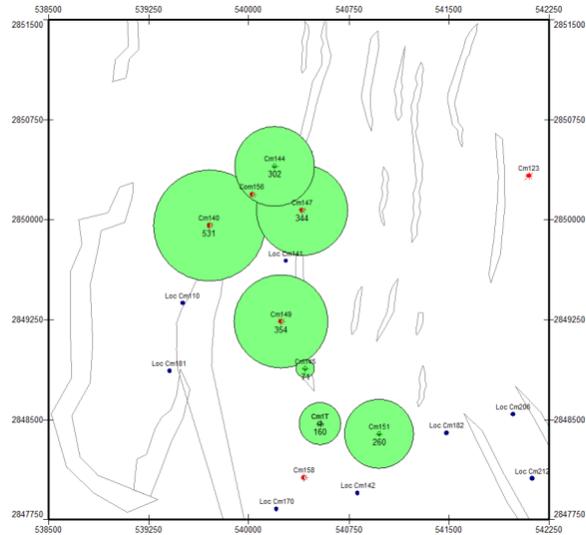


Figura 11. Mapa de drenes de localizaciones en bloques de alto desarrollo  
(Fuente: Asignatario)

### Localizaciones en bloques de bajo o nulo desarrollo

Estas localizaciones se caracterizan porque se encuentran ubicadas dentro de los bloques estructurales que cuentan con muy poco o nulo desarrollo de pozos productores correspondientes al objetivo, pero que presentan oportunidad de explotación visualizada por el área de geociencias del Operador y, por tanto, se podrían considerar como estratégicas. Para este tipo de localizaciones se definieron 10, ver Figura 12.

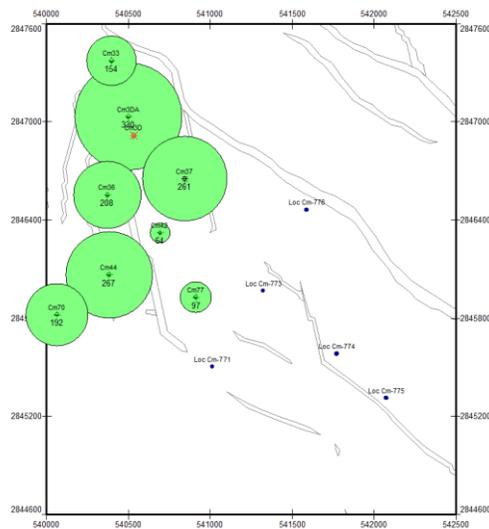


Figura 12. Mapa de drenes de localizaciones en bloques de bajo o nulo desarrollo  
(Fuente: Asignatario)

### f.3) PRINCIPALES TECNOLOGÍAS A IMPLEMENTAR

El Asignatario visualiza la incorporación de nuevas tecnologías, dirigidas a optimizar la explotación de la Asignación. En la Tabla 17 se muestran las principales tecnologías para el caso de geociencias, yacimientos, perforación y terminación, instalaciones de producción, así como productividad de pozos.

Iniciativa Tecnológica	Tecnología	Impacto/Beneficio
Toma de información	Pruebas de laboratorio para análisis de propiedades de fluidos	Estudio de los fluidos con el objetivo actualizar la caracterización de los fluidos de los horizontes productores
	CVP	Curvas de Variación de Presión con el objetivo principal de caracterizar dinámicamente los horizontes productores y tener control principalmente en los niveles de presión, permeabilidad y daño de formación.
	RPFC-RPFF	Registros de fondo estático y dinámico, con el objetivo de complementar y actualizar los modelos de presión de los diferentes horizontes productores.
Sistemas auxiliares	Implementación de Sistemas Artificiales o equipo auxiliares	Mejorar el patrón de flujo en la tubería vertical, buscando disminuir las caídas de presión en esta.
Optimización de la producción	Fracturamiento.	Mejora en la capacidad productiva en yacimientos de baja permeabilidad.
	Limpieza con Tubería Flexible	Eliminación de daño mediante limpieza nitrogenada, mejorando la capacidad de producción.
	Aplicación optimizada de Surfactante Sólido	Aligerar el peso de la columna hidrostática con objetivo de incrementar o mantener la productividad del pozo.
	Tubería Capilar	Inyección continua de surfactante líquidos en el fondo del pozo con objetivo de incrementar o mantener la productividad del pozo.
	Sistema Intermitente de Optimización de Flujo (SIOF)	Con Válvula Motora en pozos abatidos para Incrementar la productividad del pozo.
	Pistón viajero	Incrementa o mantener la producción.
Software	Uso de software especializado para: Simulación de disparos y análisis nodales, interpretación de los registros de producción, diseño de estimulaciones y fracturas hidráulicas apuntaladas y monitoreo de producción y caídas de presión.	Realización de modelos predictivos de para el incremento de producción de pozos.
		Estudios para realizar propuestas de RME.

Tabla 17. Tecnologías visualizadas en el área de yacimientos  
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

#### **f.4) MÉTODO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA O MEJORADA**

El Campo Comitas está clasificado como un yacimiento de Gas Húmedo No Asociado. Al respecto, cabe señalar que los LTMRSM aplican para Yacimientos de aceite negro, volátil, gas y condensado y de aceite en lutitas conforme a lo señalado en el artículo 4, segundo párrafo de dicho ordenamiento, por lo cual, no se documenta un proceso de recuperación secundaria o mejorada para el Área de Asignación.

#### **f.5) MODELO DE INFRAESTRUCTURA**

##### **Sistema de recolección**

El Operador planteó dentro de la modificación a su Plan de Desarrollo para la Extracción el manejo y medición del Gas a producir durante el periodo de producción diciembre 2022 - noviembre 2044. Asimismo, manifestó que de acuerdo con las características del yacimiento no existirá producción de petróleo; sin embargo, se generan condensados en el proceso del transporte. Para realizar el manejo del Gas producido se utilizará la infraestructura actual asociada a la Asignación Comitas "Modulo de Recolección Portátil (en adelante, MRP) Comitas 3 y Comitas 4, Estación de Recolección y Compresión de Gas (en adelante, ERCC) Comitas 1 y Comitas 2".

La producción de los pozos de la Asignación es recibida en los MRP Comitas 3 y Comitas 4. La producción de los pozos que derivan al MRP Comitas 3 se dirige hacia la ERCC Comitas 2 por medio de dos gasoductos, el primero de 6" Ø x 2.455 km y el segundo de 4" Ø x 2.494 km, en la ERCC Comitas 2 se separa el Gas de los Condensados generados en el transporte y del agua, una vez que se separó el Gas de los líquidos, dicho gas se cuantifica por medio de los Sistemas de Medición del tipo Operacional con elementos de Medición del tipo Placa de Orificio, posteriormente el Gas se comprime para enviarlo por medio del gasoducto de 6" Ø X 2.147 km hacia la ERCC Comitas 1, ver Figura 13.

Por otro lado, el Condensado y agua se envían a tanques de almacenamiento donde se realiza la cuantificación de forma estática a través de cinta y pasta marcadora, posteriormente se realiza el trasiego mediante un equipo de bombeo hacia la ERCC Comitas 1, ver Figura 14.

