



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

**Asignación AE-0165-M-Campeche Oriente, Campo Pit
Pemex Exploración y Producción**

Marzo, 2022



@CNH_MX



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



@cnh.mx

Contenido

I. Identificación del Operador y del Área de Asignación	4
II. Elementos generales del Plan de Desarrollo	6
III. Relación cronológica del proceso de revisión	7
IV. Criterios de evaluación utilizados para la emisión del Dictamen	8
V. Análisis del cumplimiento de los criterios de evaluación	10
a) Características Generales y propiedades del yacimiento del Campo Pit ...	10
b) Volumen original y reservas de hidrocarburos	12
c) Comparativo de las alternativas evaluadas para el Plan de Desarrollo	15
d) Análisis técnico de la solicitud de aprobación al Plan de Desarrollo	22
d.1) Determinación del Área de Extracción	22
d.2) Productividad de pozos	24
d.3) Perforación de Pozos	25
d.4) Modelo de infraestructura	27
d.5) Principales tecnologías a implementar	28
d.6) Método de Recuperación Secundaria	29
e) Mecanismo de medición de la producción de hidrocarburos	37
e.1) Medición de aceite	40
e.2) Medición de gas	40
e.3) Medición de condensado	41
e.4) Medición de agua	41
e.5) Producción y Balance	44
e.6) Comercialización de la Producción	45
f) Programa de aprovechamiento del gas natural	52
f.1) Características y componentes del gas	52
f.2) Meta de aprovechamiento de gas natural	54
f.3) Programa de destrucción controlada	56
f.4) Programa de Mantenimiento con impacto en el aprovechamiento de gas.	56
f.5) Evaluación técnica de las acciones de aprovechamiento de gas	57
f.6) Evaluación Económica de los Escenarios	59
f.7) Relación Gas-Aceite	59
G) Análisis Económico	60
g.1) Montos de inversión y gasto operativo de la solicitud de Plan de Desarrollo	60
g.2) La descripción del Programa de Inversiones	61

2

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fJdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymLgHVTI+exauz99rl9mzdF+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlIrl86k57WuatKI83Blh+HQYw==

g.3) Consistencia de la información económica y actividades propuestas	61
g.4) La evaluación económica del proyecto.....	61
VI. Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa en la Extracción métricas de evaluación del Plan de Desarrollo.....	64
VII. Sistema de Administración de Riesgos	68
VIII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional	69
IX. Resultado del Dictamen Técnico	69
a) <i>Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.....</i>	<i>71</i>
b) <i>Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables...71</i>	<i>71</i>
c) <i>La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos.....</i>	<i>71</i>
d) <i>Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos en beneficio del país</i>	<i>71</i>
e) <i>La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables.....</i>	<i>72</i>
f) <i>El programa de aprovechamiento del gas natural.....</i>	<i>72</i>
g) <i>Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos.....</i>	<i>72</i>
X. Conclusiones	73
XI. Recomendaciones	73

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVVOGZcWki208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUGK59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdF+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiX1lrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

I. Identificación del Operador y del Área de Asignación

El Asignatario promovente del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (en adelante, **Plan de Desarrollo**), de la Asignación AE-0165-M-Campeche Oriente (en adelante, **Asignación**); correspondiente al Campo Pit, es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, **PEP** o **Asignatario**).

Los datos generales de la Asignación y el Campo Pit se muestran en las Tablas 1 y 2.

Asignación	AE-0165-M-Campeche Oriente
Estado y Municipio	Aguas territoriales, frente a las costas de Campeche y Tabasco
Área de Asignación	627.625 km ²
Fecha de Otorgamiento del Título	28 de agosto de 2019
Vigencia	30 años a partir del 28 de agosto de 2019
Tipo de Asignación	Exploración y Extracción de Hidrocarburos
Yacimientos y/o Campos	Baksha, Mené, Pit , Pop y Tson
Colindancias	Al Sur con A-0183-3M-Campo Ku, A-0203-2M-Campo Maloob y A-0375-2M-Campo Zaap Al Suroeste con A-0361-M-Campo Utsil y AE-0327-M-Campo Tekel

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

Campo	Pit
Estado y Municipio	Aguas territoriales, frente a las costas de Campeche y Tabasco
Área de Extracción	60.82 km ²
Área del Campo	37.14 km ²

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNwMkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBTy7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UItnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

Fecha de aprobación del periodo de extracción	12 de abril de 2021
Vigencia	30 años a partir del 28 de agosto de 2019
Profundidad de Extracción	Cretácico
Formación geológica	Unidades litoestratigráficas identificadas por el pozo descubridor del Campo Pit

Tabla 2. Datos generales del Campo Pit.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Los vértices que delimitan el Área que del polígono donde se encuentra ubicado el Campo Pit están definidos por las coordenadas geográficas que se muestran en la Tabla 3.

Vértice	Latitud	Longitud	Vértice	Latitud Norte	Longitud Oeste
1	19° 47' 00" N	92° 14' 30" W	15	19° 45' 00" N	92° 15' 00" W
2	19° 47' 00" N	92° 14' 00" W	16	19° 45' 00" N	92° 16' 00" W
3	19° 45' 30" N	92° 14' 00" W	17	19° 45' 30" N	92° 16' 00" W
4	19° 45' 30" N	92° 13' 30" W	18	19° 45' 30" N	92° 17' 00" W
5	19° 44' 30" N	92° 13' 30" W	19	19° 46' 00" N	92° 17' 00" W
6	19° 44' 30" N	92° 13' 00" W	20	19° 46' 00" N	92° 17' 30" W
7	19° 43' 00" N	92° 13' 00" W	21	19° 46' 30" N	92° 17' 30" W
8	19° 43' 00" N	92° 12' 30" W	22	19° 46' 30" N	92° 18' 30" W
9	19° 42' 00" N	92° 12' 30" W	23	19° 47' 00" N	92° 18' 30" W
10	19° 42' 00" N	92° 13' 30" W	24	19° 47' 00" N	92° 19' 30" W
11	19° 42' 30" N	92° 13' 30" W	25	19° 48' 00" N	92° 19' 30" W
12	19° 42' 30" N	92° 14' 30" W	26	19° 48' 00" N	92° 20' 00" W
13	19° 44' 30" N	92° 14' 30" W	27	19° 48' 30" N	92° 20' 00" W
14	19° 44' 30" N	92° 15' 00" W	28	19° 48' 30" N	92° 14' 30" W

Tabla 3. Coordenadas geográficas que delimitan el área de Extracción correspondiente al Campo Pit.
(Fuente: Anexo 1 del Oficio 521.DGEEH.356/22 de la Secretaría de Energía).

El Campo Pit asociado a la Asignación AE-0165-M-Campeche Oriente, se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 134 kilómetros (en adelante, **km**) al Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, Figura 1.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3JfdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8a0LeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBTYz8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEpb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X M7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57UuatKl83Blh+HQYw==

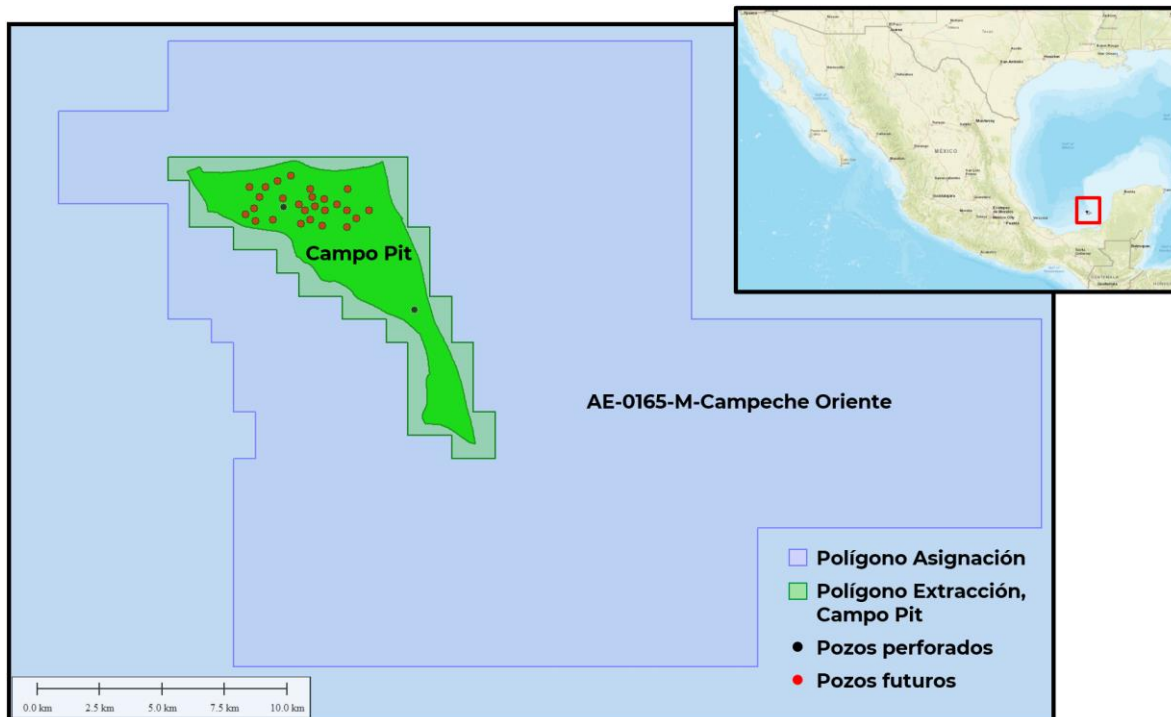


Figura 1. Ubicación del Campo Pit. (Fuente: Comisión)

El Campo Pit fue descubierto en 2005 mediante la perforación del pozo Pit-1. Asimismo, en 2008 se perforó el pozo delimitador Pit-DL1 con la finalidad de investigar la continuidad lateral del yacimiento Cretácico.

II. Elementos generales del Plan de Desarrollo

El Plan de Desarrollo del Campo Pit asociado a la Asignación, contempla recuperar un volumen, al fin de la vigencia (en agosto de 2049), de 320.32 millones de barriles (en adelante, **MMb**) de aceite y 39.49 miles de millones de pies cúbicos (en adelante, **MMMpc**) de gas. Teniendo un factor de recuperación¹ estimado a la misma fecha de 11.46% para el aceite y gas. Cabe mencionar que, de acuerdo con los perfiles de producción presentados, el inicio de la producción de hidrocarburos en la Asignación dará comienzo en el año 2025.

Asimismo, se contempla recuperar un volumen de aceite de 459.23 MMb y 56.62 MMMpc de gas al límite económico de la Asignación en el año 2053, ya que se considera concluir, en ese año con la totalidad de las actividades relacionadas con la extracción del Campo

¹ Se considera la reserva cuantificada por el Asignatario para el Plan de Desarrollo para la Extracción al 01 de enero de 2023, así como el volumen original asociado a la categoría 2P.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3JfdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUcK59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP73rdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

Pit. Con los volúmenes de hidrocarburos recuperados al límite económico, se obtendrá un factor de recuperación² estimado de 16.43% para el aceite y gas.

La duración del Plan de Desarrollo asociado al Campo Pit contempla el periodo de junio de 2023 al año 2063, resaltando que el límite económico se estimó para el año 2053, sin embargo, el periodo se extiende hasta el año 2063 por actividades de abandono y el concepto de “otros egresos” por el manejo de la producción y mantenimiento en instalaciones compartidas con el Campo Pit y las cuáles pertenecen a otras Asignaciones.

Durante el periodo junio/2023 – 2063 se contempla realizar una inversión de 3,439.03 millones de dólares (en adelante, **MMUSD**) y un gasto de operación de 10,163.77 MMUSD además de considerar un monto de 491.58 MMUSD por el concepto de otros egresos. Lo anterior, permitirá realizar 26 perforaciones y terminaciones, 5 reparaciones mayores (en adelante, **RMA**), 707 reparaciones menores (en adelante, **RME**), la construcción de 2 plataformas tipo Octápodo y el tendido de 5 ductos.

III. Relación cronológica del proceso de revisión

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo propuesto, involucró la participación de cinco Direcciones administrativas de la Comisión:

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

La Figura 2 muestra el diagrama del proceso de evaluación y Dictamen Técnico respecto de la propuesta de Plan de Desarrollo.

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/75/2022, Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación AE-0165-M-Campeche Oriente, Campo Pit de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

² Se considera la reserva cuantificada por el Asignatario para el Plan de Desarrollo para la Extracción al 01 de enero de 2023, así como el volumen original asociado a la categoría 2P.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUGK59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdF+1utrM4MzIOEfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

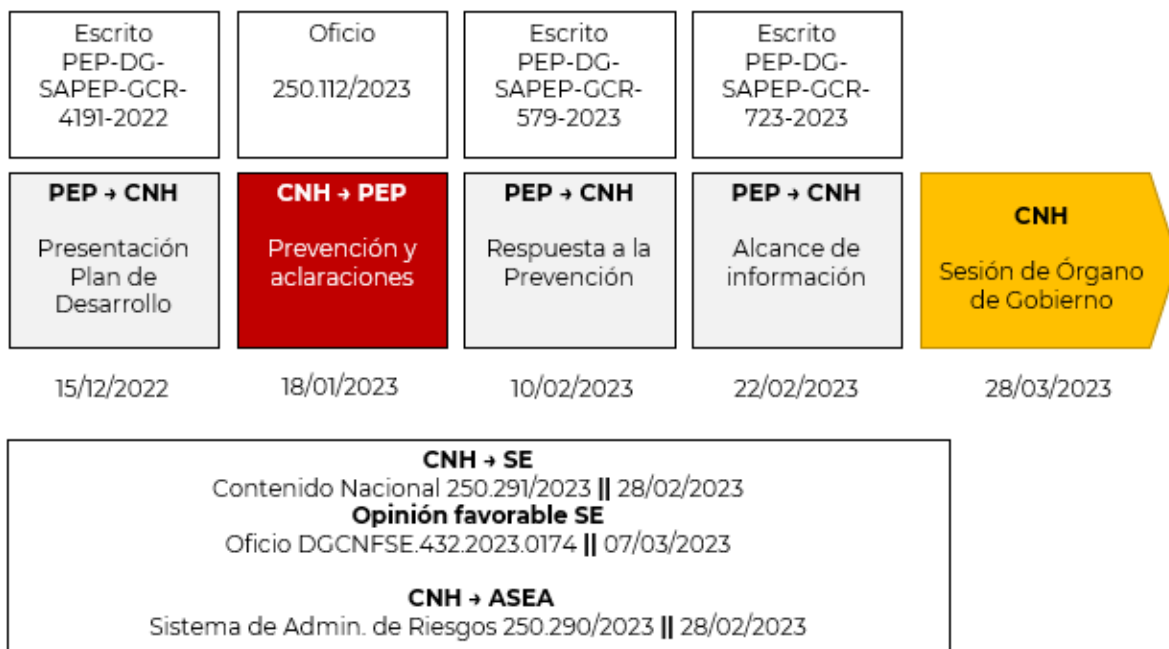


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Resolución.
(Fuente: Comisión)

IV. Criterios de evaluación utilizados para la emisión del Dictamen

De conformidad con el RESOLUTIVO CUARTO de la Resolución 521.DGEEH.098/21 de 12 de abril de 2021, establece lo siguiente:

“RESUELVE

(...)

CUARTO.- Se requiere a PEMEX para que en un plazo de un (1) año, contados a partir de la declaración de comercialidad de los Descubrimientos, presente para aprobación de la CNH el Plan de Desarrollo para la Extracción asociado al mismo, así como los elementos que acrediten el cumplimiento de las capacidades técnicas, financieras y de ejecución necesarias para llevar a cabo las operaciones planeadas en dicho plan, en términos de lo previsto en el párrafo sexto del inciso B), del Termino y Condición Quinto (...)

[Énfasis añadido]

Al respecto, se señala lo siguiente:

- Mediante oficio 240.0268/2021 de fecha 1 de marzo de 2021, esta Comisión tuvo por presentada la declaración de Descubrimiento Comercial del Descubrimiento Pit-1 y Pit-DL1, asociado a la Asignación.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
 WTypFZBtY7z8UuPNwVUCK59Hgu+TMH/eBM+v6keymLgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
 M7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

- Mediante Resolución 521.DGEEH.098/21 de fecha 12 de abril de 2021, la Secretaría de Energía (en adelante, **Secretaría**) aprueba el Periodo de Extracción del Campo Pit.
- Mediante Escrito PEP-DG-SAPEP-GCR-354-2022 recibido el 10 de febrero de 2022, PEP ingresó a esta Comisión la solicitud de aprobación al Plan de Desarrollo del Campo Pit, perteneciente a la entonces Asignación AE-0165-Campeche Oriente, mismo que se tuvo por desistido mediante oficio 250.803/2022.
- Que mediante el oficio 240.1611/2022, del 7 de octubre de 2022, esta Comisión resolvió de manera favorable sobre la actualización del Informe de Evaluación del Descubrimiento asociado al Campo Pit, asociado a la Asignación.
- Que mediante el oficio 240.1612/2022, del 7 de octubre de 2022, esta Comisión tuvo por presentada la actualización de declaración de Descubrimiento Comercial del Campo Pit, asociado a la Asignación.
- Mediante Resolución 521.DGEEH.356/22 de fecha 25 de octubre de 2022, la Secretaría emitió un alcance a la Resolución 521.DGEEH.098/2021 relativo a la modificación del área de extracción.
- El 14 de noviembre de 2022 se emite el Título de Asignación modificado AE-0165-M-Campeche Oriente.

Derivado de lo anterior, y considerando que mediante Escrito PEP-DG-SAPEP-GCR-354-2022, PEP presentó por primera vez para aprobación de esta Comisión el Plan de Desarrollo para la Extracción del Campo Pit, asociado a la Asignación, el Asignatario cumplió con el plazo establecido en el RESOLUTIVO CUARTO de la Resolución 521.DGEEH.098/21 de 12 de abril de 2021, para la presentación del Plan de Desarrollo.