La producción de los pozos que derivan al MRP Comitas 4 se dirige directamente hacia la ERCC Comitas 1 por medio de los gasoductos de 4" Ø x 1.384 km, 6" Ø x 1.396 km y 12" Ø x 1.138 km, adicionalmente en dicha instalación se recibe la producción de las Asignaciones Bayo, Cucaña y Tigrillo, así como la corriente de la ERCC Comitas 2, en la ERCC Comitas 1 se separa el Gas de los Condensados generados en el transporte y del agua, una vez que se separó el Gas de los líquidos, dicho gas se cuantifica por medio de los Sistemas de Medición del tipo Operacional con elementos de Medición del tipo Placa de Orificio, posteriormente el Gas se comprime para enviarlo por medio de los gasoductos de 6" Ø X 13.259 km y 6" Ø X 13.300 km hacia la Estación de Recolección de Gas Torrecillas 1A, instalación en la que se realiza la medición de Referencia por medio del Sistema de Medición con elemento primario tipo Placa de Orificio. Finalmente, la producción de gas se dirige hacia la Central de Medición Km.19, instalación propuesta como Punto de Medición.

Por otro lado, los líquidos separados en la ERCG Comitas 1 se envían a tanques de almacenamiento donde se realiza la cuantificación de forma estática a través de cinta y pasta marcadora, el Condensado se enviará hacia la Estación Torrecillas 1A por medio del gasolinoducto de 6" Ø x 13.118 km instalación en la que se realizará la medición de referencia por medio del medidor con elemento primario del tipo másico Coriolis, finalmente se realizará el envío de los Condensados hacia la Central de Medición Km. 19 instalación propuesta como Punto de Medición.

Es importante resaltar que a boca de pozo se realizarán mediciones del tipo operacional con Sistemas de Separación portátiles instrumentados con Sistemas de Medición con una frecuencia mensual, donde el gas se medirá por medio de placas de orificio y los líquidos por medidores del tipo Coriolis.

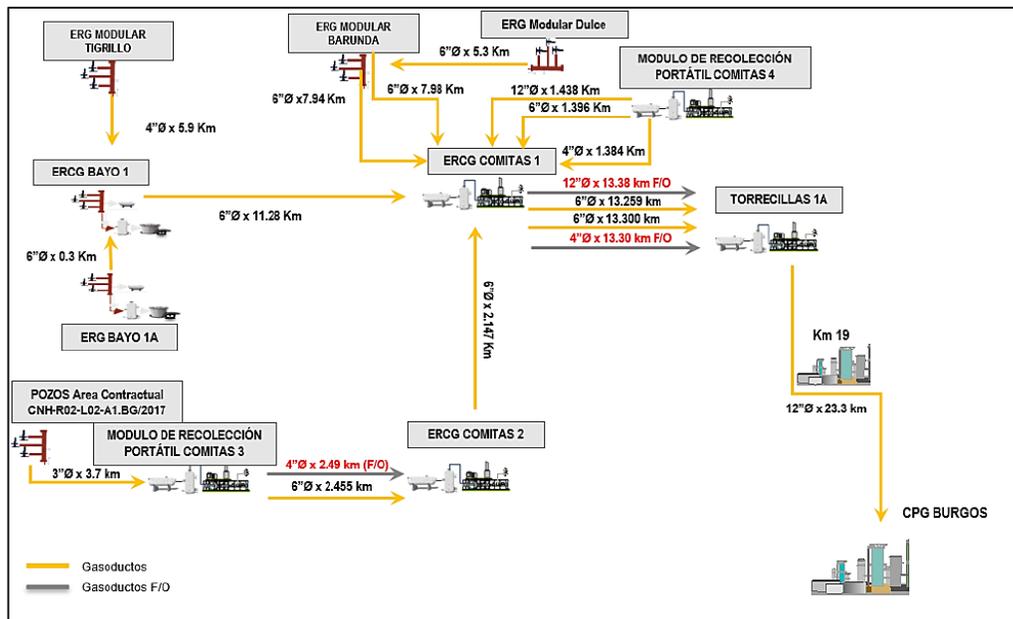


Figura 13. Infraestructura del manejo del Gas de la A-0098-M-Campo Comitas (Fuente: Asignatario)

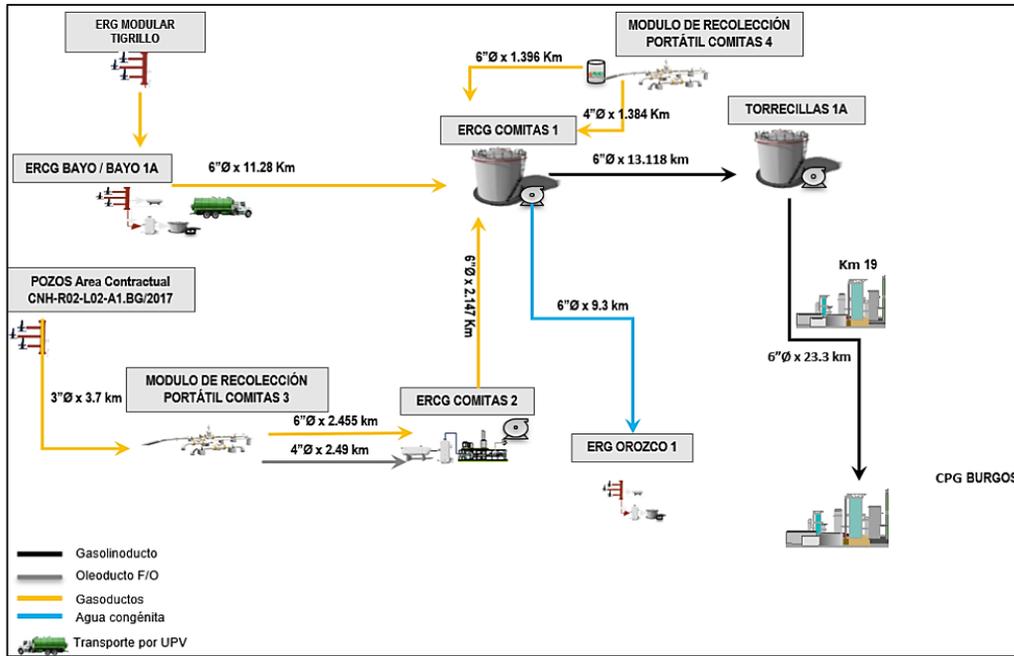


Figura 14. Infraestructura del manejo de los líquidos de la A-0098-M-Campo Comitas (Fuente: Asignatario)

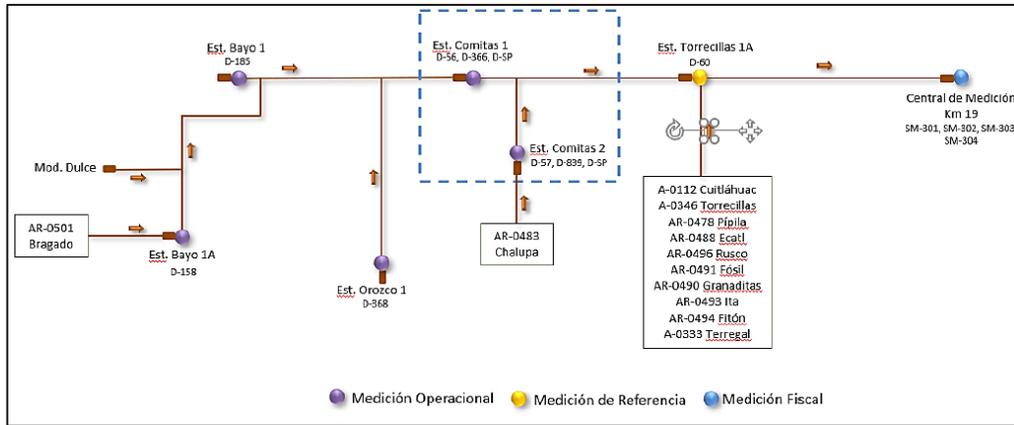
**f) MECANISMO DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**

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 Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH), realizó el análisis y la evaluación técnica para la Implementación de los Mecanismos y Puntos de Medición propuestos para la Asignación Comitas, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación en materia de Medición de Hidrocarburos, y para lo cual el operador petrolero realizó la siguiente propuesta de Puntos de Medición para Gas y para Condensado.