Adicionalmente, se verificó que el Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario fuera congruente y diera cumplimiento al artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, evaluando las tecnologías propuestas que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural y los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos.

Aunado a lo anterior, la Comisión consideró los principios, criterios y elementos a evaluar en términos de los artículos 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (en adelante, LORCME), 18 y 59 de los "LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos" (en adelante, **Lineamientos**), para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos en el Plan de Desarrollo.

Asimismo, se realizó el análisis de la información considerando los requisitos establecidos en los artículos 7, 8, 9, 19, 20 y los elementos referidos en el artículo 58 y el Anexo II de los Lineamientos.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywkewlamEIT0pljNwMkUk8d1BTd2pXgzSCcu8a0LeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57UuatKl83Blh+HQYw==

Además, se realizó el análisis del Plan de Desarrollo al amparo de lo establecido en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, **LTMMH**) publicados en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF) el 29 de septiembre de 2015 y modificados por acuerdos publicados el 11 de febrero y 2 de agosto, ambos de 2016, 11 de diciembre de 2017 y 23 de febrero de 2021 y los Lineamientos Técnicos en Materia de Recuperación Secundaria y Mejorada (en adelante, **LTMRSM**) publicados en el DOF el 22 de noviembre de 2018.

Finalmente se verificó que la Solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción cumpliera con los requisitos establecidos en el artículo 15 de los Lineamientos, de lo cual se concluye que el Asignatario:

- a) Presentó la información mediante el formato AP y su instructivo establecidos por la Comisión;
- b) Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo;
- c) Presentó el documento que integra el Plan con la información y el nivel de detalle establecidos en el Anexo II de los Lineamientos.

V. Análisis del cumplimiento de los criterios de evaluación

a) Características Generales y propiedades del yacimiento del Campo Pit

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

Asignación	AE-0165-M-Campeche Oriente
Campo	Pit
Yacimiento	Cretácico, formaciones productoras de edad KS, KM y KI
Área (Km ²)	37.14
Año de Descubrimiento	2005
Fecha de inicio de producción	2025
Profundidad promedio (m)	3,800
Tipo de Yacimiento	Aceite Negro
Pozos	
Productores	-
Cerrados con posibilidades	-
Cerrados sin posibilidades	-

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNwMkUk8d1BTd2pXgzSCcu8a0LeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdF+1utrM4MziOEfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKI83Blh+HQYw==

Asignación	AE-0165-M-Campeche Oriente
Taponados	2 ³
Marco geológico	
Era	Mesozoica
Periodo	Cretácico
Época	Superior, medio e inferior
Cuenca	Cuencas del Sureste (Pilar de Akal)
Régimen tectónico	Compresivo
Ambiente de depósito	Talud / pie de talud
Litología	Brechas calcáreas y dolomías
Propiedades petrofísicas	
Saturación inicial promedio de agua (%)	17.88
Saturación actual promedio de agua (%)	-
Saturación inicial promedio de gas (%)	-
Saturación actual promedio de gas (%)	0.-
Porosidad promedio (%)	6.93
Permeabilidad promedio (mD)	8,423
Espesor bruto promedio (m)	296.51
Espesor neto promedio (m)	230.89
Relación neto/bruto	0.78
Propiedades de los fluidos	
Densidad API	10.8
Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento (cP)	46.59
Viscosidad del aceite en el punto de burbuja (cP)	28.29
Contenido de azufre	-
Factor de volumen de aceite inicial (Boi) (m ³ /m ³)	1.10
Factor de volumen de aceite en el punto de burbuja (Bob) (m ³ /m ³)	1.128
Factor de volumen de aceite actual (Bo actual) (m ³ /m ³)	-
Relación de solubilidad inicial (Rsi) (mpc/bl)	0.1233
Relación de solubilidad en el punto de burbuja (Rsb) (mpc/bl)	0.1233
Factor de volumen de gas inicial (Bgi) (m ³ /m ³)	Sin gas libre, Pyac>Pb
Factor de volumen de gas en el punto de burbuja (Bgb) (m ³ /m ³)	Sin gas libre, Pyac>Pb
Factor de volumen de gas actual (Bg actual) (m ³ /m ³)	Sin gas libre, Pyac>Pb
Factor de compresibilidad del gas (Z)	Sin gas libre, Pyac>Pb
Densidad relativa del gas	1.484
Poder calorífico del gas (BTU/pc)	1,363.90
Presión de saturación (kg/cm ²)	82.47

³ Pit-1 taponado temporalmente y Pit-DL1 taponado de manera definitiva.

11

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0PljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8a0LeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCK59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X M7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

Asignación	AE-0165-M-Campeche Oriente
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (mpc/bl)	5.74
Relación condensado gas (bl/mpc)	-
Propiedades del Yacimiento	
Temperatura (°C)	112
Presión inicial (kg/cm ²)	392
Presión actual (kg/cm ²)	-
Mecanismo de empuje principal	Empuje Hidráulico
Mecanismo de empuje secundario	Expansión roca-fluido

Tabla 4. Características del Campo Pit.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

b) Volumen original y reservas de hidrocarburos

El Campo Pit está conformado por un yacimiento de aceite negro de 10.8 °API. El volumen original propuesto en el Plan de Desarrollo corresponde a 2,795.83 MMb de aceite y 344.72 MMMpc de gas en la categoría 3P, mismos que presentan una diferencia de 74.52 MMb de aceite y 9.19 MMMpc de gas, 3% respecto a las cifras oficiales de Reservas al 1 de enero de 2022. A decir del Asignatario, la diferencia se debe a la corrección del Boi por condiciones de separación, tomando en cuenta el PVT representativo del campo y que corresponde al pozo Pit-DL1. Dicho ajuste fue documentado en el Informe de Evaluación y Declaratoria de Descubrimiento Comercial, resueltos de manera favorable por la Comisión el 7 de octubre de 2022.

Las Figuras 3 y 4 muestran la evolución histórica del volumen original de aceite y gas para el Campo Pit, de acuerdo con los ejercicios de Cuantificación y Certificación de Reservas 2014 – 2022.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

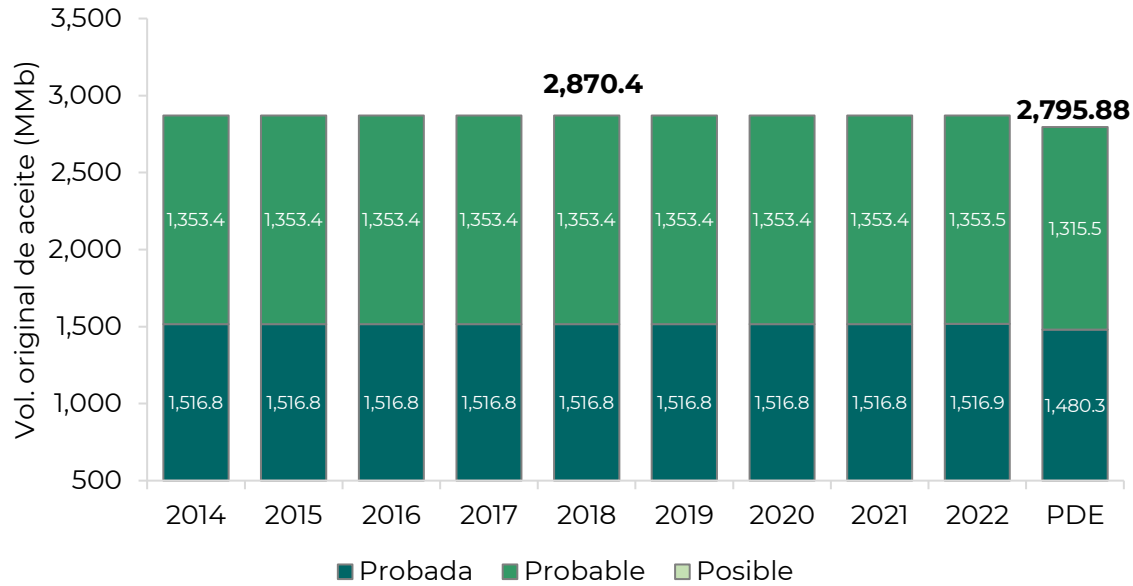


Figura 3. Evolución histórica del volumen original de aceite del Campo Pit
(Fuente: Comisión con información del Asignatario)

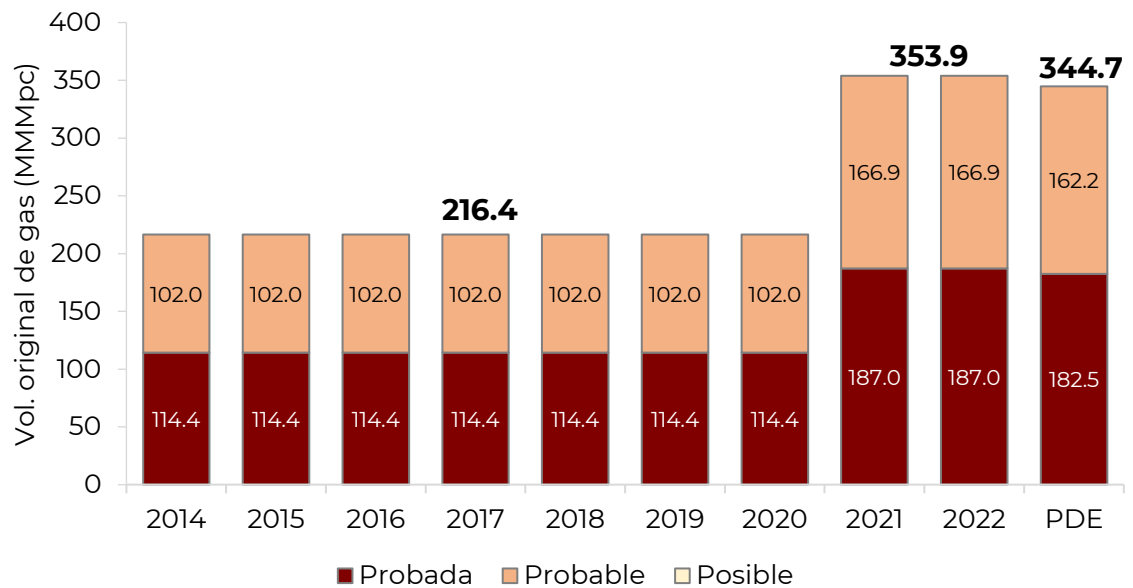


Figura 4. Evolución histórica del volumen original de gas del Campo Pit
(Fuente: Comisión con información del Asignatario)

De acuerdo con la información presentada por el Asignatario no existen variaciones en las Reservas respecto a las cifras oficiales al 1 de enero de 2022.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGzCWki208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUcK59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

Las Figuras 5 y 6 muestran la evolución histórica de las Reservas asociadas al Campo Pit, de acuerdo con los ejercicios de Cuantificación y Certificación de Reservas 2014 – 2022.

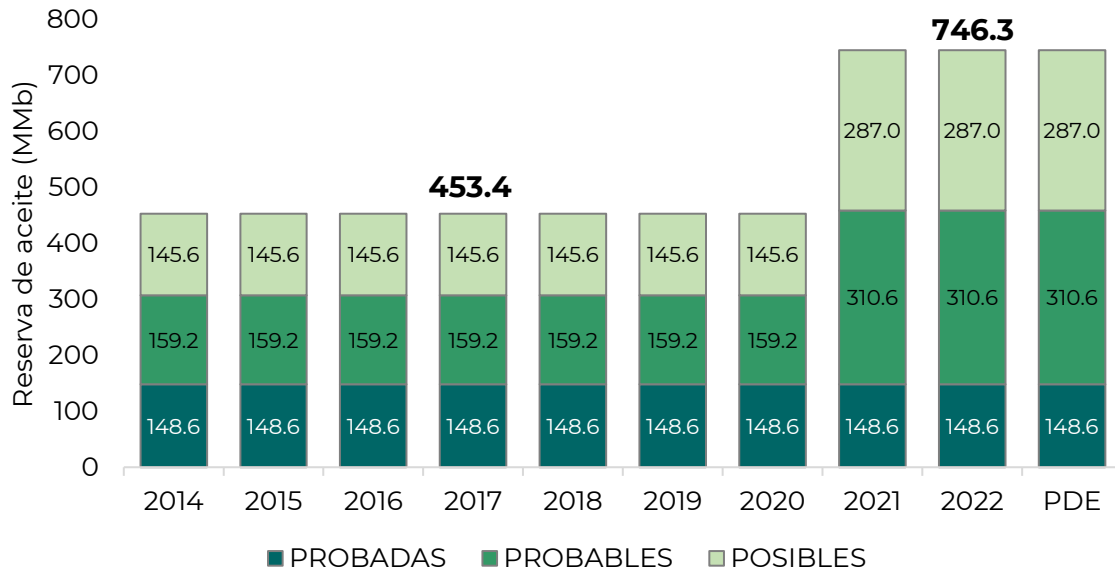


Figura 5. Evolución histórica de las Reservas de aceite asociadas al Campo Pit (Fuente: Comisión con información del Asignatario)

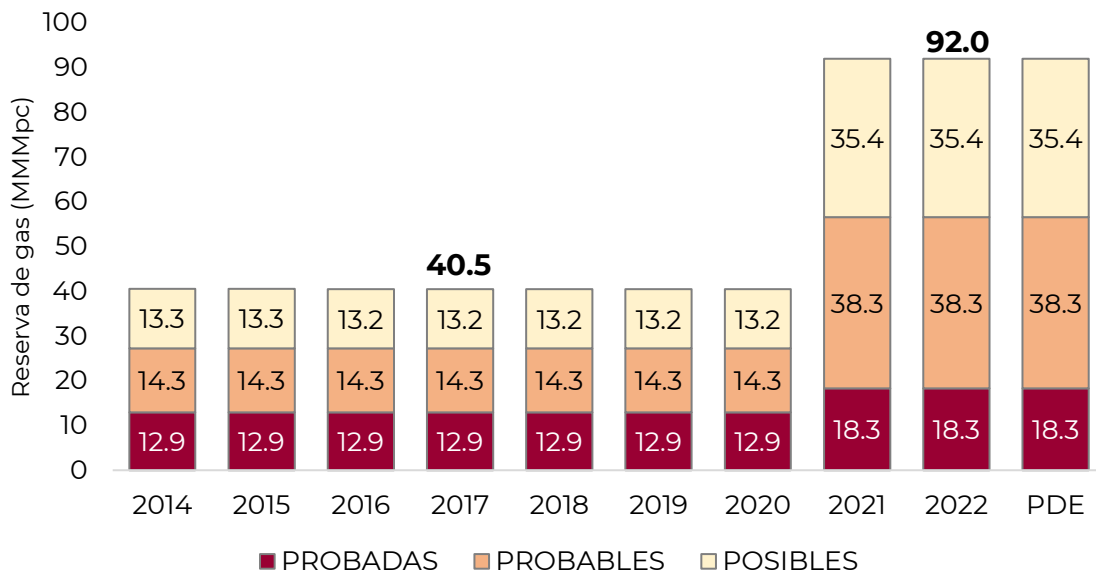


Figura 6. Evolución histórica de las Reservas de gas asociadas al Campo Pit (Fuente: Comisión con información del Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3JfdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdF+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UIInLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

A continuación, se presenta el mapa estructural donde se identifica el área de las reservas 1P, 2P y 3P, además de los objetivos de las nuevas localizaciones de los pozos de desarrollo propuestos en el Plan de Desarrollo, resaltando que la estrategia plantea recuperar el volumen asociado a la reserva 2P.

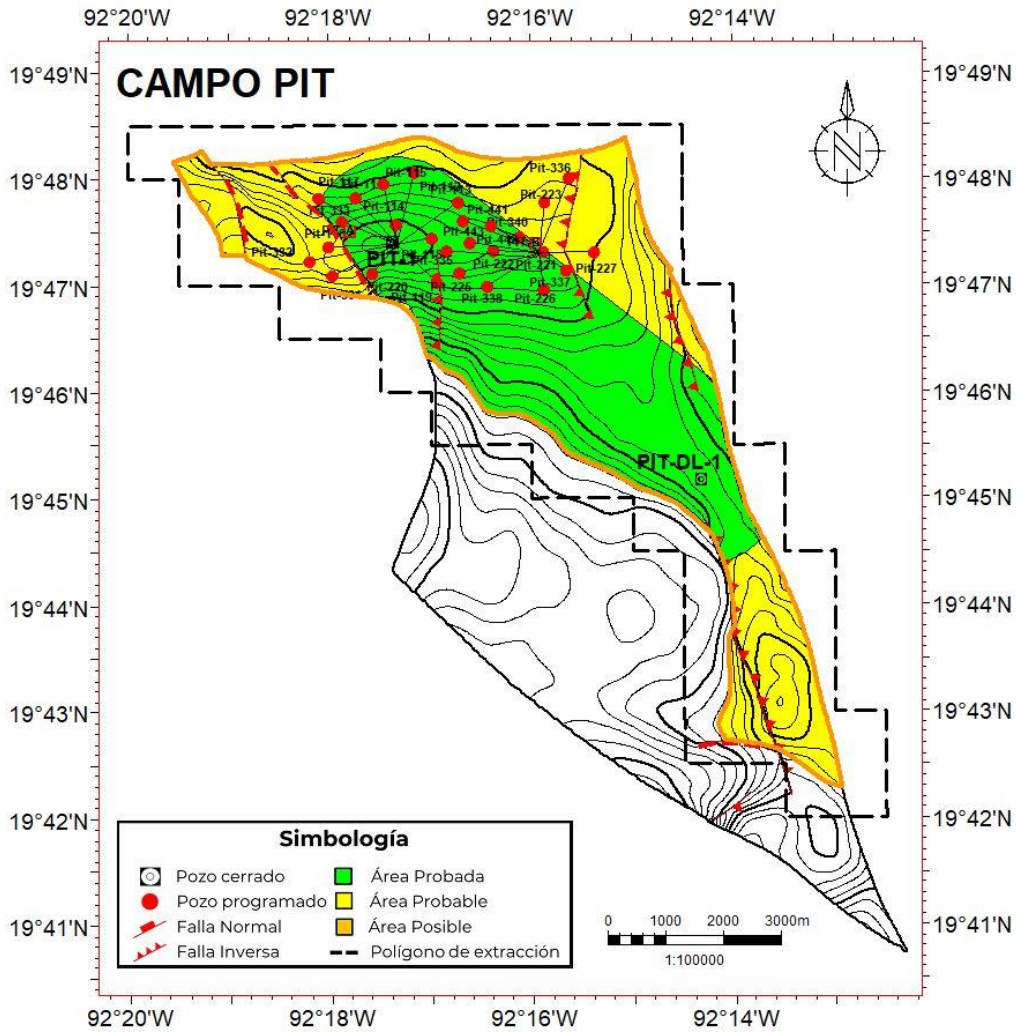


Figura 7. Configuración estructural y área de reserva probada, probable y posible del Campo Pit (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

c) Comparativo de las alternativas evaluadas para el Plan de Desarrollo

A continuación, se describen las alternativas de extracción analizadas:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fJdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8a0LeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEpb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UItnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