**Medición de Gas**

Los Puntos de Medición para Gas propuestos para el Campo Comitas son los siguientes:

- **Central de Medición Km. 19:** Sistemas de Medición SM-301, SM-302, SM-303 y SM-304, con medidores del tipo ultrasónico como elementos primarios de medición.



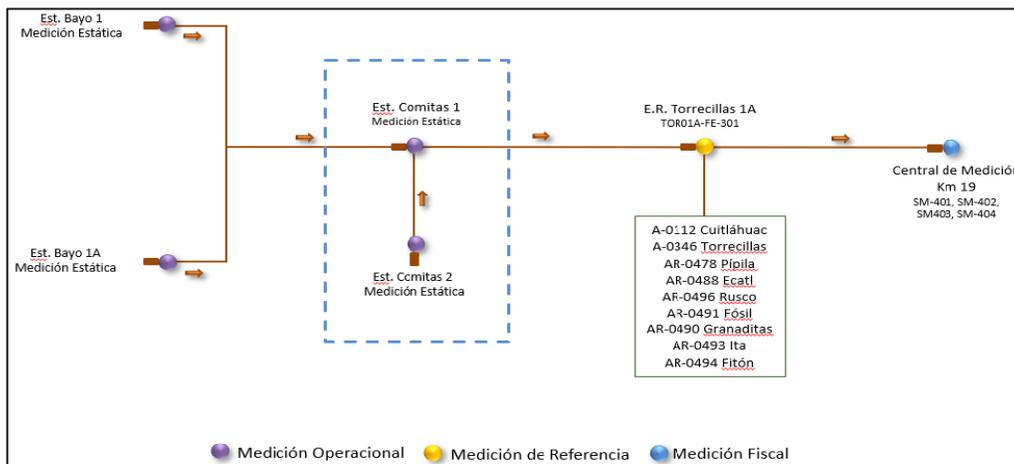
**Figura 15.- Manejo y Medición del Gas del Campo Comitas**

(Fuente: Asignatario).

### Medición de Condensado

Los Puntos de Medición para Condensado propuestos para el Campo Comitas son los siguientes:

- **Central de Medición Km. 19:** Sistemas de Medición SM-401, SM-402, SM-403 y SM-404, con medidores del tipo másico Coriolis como elementos primarios de medición.



**Figura 16.- Manejo y Medición del Condensado del Campo Comitas**

(Fuente: Asignatario).

### Medición de Agua

Para el caso del agua congénita que se obtiene en el proceso de separación en las ERCC Comitas 1 y 2, se envía a tanques de almacenamiento, donde se mide de forma estática por medio de cinta, posteriormente el agua se envía por medio de un ducto desde la

ERCG Comitas 1 hacia la Estación de Recolección de Gas Orozco 1 donde se tratará el agua, previo a su envío hacia pozos letrina.

**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-0098-M-Campo Comitas se llevó a cabo la siguiente evaluación:

<b>Datos Generales:</b> Nombre del Asignatario o Contratista: Pemex Exploración y Producción No. de Contrato o Asignación: A-0098-M-Campo Comitas Nombre de la Asignación o Área Contractual: Campo Comitas Tipo de Plan a evaluar: Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción							 Comisión Nacional de Hidrocarburos
No.	Artículo de los LTMHM/Contrato/Guía de	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.	LTMHM, Capítulo III y IV	determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	Si	Si	El Asignatario presenta la descripción y propuesta para el manejo y medición del Gas Natural y Condensados generados en el transporte, provenientes de la Asignación A-0098-M-Campo Comitas, la cual consiste en una etapa durante el periodo de producción 2022 a 2044, donde, el Punto de Medición para Gas y el Punto de Medición para Condensado se ubicarán en la Central de Medición Km. 19.	La propuesta de implementación de los Mecanismos y Puntos de Medición es congruente.
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTMHM, Capítulo II	De los sistemas de medición	Si	Si	Presenta como propuesta los Puntos de Medición ubicados en la Central de Medición Km. 19 para Gas y Condensado.	Se presenta la propuesta de medición Operacional y de Referencia para el Gas Natural producido y para los Condensados generados mediante el transporte correspondientes a la Asignación A-0098-M-Campo Comitas.
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTMHM	Si	Si	El Asignatario presenta su política de medición la cual se encuentra basada en la aplicación y cumplimiento a la normatividad aplicable, así como a la adopción de un sistema de gestión basado en la norma NMX-CC-10012-IMNC-2004.	De acuerdo a la información presentada se identifica que la política de medición se encuentra sustentada en un documento conocido como plan rector, con la finalidad de implementarla y difundirla al interior de la empresa, información ubicada en el documento Mecanismos de Medición.
4	42, fracción II	Procedimientos:	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 de fecha septiembre de 2017.	Presenta los programas de mantenimiento para el Punto de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de los procedimientos.
		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 de fecha noviembre de 2017.	Presenta los programas de confirmación metrológica para el Punto de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de estos procedimientos.
		Elaboración de balance		Si	Si	Presenta el Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Producción de Gas (PO-PO-OP-0198-2019) de fecha abril de 2019, el cual se encuentra ubicado en los anexos, de las carpetas de medición.	Ver apartado de producción y balance
		Calibración de los instrumentos de medida		Si	Si	Presenta el Procedimiento Operativo para Calibrar Sistemas de Medición de Hidrocarburos (PO-PO-OP-0134-2017) de fecha agosto de 2017, el cual se encuentra ubicado en los anexos, de las carpetas de medición, con lo cual recibirá la trazabilidad a través de patrones propios o de un tercero acreditado.	Presenta los programas de calibración para el Punto de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de estos procedimientos.
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	El Asignatario presenta el diagrama general del manejo y medición de hidrocarburos, donde se identifican los diferentes tipos de medición a realizar, así mismo también se presenta los diagramas correspondientes a las instalaciones que conforman los Mecanismos de Medición desde el pozo hasta los Puntos de Medición, esta información se encuentra en los anexos presentados.	Adicionalmente a los diagramas en el documento Mecanismos de Medición se presenta la descripción de la conformación de los sistemas de medición para Gas y Condensado.
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMHM	Si	Si	Se presenta la ubicación de los sistemas de medición mediante coordenadas geográficas, además de su categoría o uso, información ubicada en el documento Mecanismos de Medición y en el documento Ubicación de los Instrumentos de Medición, contenido en las carpetas de medición.	Estas ubicaciones y cambios deberán mantenerse actualizados y deberán formar parte del censo que se entrega anualmente de conformidad con los LTMHM y utilizando los formatos correspondiente.
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 LTMHM	Si	Si	Se identifican diagramas isométricos y DTI's correspondientes a los sistemas de medición existentes, en los cuales se observa la conformación de los sistemas de medición, información ubicada a lo largo del documento Mecanismos de Medición y en las carpetas de medición.	Se presentan los diagramas isométricos y DTI's, estos diagramas deberán mantenerse actualizados ya que forman parte de la información documental de los Mecanismos de Medición.
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.	NA	NA	No se identifica el uso compartido del punto de medición propuesto, derivado que al Punto de Medición llegan corrientes de Asignaciones del mismo Operador Petrolero, por lo que no aplica.	Sin observaciones.
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	El asignatario presenta los programas correspondientes a la implementación de los LTMHM, información ubicada en el documento Mecanismos de Medición, así como en las carpetas de medición.	Los programas se encuentran relacionados con la implementación de los procedimientos, así como el desarrollo de actividades para el cumplimiento a los requerimientos de implementación de los Mecanismos de Medición de la Asignación.
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	Se presentan presupuestos de incertidumbre correspondientes al Punto de Medición, así como los programas relacionados para su actualización, con la finalidad de mantener una mejora continua a los sistemas, información ubicada en las carpetas de incertidumbre.	Es importante resaltar, que los valores están dentro de lo establecido, sin embargo deberá mantener el compromiso de mejora a corto plazo para tener un mejor aseguramiento de la medición, y con lo cual se mantendrá la trazabilidad y mantenimiento a los sistemas de medición que influyen directamente en el resultado de medición.

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 LTMMH.	Si	Si	De acuerdo a la información presentada por el Asignatario se identifica un análisis técnico-económico, en el cual se incluyen las inversiones y gastos operativos relacionados con medición hasta el año 2044, año en el que se termina el perfil de producción del campo, información ubicada en la carpeta de medición.	Estos gastos e inversiones de acuerdo a lo observado garantizarán los parámetros de incertidumbre solicitados en los LTMMH, siempre y cuando se lleve a cabo el correcto seguimiento a las mismas.
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	De acuerdo a la información presentada, el proceso de adiestramiento del personal encargado de administrar los sistemas de medición se llevó a cabo durante el periodo del 31 de octubre al 03 de noviembre del 2016 y el periodo para el registro de información en su primera etapa (censo de sistemas de medición), se estableció del 7 de noviembre de 2016 al 7 de marzo de 2017, información presentada en las carpetas de medición.	Cabe resaltar que la información de cumplimiento a lo solicitado en los LTMMH.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Si	Si	El Asignatario presentó los programas de diagnósticos y auditorías internas a los sistemas de medición que conforman los Mecanismos y Puntos de Medición, información que se encuentra ubicada en los anexos de las carpetas de medición.	Sin Observaciones
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	El Asignatario presentó las competencias técnicas del Responsable Oficial de Medición, así como, del personal involucrado en la Medición de los Hidrocarburos, información que se encuentra ubicada en los anexos de las carpetas de medición.	El organigrama presentado corresponde al actualizado y formalizado del año 2022. Adicionalmente presenta el programa de capacitación del personal en el cual se encuentra incluido el Responsable Oficial propuesto.
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	Se presenta propuesta de cinco indicadores de desempeño el cual esta contenido en el documento Indicadores de Desempeño, en los anexos de las carpetas de medición, los cuales cumplen con la información mínima a contener de acuerdo a lo establecido en los LTMMH.	Se identifica que manifiesta con estos indicadores del cumplimiento a lo solicitado en los LTMMH para los indicadores, sin embargo una vez implementados estos deberán ser evaluados en su ejecución y cumplimiento dandoles seguimiento.
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	Presenta la designación del Responsable Oficial	Se identifica al Administrador del Activo de Producción Reynosa como responsable oficial.
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 identifican derivaciones en los sistemas de medición	Sin Observaciones
18	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemetricos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	Si	Si	El Asignatario presenta el estado actual de los Sistemas Telemetricos en el Punto de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19.	Sin observaciones
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	Con base a los procedimientos presentados para la determinación de calidad y su asignación el Operador Petrolero asegura su determinación en el Punto de Medición.	Se identifica de acuerdo a los documentos presentados en la carpeta de procedimientos se manifiesta que para el punto de medición propuesto cumplen con la calidad, utilizando la infraestructura existente de pemex.
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	Los Puntos de Medición propuestos cuentan con elementos terciarios de medición (computador de flujo), los cuales cuentan con seguridad para su acceso y contienen los algoritmos de calculo para la determinación de los volúmenes netos.	Sin Observaciones
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	Si	Se presentan certificados de calibración como evidencia de la trazabilidad de los instrumentos de medida, asimismo se presentan los cronogramas para realizar las calibraciones a los sistemas de medición, así como evidencia de la trazabilidad que se tiene actualmente en los sistemas de medición	Se identifica que hay programas asociados a la calibración con lo cual el Operador Petrolero asegura la trazabilidad de los instrumentos, programas que deberán ser actualizados anualmente, y aplicados en algunos casos a la brevedad para mantener en condiciones y dentro de los parámetros de incertidumbre.
22	22	patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permante. En casos excepcionales, Patrones portátiles.	Si	Si	No se presenta información asociada con los patrones, derivado a que son Sistemas de Medición para Gas.	No se presenta información asociada con los patrones, derivado a que son Sistemas de Medición para Gas.
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 calculo para el balance del área.	Si	Si	De acuerdo con el documento Mecanismos de Medición, el agua congénita se cuantifica de forma estática por medio de cinta en los Tanques de Almacenamiento ubicados en las Estaciones de Recolección Comitas 1 y Comitas 2, donde mediante trasiego se envía hacia a Estación de Recolección Orozco 1 para inyectarse al pozo Orozco 1, adicionalmente en la CM Km. 19 se realizan actividades de deshidratación para la posterior inyección del agua.	Se menciona en el documento Mecanismos de Medición.
24	24	De la medición multifásica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	No	No Aplica	No se presenta propuesta de medidores de flujo multifásico como parte de los mecanismos de medición.	No presentan propuestas de medición multifásica, por lo que no aplica.
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	Se contempla el uso de medidores instalados a la descarga de un Sistema de Separación portatil, donde se realizarán mediciones a boca de pozo y para el caso de los nuevos pozos perforados así se realizará la medición a boca de pozo previo a su incorporación a las Estaciones de Recolección Comitas 1 y 2.	Sin Observaciones

Tabla 18. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos  
(Fuente: CNH).

## Producción y balances

El Asignatario presenta como parte de la propuesta de modificación de conformidad con lo establecido en el artículo 42 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH), la propuesta del Punto de Medición, determinación, asignación y calidad de los hidrocarburos gaseosos y condensados generados por fenómenos de transporte provenientes del campo Comitas.

El manejo y medición de los condensados e hidrocarburos gaseosos producidos por el campo Comitas se realizará, primeramente, en la Estación de Recolección Comitas 1 (en adelante, E.R. Comitas 1) y Estación de Recolección Comitas 2 (en adelante, E.R. Comitas 2) donde se realizará el proceso de separación. La corriente gaseosa será enviada a la Estación de Compresión Torrecillas 1A (en adelante, E.C. Torrecillas 1A) para realizar el proceso de medición, separación y compresión de gas. Finalmente, la corriente gaseosa será enviada a su correspondiente Punto de Medición. Por su parte, la corriente de condensados generados por fenómenos de transporte en la E.C. Torrecilla 1A será dirigida a los Puntos de Medición para condensado.

El Asignatario propone para la medición de los hidrocarburos producidos por el campo Comitas el "Procedimiento de la medición volumétrica del hidrocarburo líquido y gas en los sistemas de medición tipo operacional, referencial y fiscal de la Asignación A-0098-M-Campo Comitas", el cual considera para la cuantificación del hidrocarburo líquido y gaseoso las mediciones en el Punto de Medición de gas y condensado ubicado en la Central de Medición Km 19 (en adelante, C.M. Km 19), la medición de referencia se realizará en la E.C. Torrecillas 1A y la medición operacional de los hidrocarburos líquidos y gaseosos se realizará en la E.R. Comitas 1, E.R. Comitas 2, así como a boca de pozo mediante medición con separador bifásico, en el cual los líquidos son medidos en un medidor másico y el gas se mide con placa de orificio.

Con relación a la medición de condensados, una vez enviado el gas a la E.C. Torrecillas 1A y producto de los procesos de compresión-separación efectuados en dicha instalación, los volúmenes totales de condensado integrado por diferentes corrientes en la cual se incluye el campo Comitas serán recolectados y enviados al Punto de Medición de condensado ubicado en la CM Km 19. Adicionalmente, el Asignatario 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 CM Km 19, respecto de los cuales se realizará el balance y distribución del volumen producido por el campo Comitas conforme a la participación volumétrica de las corrientes que convergen en el Punto de Medición de gas.