Alternativa 1 (Seleccionada)

La Alternativa 1 abarca el periodo de junio de 2023 al año 2063, considera la recuperación primaria de hidrocarburos mediante la construcción de 2 plataformas tipo Octápodo, 5 ductos (2 oleoductos y 3 oleogasoductos), la perforación de 26 pozos, 5 RMA (1 recuperación del pozo exploratorio Pit-1 y 4 reentradas). Asimismo, se plantea incorporar el sistema artificial de producción tipo Bombeo Electrocentrífugo (BEC), 707 RME (219 RBEC y 488 limpiezas de aparejo) y 251 estimulaciones. Por otro lado, se contempla el abandono de 27 pozos, 2 plataformas y el desmantelamiento e inertización de 5 ductos.

Lo anterior, requerirá una inversión de 3,439.03 MMUSD y un gasto operativo de 10,163.77 MMUSD lo que permitirá recuperar 459.23 MMb de aceite y 56.62 MMMpc de gas.

Alternativa 2.

La Alternativa 2 abarca el periodo de junio de 2023 al año 2063, considera la recuperación primaria de hidrocarburos mediante la construcción de 3 plataformas tipo Octápodo, 7 ductos (3 oleoductos y 4 oleogasoductos), la perforación de 34 pozos, 5 RMA (1 recuperación del pozo exploratorio Pit-1 y 4 reentradas). Asimismo, se plantea incorporar el sistema artificial de producción tipo BEC, 741 RME (234 RBEC y 507 limpiezas de aparejo) y 263 estimulaciones. Por otro lado, se contempla el abandono de 35 pozos, 3 plataformas y el desmantelamiento e inertización de 7 ductos.

Lo anterior, requerirá una inversión de 3,965.26 MMUSD y un gasto operativo de 10,147.86 MMUSD lo que permitirá recuperar 459.23 MMb de aceite y 56.62 MMMpc de gas.

A diferencia de la Alternativa 1, se plantea la perforación de 8 pozos adicionales, con la finalidad de adelantar la recuperación de hidrocarburos desde una plataforma adicional, sin embargo, de acuerdo con el análisis presentado por el Asignatario, la incorporación de nuevos pozos generaría interferencia en el radio de drene de los mismos y como consecuencia no se tendría un incremento en el volumen de hidrocarburos a recuperar, adicionalmente, la ubicación de los pozos adicionales se planteó en una posición estructural más baja por lo que el avance del contacto agua-aceite invadiría los intervalos productores.

Por lo anterior, en la Tabla 5, se comparan en general las dos Alternativas presentadas por el Asignatario, mientras que en las Figuras 8 y 9, se presentan los pronósticos de producción correspondientes a éstas.

Características	Alternativa 1 Seleccionada	Alternativa 2
Perforación de Pozos (#)	26	34
Terminación de Pozos (#)	26	34
RMA (#)	5	5

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWki208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fJdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXilr86k57UuatKl83Blh+HQYw==

Características	Alternativa 1 Seleccionada	Alternativa 2
RME (#)	707	741
Instalaciones (#)	2	3
Ductos (#)	5	7
Volumen de aceite a recuperar (MMb)	459.23	459.23
Volumen de gas a recuperar (MMMpc)	56.62	56.62
Inversión (MMUSD)	3,439.03	3,965.26
Gastos de Operación (MMUSD)	10,163.77	10,147.86
VPN AI (MMUSD)	6,994.43	6,923.94
VPN DI (MMUSD)	2,248.44	2,070.68
VPI (MMUSD)	1,630.38	1,889.82
VPN/VPI AI	4.29	3.66
VPN/VPI DI	1.38	1.10

Tabla 5. Resumen de las alternativas propuestas para la Extracción.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

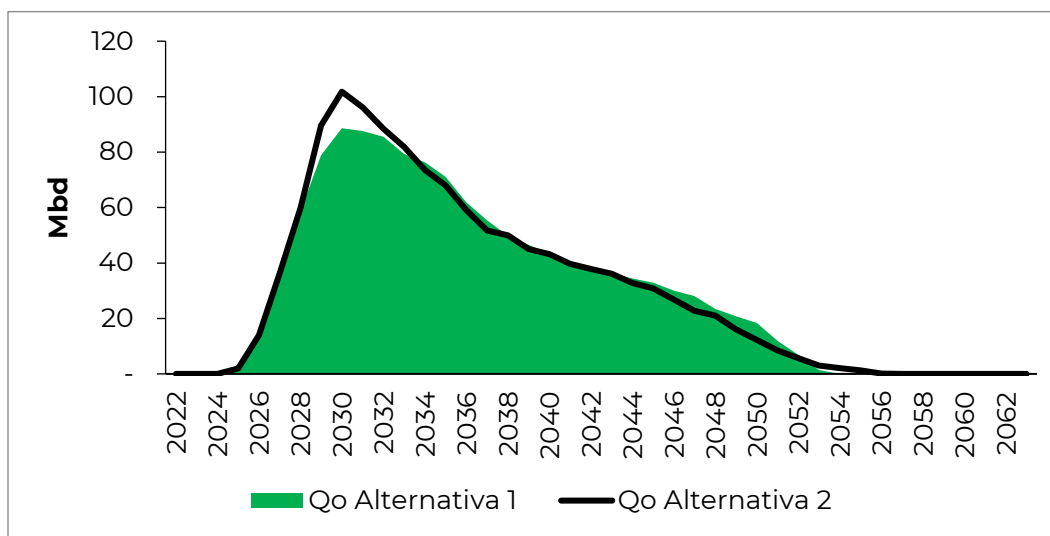


Figura 8. Pronóstico de producción de aceite de las alternativas.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWki208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UItnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

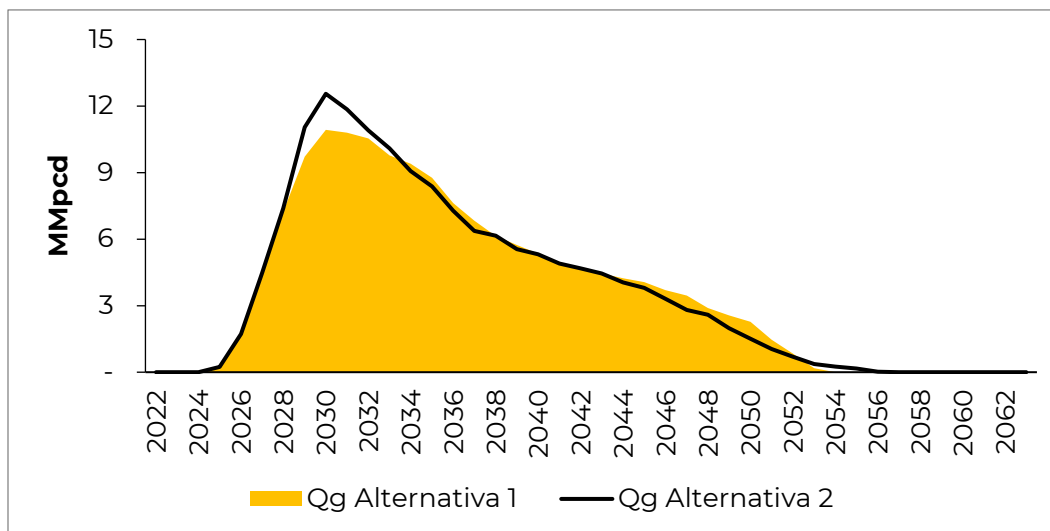


Figura 9. Pronóstico de producción de gas de las alternativas.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).

Finalmente, como se muestra en la Tabla 10, la Alternativa 1 ofrece una mejor promesa de valor ya que se obtiene un VPN DI de 2,248.44 MMUSD, una relación VPN/VPI de 1.38 después de impuestos. Asimismo, aunque el Asignatario plantea una estrategia de explotación hasta el año 2063, se aclara que esta Comisión únicamente se emitirá un pronunciamiento por las actividades que estén dentro de la vigencia de la Asignación.