Con relación a la medición del agua, la producción de líquidos producida por el campo Comitas llega a la E.R. Comitas 1 para ser almacenada en tanques atmosféricos TV-01, TV-02, TV-03 y TV-04, en donde se realizará la medición de niveles utilizando como instrumento de medición la cinta metálica métrica. Posteriormente, el agua congénita será enviada mediante trasiego a la Estación de Recolección Orozco 1 donde se almacenará en el tanque TV-01, TV-02 y TV-03 para finalmente ser inyectada al pozo Orozco 1.

Asimismo, el Asignatario presenta el “Procedimiento para la determinación de la participación volumétrica del hidrocarburo líquido y gaseoso en los sistemas de medición de tipo operacional, referencia y fiscal”, en el cual la asignación de la producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos se sustenta en las mediciones de tipo operacional, referencia 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 Comitas confluirá con la producción de varias Asignaciones, por lo cual el Asignatario 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 Comitas.

La frecuencia para determinar la calidad a nivel asignación será de forma cuatrimestral 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 a boca de pozo, utilizando la práctica ASTM D 4007 y ASTM D 1945, respectivamente. Por su parte, el análisis de calidad de hidrocarburos en el Punto de Medición será diariamente.

Adicionalmente, el Asignatario manifiesta el uso del “Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Gas en la Subdirección de Producción Bloques Norte”, 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 Asignatario 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 comercial de la Subsidiaria Pemex Exploración y Producción (PEP), con respecto al gas húmedo y condensado producto de la separación y estabilización es venderlo a PTRI mediante contratos de compraventa para la carga del Centro Procesador de Gas Burgos.

El condensado producido en las líneas por fenómenos de transporte en el área de Asignación tiene una calidad que ronda en los 56 °API, sin presencia de azufre.

Por otra parte, la calidad esperada del gas a ser comercializado se visualiza en la Tabla 19.

Componente		% Molar
H2	Hidrógeno	0
H2S	Sulfuro de Hidrógeno	0
CO2	Dióxido de Carbono	0.02
N2	Nitrógeno	0.09
C1	Metano	90.58
C2	Etano	6.32
C3	Propano	1.83
iC4	i-Butano	0.4
nC4	n-Butano	0.36
C5	Neo-Pentano	0.01
iC5	i-Pentano	0.13
nC5	n-Pentano	0.08
C6	Hexanos	0.07
	Metil-Ciclopentano	0.01
	Benceno	0.02
	Ciclohexano	0.02
C7	Heptanos	0.01
	Metil-Ciclohexano	0.01
	Tolueno	0.01
C8	Octanos	0.01
	Etilbenceno	0
	M/P-Xileno	0
	O-Xileno	0
C9	Nonanos	0
C10	Decanos	0.01
C11+	Undecanos más	0.01
Totales :		100

Tabla 19. Calidad del Gas  
(Fuente: Asignatario)

En cuanto a los Puntos de Venta del gas y condensado estos se ubicarán en la Central de Medición Km 19.

Por otro lado, al objeto de realizar la comercialización, los escenarios de precios de gas y condensado se basan en la referencia nacional Gas Húmedo Dulce Norte y Condensado Dulce del Norte respectivamente, a los que se les realizan ajustes por calidad y se le restan los correspondientes costos logísticos.

La tarifa de transporte por concepto de Logística ronda los 0.31\* [USD/Mpc] para el gas, mientras que, la tarifa de transporte de condensado por logística ronda en los 1.10 usd/b.

\*Es importante reiterar que las tarifas señaladas son estimadas y preliminares, pues se encuentran a la espera de la revisión y validación u autorización por parte del Órgano Regulador correspondiente, así como al interior de Petróleos Mexicanos.

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

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

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación del Punto de Medición mediante Oficio No. 250.1471/2022 de fecha 09 de noviembre de 2022, dando respuesta mediante el Oficio No. 352-A-I-175 de fecha 10 de noviembre de 2022, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición propuestos por el Asignatario para la Asignación Comititas "...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 Comisión relacionado con esta propuesta” manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- 1) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
- 2) Observar lo establecido en el 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 el Punto 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.

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

#### **Obligaciones del Asignatario:**

1. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en la Solicitud de aprobación de 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 presentadas por el Asignatario 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. El Asignatario deberá remitir diariamente a esta Comisión el volumen operativo extraído o producido de los hidrocarburos sin balance o ajuste alguno, distinguiendo la producción de gas natural, condensado, agua y el número de pozos operando por campo. Asimismo, se deberán reportar las justificaciones o explicaciones sobre las variaciones y afectaciones del volumen producido. Lo anterior, conforme al Artículo 10, fracción I, inciso b) de los LTMMH.

5. 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.
6. Los volúmenes y calidades del Gas Natural, Condensado y Agua producidos, así como los medidos en el Punto de Medición, deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los formatos establecidos en el anexo 1 de los LTMMH y normatividad vigente. Asimismo el Asignatario deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno.
7. El Asignatario deberá adoptar un sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición basado en la norma ISO 10012, de conformidad con lo establecido en los LTMMH, el cual contendrá y resguardará la información relacionada con los sistemas de medición y de los Mecanismos de Medición.
8. El Asignatario deberá mantener y actualizar el censo de los sistemas de medición e instrumentos de medida del Punto de Medición, así como los sistemas de medición tipo operacional y referencia, conforme a lo establecido en la presente Opinión Técnica.
9. El Asignatario deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición.
10. El Asignatario deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en los Puntos de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH.
11. El Asignatario 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 Asignatario 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 Asignatario deberá seguir presentando los Diagnósticos Metrológicos.

14. El Asignatario 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. Así mismo, el Asignatario deberá de presentar los avances y evidencias que demuestre el cabal cumplimiento de la realización de auditorías, de conformidad con la ISO 10012-2003 y NMX-CC-19011-IMNC de conformidad con el anexo 2 capítulo 8 de los LTMMH y con su Sistema de Gestión de Medición, estos deberán entregarse a la Comisión anualmente.
15. El Asignatario deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión, referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así mismo como lo establecido en el Plan de Desarrollo para la Extracción, asociadas a los Sistemas de Medición de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia 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. Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Asignatario deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante la presente Opinión Técnica, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados lineamientos.

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

Dado que la Asignación es productora de Gas Natural No Asociado, no son aplicables las Disposiciones Técnicas de conformidad con el artículo 2 de dicho ordenamiento.

## **l) ANÁLISIS ECONÓMICO<sup>4</sup>**

El análisis económico relativo a la solicitud de aprobación para la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0098-M-Campo Comitas, se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente:

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

---

<sup>4</sup> La totalidad de los montos contenidos en el presente apartado se presentan en dólares de septiembre 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 septiembre de 2022.

- 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 \$165.06 millones de dólares (\$121.78 MM US\$ asociados a inversiones y \$43.28 MM US\$ a gastos de operación), correspondientes al periodo 2015 a 2030<sup>5</sup>.

Como referencia, en el periodo 2015 a 2022 del Plan de Desarrollo vigente, el Operador reporta<sup>6</sup> un monto erogado del orden de \$157.54 MM US\$, que corresponden a \$122.04 MM US\$ de inversiones y \$35.51 MM US\$ de gastos de operación.

Como parte de la Solicitud de Modificación, el Operador propone, para el periodo de diciembre 2022 a 2034<sup>7</sup>, erogar \$194.27 millones de dólares; de los cuales \$144.54 MM US\$ corresponden a inversiones y \$49.73 MM US\$ a gastos de operación.