Plan de Desarrollo

Para cumplir con el objetivo del Plan de Desarrollo, el Asignatario contempla la ejecución de la actividad física, inversión y gastos de operación presentados en las Tablas 6 (a la vigencia de la Asignación) y 7 (al año 2063).

Actividad	2023*	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Perforaciones (#)	-	-	1	6	6	6	5	2	-	-	-	-	-	-
Terminaciones (#)	-	-	1	5	7	6	5	2	-	-	-	-	-	-
RMA (#)	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
RME (#)	-	-	-	5	13	22	27	33	37	42	33	39	37	34
Instalaciones (#)	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ductos (#)	-	-	2	2	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Taponamientos (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono ductos ^a (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono infraestructura (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión (MMUSD)	47.8	184.8	230.2	217.9	251.8	217.5	211.4	155.5	124.7	115.2	110.6	121.6	117.7	106.2

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVOGZcWki208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUCK59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UItnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

Gastos de Op. (MMusd)	-	-	15.1	108.3	281.7	457.7	616.5	697.0	692.3	681.9	634.6	614.6	576.9	506.3
Otros egresos (MMusd)	-	-	1.3	6.5	10.1	11.8	15.5	16.5	16.7	16.2	15.8	16.7	16.2	15.4
Actividad	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	TOTAL
Perforaciones (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26
Terminaciones (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26
RMA (#)	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
RME (#)	26	26	27	26	25	30	31	31	29	31	23	22	21	670
Instalaciones (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Ductos (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Taponamientos (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Abandono ductos ^a (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Abandono infraestructura (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Inversión (MMusd)	83.3	57.9	91.7	57.5	73.5	76.1	71.3	71.1	70.8	66.1	64.8	47.7	51.0	3,095.6
Gastos de Op. (MMusd)	453.9	408.6	381.3	357.4	330.5	312.8	298.6	286.1	273.4	250.4	233.9	196.7	174.3	9,840.5
Otros egresos (MMusd)	14.7	13.7	14.1	13.3	12.8	12.4	12.3	14.0	13.1	12.5	12.1	11.0	11.6	326.2

Tabla 6. Actividades físicas y costos contemplados en el Plan de Desarrollo a la vigencia de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

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

a. Inertización y desmantelamiento

Actividad	2023*	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Perforaciones (#)	-	-	1	6	6	6	5	2	-	-	-	-	-	-
Terminaciones (#)	-	-	1	5	7	6	5	2	-	-	-	-	-	-
RMA (#)	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	1
RME (#)	-	-	-	5	13	22	27	33	37	42	33	39	37	34
Instalaciones (#)	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ductos (#)	-	-	2	2	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Taponamientos (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono ductos ^a (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono infraestructura (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión (MMUSD)	47.8	184.8	230.2	217.9	251.8	217.5	211.4	155.5	124.7	115.2	110.6	121.6	117.7	106.2
Gastos de Op. (MMusd)	-	-	15.1	108.3	281.7	457.7	616.5	697.0	692.3	681.9	634.6	614.6	576.9	506.3
Otros egresos (MMusd)	-	-	1.3	6.5	10.1	11.8	15.5	16.5	16.7	16.2	15.8	16.7	16.2	15.4
Actividad	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWki208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fJdywKewlamEIT0PljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBTy7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEpb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vJ0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

Perforaciones (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terminaciones (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RMA (#)	1	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RME (#)	26	26	27	26	25	30	31	31	29	31	23	22	21	18
Instalaciones (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ductos (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taponamientos (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono ductos ^a (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono infraestructura (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión (MMusd)	83.3	57.9	91.7	57.5	73.5	76.1	71.3	71.1	70.8	66.1	64.8	47.7	51.0	34.4
Gastos de Op. (MMusd)	453.9	408.6	381.3	357.4	330.5	312.8	298.6	286.1	273.4	250.4	233.9	196.7	174.3	154.2
Otros egresos (MMusd)	14.7	13.7	14.1	13.3	12.8	12.4	12.3	14.0	13.1	12.5	12.1	11.0	11.6	10.7
Actividad	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	TOTAL
Perforaciones (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26
Terminaciones (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26
RMA (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
RME (#)	11	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	707
Instalaciones (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Ductos (#)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5
Taponamientos (#)	-	-	14	13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27
Abandono ductos ^a (#)	-	-	-	-	4	-	-	-	1	-	-	-	-	5
Abandono infraestructura (#)	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	2
Inversión (MMusd)	44.1	12.8	51.8	44.8	38.3	94.2	0.1	0.0	23.1	-	-	-	-	3,439.0
Gastos de Op. (MMusd)	99.5	57.6	12.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10,163.8
Otros egresos (MMusd)	9.2	7.4	2.6	-	-	-	-	-	16.6	26.0	-	10.7	82.2	491.6

Tabla 7. Actividades físicas y costos contemplados en el Plan de Desarrollo.

(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

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

a. Inertización y desmantelamiento

A continuación, se presentan los pronósticos de producción contemplados en el Plan de Desarrollo propuesto para la Asignación AE-0165-M- Campeche Oriente, Campo Pit, Tabla 8 y Figuras 10 y 11.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWki208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXl1rl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

Año	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Producción Aceite (Mbpd)	1.95	13.98	36.37	58.69	78.84	88.62	87.57	85.52	79.29	76.28
Anual (MMb)	0.71	5.1	13.27	21.48	28.78	32.35	31.96	31.3	28.94	27.84
Acumulada (MMb)	0.71	5.81	19.09	40.57	69.34	101.69	133.65	164.95	193.9	221.74
Producción Gas (MMpcd)	0.24	1.72	4.48	7.24	9.72	10.93	10.8	10.54	9.78	9.4
Anual (MMMpc)	0.09	0.63	1.64	2.65	3.55	3.99	3.94	3.86	3.57	3.43
Acumulada (MMMpc)	0.09	0.72	2.35	5	8.55	12.54	16.48	20.34	23.91	27.34
Año	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Producción Aceite (Mbpd)	71.09	61.83	55.43	49.76	46.47	43.34	40.16	37.9	36.1	34.4
Anual (MMb)	25.95	22.63	20.23	18.16	16.96	15.86	14.66	13.83	13.17	12.59
Acumulada (MMb)	247.68	270.31	290.55	308.71	325.67	341.53	356.19	370.02	383.2	395.79
Producción Gas (MMpcd)	8.77	7.62	6.83	6.14	5.73	5.34	4.95	4.67	4.45	4.24
Anual (MMMpc)	3.2	2.79	2.49	2.24	2.09	1.96	1.81	1.71	1.62	1.55
Acumulada (MMMpc)	30.54	33.33	35.82	38.06	40.15	42.11	43.92	45.62	47.25	48.8
Año	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	TOTAL
Producción Aceite (Mbpd)	32.9	30.06	28.03	23.45	20.8	18.37	11.85	6.84	1.43	Np
Anual (MMb)	12.01	10.97	10.23	8.58	7.59	6.71	4.33	2.5	0.52	
Acumulada (MMb)	407.8	418.77	429	437.58	445.18	451.88	456.21	458.71	459.23	459.23
Producción Gas (MMpcd)	4.06	3.71	3.46	2.89	2.57	2.27	1.46	0.84	0.18	Gp
Anual (MMMpc)	1.48	1.35	1.26	1.06	0.94	0.83	0.53	0.31	0.06	
Acumulada (MMMpc)	50.28	51.63	52.9	53.95	54.89	55.72	56.25	56.56	56.62	56.62

Tabla 8. Pronóstico de producción estimados en el Plan de Desarrollo propuesto.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWki208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fJdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

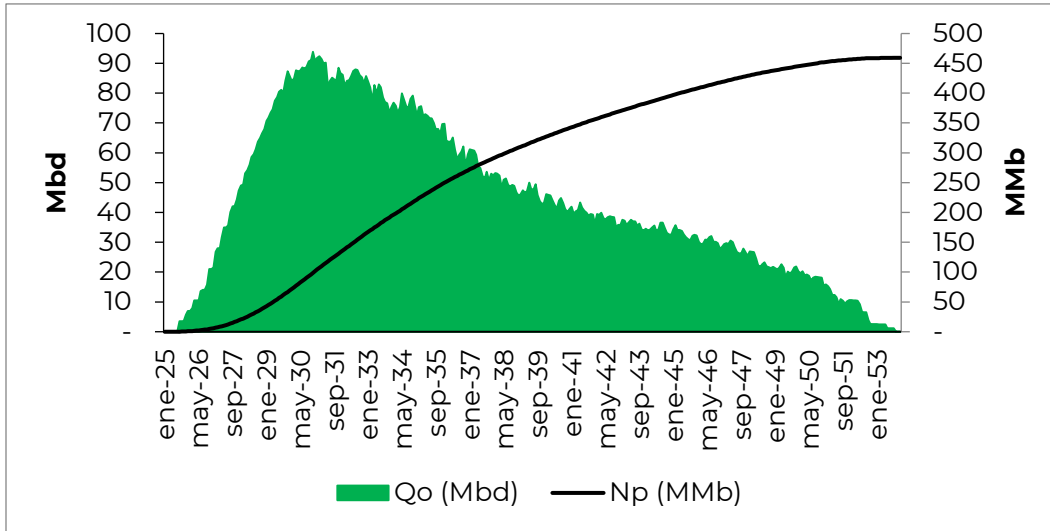


Figura 10.. Pronóstico de producción mensual de aceite del Campo Pit.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).