Tal y como se muestra en la Figura 15 siguiente, al considerar los montos erogados con anterioridad y los propuestos en la modificación se observa un incremento del 113%, 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>5</sup> El año 2030 corresponde al último año con actividad de abandono del PDE vigente. La vigencia de la Asignación es hasta 2034.

<sup>6</sup> De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Asignatario en sus reportes mensuales.

<sup>7</sup> El operador somete una modificación al PDE que considera desde diciembre 2022 hasta 2045. 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.

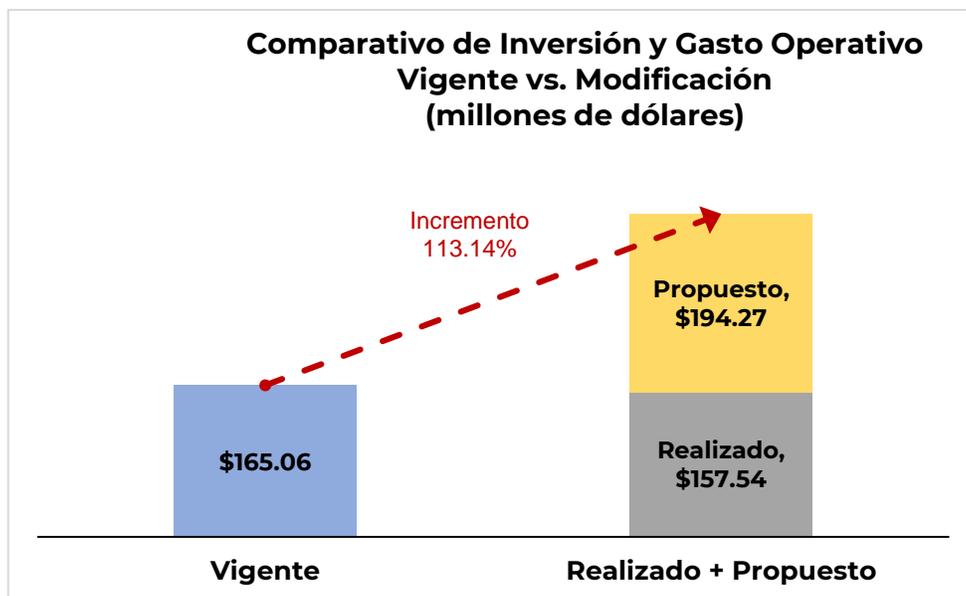


Figura 17. Comparativo de inversión y gasto operativo del Plan vigente respecto a la modificación del Plan

(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 “Sub-actividad”, de conformidad con lo establecido en los *Lineamientos*:

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Monto (MM US\$)
Desarrollo	General	\$16.39
	Perforación de Pozos	\$67.34
Producción	General	\$41.98
	Otras Ingenierías	\$0.96
	Construcción Instalaciones	\$2.28
	Intervención de Pozos	\$26.33
	Operación de Instalaciones de Producción	\$25.25
	Ductos	\$0.95
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$6.00
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$6.78
<b>Total general</b>		<b>\$194.27</b>

Tabla 20. 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 Asignatario:

Premisas	Valor	Unidades
Producción de condensados	1.07	millones de barriles
Producción de gas	65.25	miles de millones de pies cúbicos
Volumen de venta de gas	65.25	miles de millones de pies cúbicos
Precio del condensado <sup>a</sup>	\$58.50	dólares por barril
Precio del gas <sup>a</sup>	\$3.32	dólares por millar de pie cúbico
Inversiones	\$144.54	millones de dólares
Gasto de operación	\$49.73	millones de dólares
Tasa de descuento	10%	Porcentaje anual
Tipo de cambio	\$20.95	pesos / dólar
Otros ingresos <sup>b</sup>	\$9.79	millones de dólares
Otros egresos <sup>c</sup>	\$9.79	millones de dólares

Tabla 21. 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 Comitas.
- b. Ingresos por concepto de manejo de la producción y mantenimiento a instalaciones compartidas de la Asignación A-0098-M-Campo Comitas, que brindan servicio a otras Asignaciones de extracción.
- c. Erogaciones por concepto de manejo de la producción y mantenimiento a instalaciones compartidas, fuera de la Asignación A-0098-M-Campo Comitas, que brindan servicio a la Asignación A-0098-M-Campo Comitas.

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

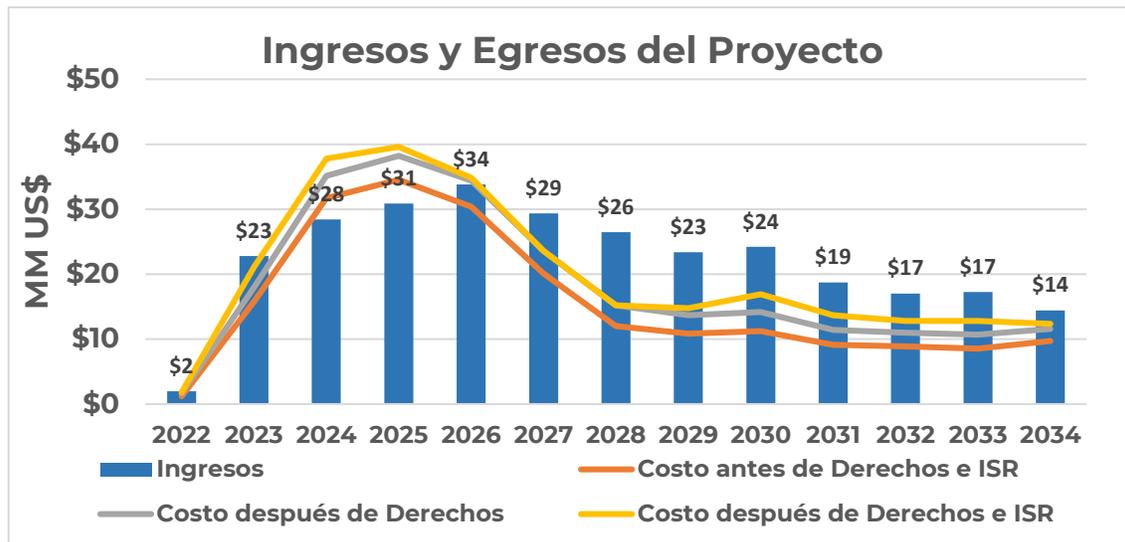


Figura 18. Flujo de Ingresos y Egresos de la modificación propuesta  
(Fuente: Comisión con información del Asignatario)

## 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\$)	\$42.16	\$21.54	\$10.46
VPI (MM US\$)	\$95.77		
VPN/VPI (US\$/US\$)	0.44	0.22	0.11
RBC (US\$/US\$)	1.32	1.14	1.06

Tabla 22. Resultados de la evaluación económica

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

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

## 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-0098-M-Campo Comitas permitirá al Operador la realización de las actividades petroleras de Desarrollo, Producción y Abandono del campo, en el momento correspondiente, bajo condiciones económicamente viables después del pago 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 23 a se muestran los indicadores clave de desempeño conforme a los artículos 102 inciso a), c), d), e) y f) 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

c) Reparaciones Mayores

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

d) Pozos perforados

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

e) Terminación de Pozos

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

f) Gastos de Operación

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

Tabla 23. Indicadores de desempeño  
(Fuente: Comisión)

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

**Seguimiento del Plan:** Con base en el artículo 7, fracciones II y III de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22, fracciones XI y XIII de la LORCME, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Operador en la Asignación, con el fin de verificar que el proyecto se lleve a cabo, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el

valor de los Hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento a la modificación al Plan de Desarrollo.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan a la vigencia de la Asignación como se observa en la Tabla 24.

Actividad	Programadas (2022-2034)	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación	28		
Terminación	28		
RMA	87		
RME	388		
Abandono			
Taponamientos	83		
Abandono (ductos e infraestructura)	0		

Tabla 24. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer dentro de la Asignación.