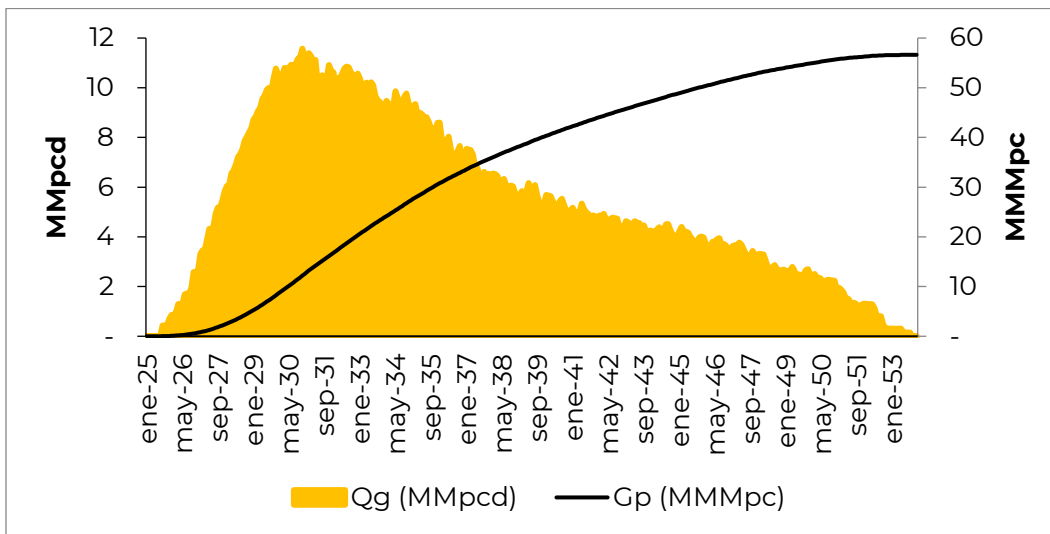


Figura 11. Pronóstico de producción mensual de gas del Campo Pit.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).

d) Análisis técnico de la solicitud de aprobación al Plan de Desarrollo

d.1) Determinación del Área de Extracción

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKoC0S9IiYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8a0LeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUCK59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEpb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UItnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

El 12 de abril de 2021 la Secretaría, mediante oficio 521.DGEEH.098/21 aprobó el periodo de Extracción para el Campo Pit, asociado a la Asignación. Asimismo, el 25 de octubre de 2022 mediante oficio 521.DGEEH.356/22 la Secretaría aprobó la modificación del área de extracción del Campo Pit, cuya superficie del polígono es de 60.82 km² comprendido dentro de las coordenadas geográficas de la **Tabla 3**.

El polígono del área de extracción se configuró con base en la retícula de referencia de la Asignación, considerando una extensión mínima de 30 segundos tanto en latitud como en longitud, como se muestra en las Figuras 12 y 13.

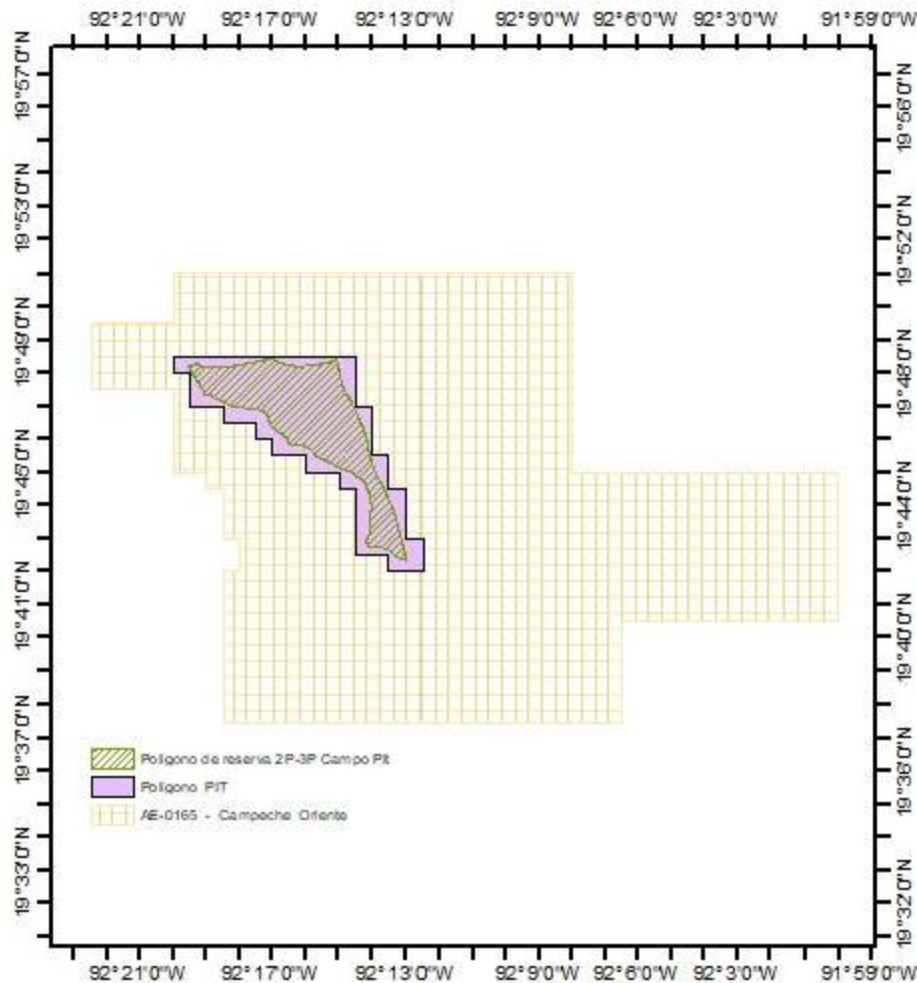


Figura 12. Retícula de referencia de la Asignación y polígono de extracción aprobado por la Secretaría y proyección en superficie del Campo Pt.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVOGZcWki208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8a0LeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwvVUCK59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

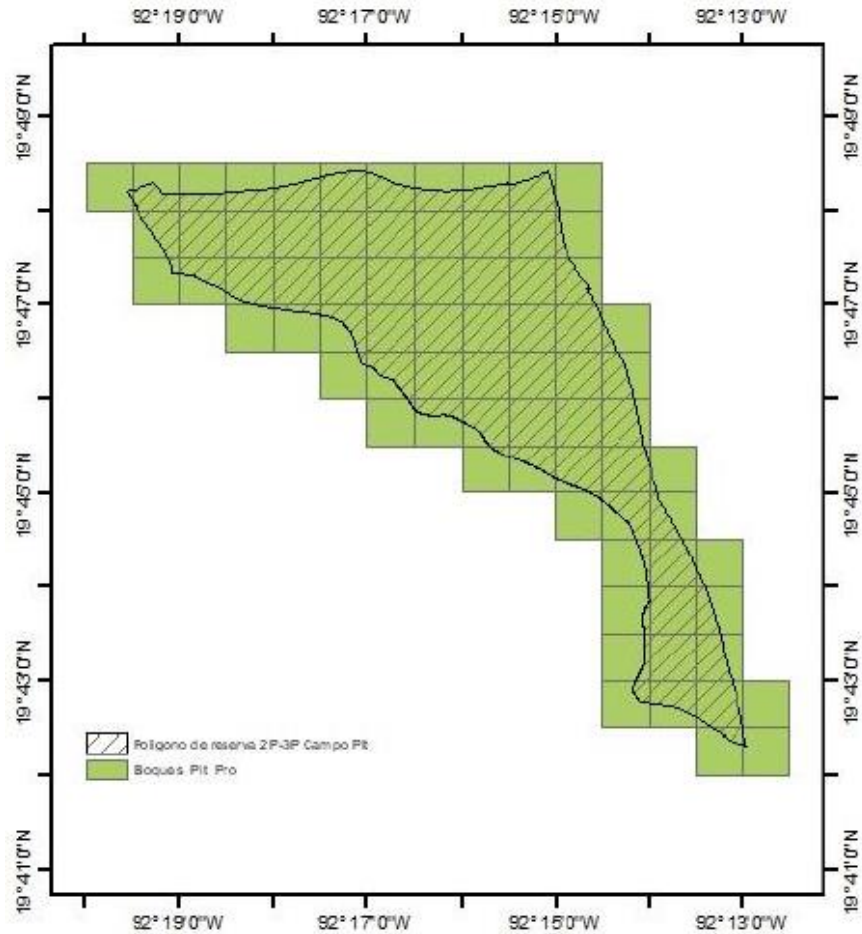


Figura 13. Polígono de extracción aprobado por la Secretaría y proyección superficial del Campo Pit. (Fuente: información presentada por el Asignatario).