(Fuente: Comisión con información del Asignatario)

Las actividades programadas se consideran al límite económico de la Asignación incluyendo las actividades de abandono.

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 25.

Actividad <sup>(1)</sup>	Sub-actividad	Programa de erogaciones (2022-2034) (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	General	\$16.39		
	Perforación de Pozos	\$67.34		
Producción	General	\$41.98		
	Otras ingenierías	\$0.96		
	Construcción de instalaciones	\$2.28		
	Intervención de pozos	\$26.33		
	Operación de instalaciones de producción	\$25.25		
	Ductos	\$0.95		
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$6.00		
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$6.78		
Monto Total del Programa de Inversiones		<b>\$194.27</b>		

Tabla 25. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera

(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

(1) El operador somete una modificación al PDE que considera desde diciembre 2022 hasta 2045. 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.

Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas al incremento de la producción actual de hidrocarburos en la Asignación, misma que está condicionada al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de gas que se obtenga derivada de la ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 26.

Fluido	2022*	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Producción de Gas programado (MMpcd)	13.68	14.94	20.88	23.22	24.94	21.16	18.08	15.47	15.68	11.82	10.53	10.50	8.61
Producción de Gas real (MMpcd)													
Porcentaje de desviación													

Fluido	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	Volumen por recuperar** (2022-2044)
Producción de Gas programado (MMpcd)	7.03	5.84	5.62	3.02	3.14	2.26	3.12	1.43	0.58	0.17	83.72 MMMpc
Producción de Gas real (MMpcd)											
Porcentaje de desviación											

\*Producción pronosticada únicamente para el mes de diciembre de 2022

\*\* Volumen contemplado a recuperar a partir de diciembre del 2022 y hasta el límite económico de la Asignación, en noviembre 2044.

Nota: Los datos pueden variar por redondeo.

Tabla 26. Indicadores de desempeño de la producción de hidrocarburos en función de la producción de gas en relación con la producción reportada (Fuente: Comisión con datos ingresados por el Asignatario).

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

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

## **VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS**

Mediante Oficio 250.1584/2022 de 02 de diciembre de 2022, la Comisión remitió a la ASEA 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 ASEA.

Cabe señalar que esta Comisión tiene conocimiento que mediante Oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 de 13 de julio de 2017, la ASEA otorgó al Asignatario el Sistema de Administración de Riesgos identificado con el número ASEA-PEM16001C/A10417.

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

## **VIII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL**

Mediante oficio 250.1585/2022 de 02 de diciembre de 2022, la Comisión solicitó a la SE emitir opinión sobre el Programa de Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional.

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

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

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

## **IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO**

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

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

La toma de información, particularmente durante la perforación de los pozos propuestos para explotar el campo permitirá la actualización del modelo estático, con la finalidad de darle mayor certidumbre al modelo estructural en la zona de interés, lo cual, tendrá como resultado el acelerar el desarrollo del potencial petrolero de la Asignación y del país.

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

El desarrollo de las actividades (28 perforaciones y terminaciones, 87 RMA, 388 RME) propuestas por el Operador en la modificación al Plan de Desarrollo, pretende recuperar a la vigencia de la Asignación un volumen de 76.47 MMMpc de gas. El factor de recuperación final propuesto para el campo Comitas asciende a 84.21% para el 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***

Con esta modificación al Plan de Desarrollo el Asignatario tiene como estrategia, desarrollar el yacimiento Comitas GHNA y recuperar la totalidad de la reserva 3P, hasta el límite económico, ejecutando para ello actividades que dan mantenimiento a la producción base como las RME y que promueven el incremento de la producción a través de las perforaciones y las RMA.

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

La modificación al Plan de Desarrollo tiene como objetivo continuar con la producción del yacimiento productor Comitas GHNA en el Campo hasta la vigencia de la Asignación y desarrollar actividades de Extracción en las mismas. Por lo tanto, se planean ejecutar 28 perforaciones y terminaciones, 87 RMA y 388 RME. Lo anterior, promueve el desarrollo de las actividades de extracción de hidrocarburos.

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

Una vez analizada la información remitida por el Asignatario, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar en el ámbito técnico para la producción, así como el abandono de la Asignación, propuestas en la presente modificación al Plan de Desarrollo, son adecuadas para realizar las actividades de Extracción, tales como: perforación de pozos, Reparaciones Mayores y Menores. Las anteriores, contribuirán al mantenimiento de la producción base y a la producción incremental

maximizando el factor de recuperación en el Campo Comitas, en condiciones económicamente viables.

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

Sobre el particular se advierte que, dado que la Asignación es productora de Gas Natural No Asociado, no son aplicables las Disposiciones Técnicas de conformidad con el artículo 2 de dicho ordenamiento.

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

En cuanto al manejo y medición de la producción de los Hidrocarburos para la Asignación A-0098-M-Campo Comitas, el Asignatario propone la implementación de los Mecanismos y Puntos de Medición en una etapa para el periodo 2022 – 2044, donde se proponen los Puntos de Medición para Gas y Condensado en la Central de Medición Km. 19, para Gas en los Sistemas de Medición SM-301, SM-302, SM-303 y SM-304 con medidores del tipo ultrasónico, y para el Condensado en los Sistemas de Medición SM-401, SM-402, SM-403 y SM-404 con medidores másicos tipo Coriolis, los cuales fueron presentados como parte de los Mecanismos de Medición en la modificación al Plan de Desarrollo.

Derivado de lo anterior y, como resultado del análisis y evaluación realizada a la información presentada, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción concluye que la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos a producir es técnicamente viable con respecto a la Implementación de los Mecanismos y el Punto de Medición durante la vigencia de la Modificación al Plan de Desarrollo para la extracción de la Asignación A-0098-M-Campo Comitas.

## **X. RECOMENDACIONES**

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

- Llevar a cabo un análisis continuo del potencial remanente de los pozos productores y, con base en ello, replantear el cronograma de taponamiento de pozos, debido a que se identifican pozos productores cuyo gasto de abandono se presenta anterior al año 2034.
- Con la información obtenida de la perforación de los primeros pozos, reevaluar el pozo tipo (vertical) considerado, con el objetivo de determinar si con un pozo tipo diferente (desviado o de alto ángulo) es posible recuperar un mayor volumen de hidrocarburos sin la necesidad de perforar mayor número de pozos, haciendo más rentable el proyecto.
- Cumplir en tiempo y forma con los programas de perforación y terminación de los nuevos pozos y optimizar su etapa de abandono y desmantelamiento para mantener o mejorar la rentabilidad del proyecto.

- Cumplir con el programa propuesto de adquisición de información (condiciones operativas de presiones de fondo, presiones de superficie, gastos de producción, muestras de fluidos y análisis cromatográficos), con el objetivo de reevaluar los modelos geológicos y de Yacimiento, para continuar identificando nuevas zonas con potencial de extracción de hidrocarburos.
- Optimizar los ciclos de apertura y cierre de las válvulas motoras, así como del lanzador de barras espumantes.
- Optimizar la ejecución de las actividades para reducir el costo del desarrollo del Campo.

## **XI. OPINIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL TÍTULO DE LA ASIGNACIÓN**

Derivado de que la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo analizada en este Dictamen Técnico presenta desviaciones a la información documentada en el Título de la Asignación, siendo que las actividades propuestas por el Asignatario en la modificación al Plan de Desarrollo resultan técnicamente viables; la Comisión recomienda, a consideración y con base en las atribuciones de la Secretaría de Energía (en adelante, Secretaría) modificar el Término y Condición Cuarto y el Anexo 2 del Título de la Asignación, a fin de reflejar la realidad descrita.

Con base en esto, se presenta la siguiente propuesta.

### **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 Asignatario en la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción excede la vigencia del Título de Asignación, establecida en el Término y Condición Cuarto.

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

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

### **Anexo 2**

Con respecto al CMT establecido en el Título de Asignación, se advierte que el Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario no es coincidente con las actividades establecidas en el mismo. Por lo anterior y, dado el análisis técnico realizado por esta Comisión a la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo, con fundamento en los artículos 6 de la Ley de Hidrocarburos y 16 de su Reglamento se recomienda, a consideración y con base en las atribuciones de la Secretaría, la modificación del Anexo 2 del Título de Asignación, a fin de que sea consistente con las actividades propuestas por el Operador en la modificación al Plan de Desarrollo, conforme a la Tabla 15.

De acuerdo con lo anterior, en la Tabla 27 se indican las actividades que debe realizar el Asignatario para dar cumplimiento al CMT, las cuales consisten en 5 perforaciones, 5 terminaciones, 73 reparaciones mayores y una inversión de 872 millones de pesos.

Metas físicas (número)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Perforaciones	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
Terminaciones	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
<b>Reparaciones mayores</b>	<b>8</b>	<b>19</b>	<b>13</b>	<b>13</b>	<b>19</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Inversión (Millones de pesos*)	265	101	117	104	104	23	19	19	27	19	53	21

\*A precios del 2014

Tabla 27. Anexo 2 del Título de la Asignación A-0098-M-Campo Comitas (Fuente: Título de Asignación).

Adicionalmente, en la Tabla 28 se presentan los vectores para las actividades de perforación, terminación y reparaciones mayores, para las actividades ejecutadas y propuestas por el Asignatario en la modificación al Plan de Desarrollo a partir de diciembre 2022 y hasta 2026.

Metas físicas	2015*	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022 <sup>a</sup>	2023	2024	2025	2026
Perforaciones	9	0	0	0	0	1	0	0	1	8	9	7
Terminaciones	11	0	0	0	0	1	0	0	1	8	9	7
<b>RMA</b>	<b>15</b>	<b>3</b>	<b>8</b>	<b>6</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>9</b>	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>4</b>

Tabla 28. Actividad real y programada en la modificación del Plan de Desarrollo.

\*Incluye las actividades realizadas por el Asignatario durante el periodo agosto 2014 a diciembre de 2014 (7 perforaciones, 5 terminaciones y 10 reparaciones mayores).

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

(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario)

Cabe resaltar que, únicamente se propone modificar lo relacionado con las reparaciones mayores al pasar de 73 a 71, el resto de las actividades y la inversión se mantiene conforme a lo establecido en el CMT vigente. En la Tabla 29, se presenta el total de las actividades propuestas por la CNH como parte del CMT.

Metas físicas (número)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Perforaciones	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0

Terminaciones	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
Reparaciones mayores	15	3	8	6	5	4	6	4	9	2	5	4
Inversión (Millones de pesos*)	265	101	117	104	104	23	19	19	27	19	53	21

Tabla 29. Actividades propuestas por la CNH como parte del CMT para el periodo 2015 – 2026. Se observa un ajuste en el rubro de Reparaciones Mayores

(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).

\*A precios del 2014

Finalmente, esta Comisión remite los elementos técnicos a efecto de que, eventualmente puedan ser considerados por dicha Secretaría como parte lo dispuesto en el artículo 10 de la Ley de Hidrocarburos.

## XII. CONCLUSIONES

Con base en las consideraciones anteriores, se propone el pronunciamiento en sentido favorable respecto de la modificación al Plan de Desarrollo, asociado a la Asignación A-0098-M-Campo Comitas, mismo que estará vigente hasta que concluya la vigencia de la Asignación o se apruebe una modificación, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características de la Asignación, toda vez que se cumple con lo establecido en los Lineamientos.

Adicionalmente, la estrategia propuesta en la modificación al Plan de Desarrollo permite evaluar de manera positiva los elementos considerados en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y se alinea con los principios establecidos en el artículo 39 de la LORCME.

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

**Elaboró**

**Ing. Fabián Mayo Salinas**  
Jefe de Departamento

**Revisó**

**Mtro. Francisco Castellanos Páez**

Dirección General de  
Dictámenes de Extracción

Director General  
Dirección General de  
Dictámenes de Extracción

### **Autorizó**

**Ing. Rafael Guerrero Altamirano**

Titular de Unidad  
Unidad Técnica de  
Extracción y su Supervisión

Los firmantes de la presente Opinión Técnica lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20 y 35 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y emisión de la Opinión Técnica respecto de la Asignación AR-0449-M-Campo Presidente Alemán.

Ing. Fabian Mayo Salinas  
Jefatura De Departamento De Contratos Terrestres Sur

#### **ELABORÓ**

Firma de Fabian Mayo Salinas

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 02:38:28 p. m.

Sello Digital:

l1FNpFtnCJ2Ff/pWk60ZffggImstzh/C5sJrnZePq9Gsi4JA755KdQqvXBalircPcWStHjvndrxKLuklHqYvycP1vwckSL6iuv53mhmKxwyHV7dtJvMpkMHGI05eGG6lkb5bilxdRWF442It7LzhCA4kKFdm+xwtCK98H+HerUzZ6KYL2+8r9X5B6rG2hCvl8VgKmfiiSGI/CMXGj3zINbdfM3heWxw30mSe2arQklJMR1bNoPDhq+cHQqXPgD1uN05MY0Q2rkUxqYqHZCi/ltH4siyGfs/rrFu5vpSlmO06QBUALvsCAz53ujAeDULTC3Kn9GXWQC+fYjH3jTtA==

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

Mtro. Francisco Castellanos Páez  
Director General de Dictámenes de Extracción

#### **REVISÓ**

Firma de Francisco Castellanos Paez

Fecha de Sello Digital: 16/12/2022 03:33:05 p. m.

Sello Digital:

DFkbOHjaJQbtc8vkmCDKWNR7YGF0asrdl2EDbw8xdEHhiUyu8rpkpiegbf0qqk3GSpYui6jBtGut6l0lmthTNzMWn5RruC3Dzyg4ot3gx1bjLH9VO9N61Zsu6irJzZHJSUsF0yQtklhHnixT6msd7ZWk+43srHVzLdmpNwDI07iwhj5OncwEeuTpR0lV2kQFwQfgdtk3Mz3qQPNwzHQSyle4u2elReg2eh7+XeyrtTfR1aVzVZhtBIEQyQ2Zg1jQeeBJo1w0lOeGbgvzf9uxrFmosOt+u5KsQaUHVQ50c1hgUf1SliiRL4UCt4qqof/vM1scc3h0QVa1AEZrgxl2g==

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

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

**AUTORIZÓ**

**Firma de Rafael Guerrero Altamirano**

**Fecha de Sello Digital: 05/01/2023 04:27:33 p. m.**

Sello Digital:

ceglP26K+Np+EtuH2MfSn72f9d+rT+2Aw3s/BLkT8+hRGvM5IAJxoysYgRYzomIVYo+muJhQ6wcChUKNdk5bktsg3XVSkEEqmAOMsg3i/0j5M  
KkBZgY5fAhdYGAMSctk291tDRruK1EVTvB9gBgYycKHKFN2vo8WvLQbNZONSH9p4HxZeKcaww5fEKymYJslx3AOvrTjenKWo3DHZ4w+ivN  
U+mZlpfT0+uDMlzh2I+5C6wojJMSAKXBmpmOHVMYLY+xa10SBI5HCbFb+GgFINelvko4P2KRj2OjDthkSlc9GLlv2Xb1YjGISU3mqXAwo0/W  
6H84i2jqgERbN5bB6YQ==

"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."