Es importante señalar que el polígono de Extracción del Campo Pit, cubre en su totalidad la proyección en superficie del yacimiento Cretácico, contemplado por el Asignatario para su desarrollo.

d.2) Productividad de pozos

El contacto agua-aceite se definió a través de la perforación del pozo delimitador Pit-DL1 (ubicado en la zona sur del campo) a una profundidad de 3,886 metros verticales bajo nivel del mar (en adelante, mvbnm), por lo que el desarrollo del campo se realizará en la zona norte del campo (**ver Figura 7**), donde se encuentra estructuralmente más alejado del contacto agua-aceite identificado. Debido a lo anterior, el Asignatario realizó el análisis de gastos críticos para definir el ritmo de producción que mitigue el riesgo de generar irrupción temprana de agua por efecto de la conificación del acuífero asociado.

Los resultados del análisis de gastos críticos se presentan en la Tabla 9.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdyKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdF+1utrM4MzIOEpb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57UuatKI83Blh+HQYw==

Pozo	Base Intervalo (mvbnm)	Qoi (bpd)	Qoc (bpd)	Distancia al Contacto Agua-Aceite
Pit-1EXP	3,375	3,500	17,120	511
Pit-DL1	3,820	3,500	1,225	66

Tabla 9. Resultados del análisis de los gastos críticos.

(Fuente: Informe de Evaluación presentado por el Asignatario, aprobado mediante oficio 240.1611/2022 del 7 de octubre de 2022).

Con base en lo antes expuesto, el Asignatario estableció un gasto de producción inicial de 3,500 barriles diarios de aceite por pozo, mismos que serán perforados en la zona norte del campo.

Por otro lado, de acuerdo con la información que se adquirió durante las pruebas de presión-producción de los pozos Pit-1 y Pit-DL1 se confirmó que la presión del yacimiento no es suficiente para llevar los hidrocarburos producidos a la superficie, planteando la terminación de los pozos propuestos con un sistema artificial de producción tipo BEC.

Con la finalidad, de definir la frecuencia de operación del BEC, el Asignatario realizó un análisis de sensibilidad a diferentes frecuencias de operación. Los resultados del análisis se muestran en la Tabla 10, donde se observa que la frecuencia a la cual se obtiene el mayor beneficio de producción por pozo estará cercana a los 58 Hz

Frecuencia (Hz)	QI (bpd)	Qo (bpd)	Qg (MMpcd)	Qw
50	2,279	2,028	0.2514	250
55	3,106	2,764	0.3426	341
58	3,542	3,152	0.3907	389

Tabla 10. Comparativo de las frecuencias de operación del pozo tipo, con la implementación del BEC.

(Fuente: Informe de Evaluación presentado por el Asignatario, aprobado mediante oficio 240.1611/2022 del 7 de octubre de 2022).

d.3) Perforación de Pozos

La propuesta de Plan de Desarrollo para el campo Pit considera la perforación de 26 pozos de desarrollo. La Figura 14 presenta el estado mecánico del pozo tipo, mismo que incluye cinco etapas, iniciando en 20" y terminando en 9 5/8" a la profundidad de 3,850 metros desarrollados.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fJdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP73rdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKI83Blh+HQYw==

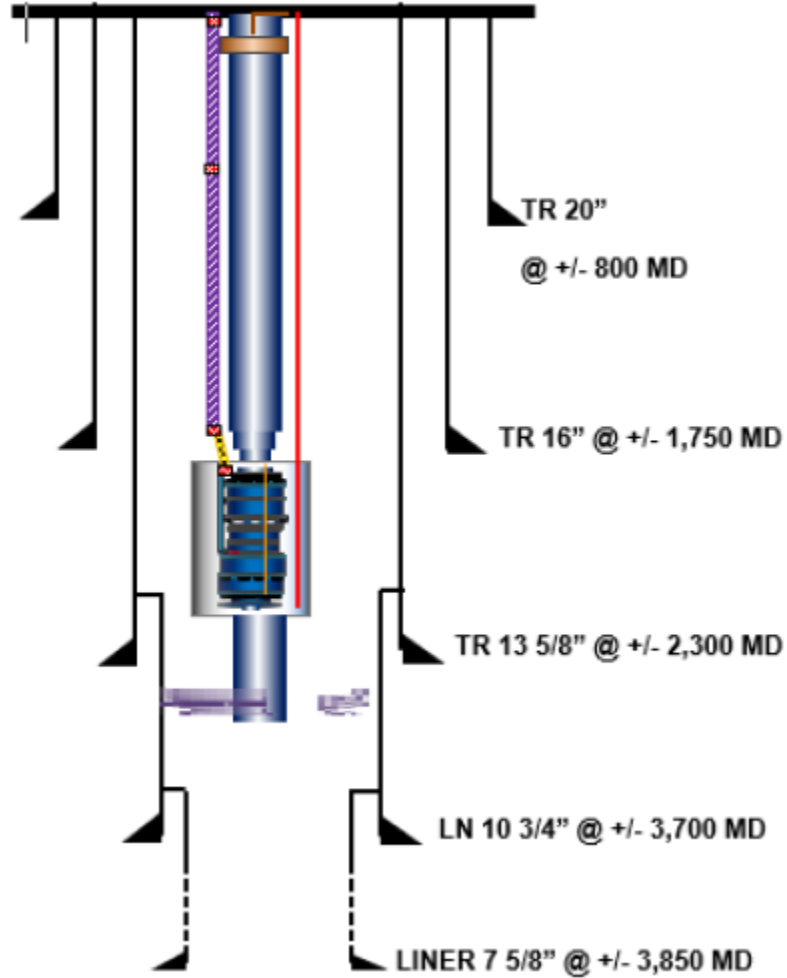


Figura 14. Estado mecánico del pozo tipo para el Campo Pit, objetivo Cretácico.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

A continuación, la Tabla 11 muestra el cronograma de perforación para cada uno de los pozos propuestos:

No.	Pozo	Perforación		Terminación	
		Inicio	Fin	Inicio	Fin
1	Pit-111	27/02/2026	18/05/2026	19/05/2026	03/06/2026
2	Pit-112	27/08/2028	15/11/2028	16/11/2028	01/12/2028
3	Pit-113	18/08/2027	06/11/2027	07/11/2027	22/11/2027
4	Pit-114	16/11/2025	04/02/2026	05/02/2026	20/02/2026

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLEBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUcK59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiX1lrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

No.	Pozo	Perforación		Terminación	
		Inicio	Fin	Inicio	Fin
5	Pit-115	05/08/2025	24/10/2025	25/10/2025	09/11/2025
6	Pit-116	15/04/2027	04/07/2027	05/07/2027	20/07/2027
7	Pit-117	30/12/2028	20/03/2029	21/03/2029	05/04/2029
8	Pit-118	10/06/2026	29/08/2026	30/08/2026	14/09/2026
9	Pit-119	21/09/2026	10/12/2026	11/12/2026	26/12/2026
10	Pit-220	02/01/2027	23/03/2027	24/03/2027	08/04/2027
11	Pit-221	25/06/2026	13/09/2026	14/09/2026	29/09/2026
12	Pit-222	06/10/2026	25/12/2026	26/12/2026	10/01/2027
13	Pit-223	17/01/2027	07/04/2027	08/04/2027	23/04/2027
14	Pit-225	30/04/2027	19/07/2027	20/07/2027	04/08/2027
15	Pit-226	11/08/2027	30/10/2027	31/10/2027	15/11/2027
16	Pit-227	22/11/2027	10/02/2028	11/02/2028	26/02/2028
17	Pit-331	21/12/2027	10/03/2028	11/03/2028	26/03/2028
18	Pit-332	24/04/2028	13/07/2028	14/07/2028	29/07/2028
19	Pit-333	04/05/2029	23/07/2029	24/07/2029	08/08/2029
20	Pit-335	04/03/2028	23/05/2028	24/05/2028	08/06/2028
21	Pit-337	15/06/2028	03/09/2028	04/09/2028	19/09/2028
22	Pit-338	18/10/2028	06/01/2029	07/01/2029	22/01/2029
23	Pit-340	20/02/2029	11/05/2029	12/05/2029	27/05/2029
24	Pit-441	25/06/2029	13/09/2029	14/09/2029	29/09/2029
25	Pit-442	28/10/2029	16/01/2030	17/01/2030	01/02/2030
26	Pit-443	02/03/2030	21/05/2030	22/05/2030	06/06/2030

Tabla 11. Cronograma de perforación de los pozos propuestos.

d.4) Modelo de infraestructura

La infraestructura por construir como parte de la estrategia de desarrollo planteada para el campo Pit, aunado a los 26 pozos a perforarse, se muestra en la Tabla 12 y 13.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKI208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
 WTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
 M7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57UuatKI83Blh+HQYw==

No.	Plataforma/Tipo	Fecha de construcción		Fecha de Operación	
		Inicio	Fin	Inicio	Fin
1	Pit-A/Octápodo (Perforación)	2024-03	2025-05	2025-08	2053-09
2	Pit-b/Octápodo (Perforación)	2025-03	2026-05	2026-10	2053-09

Tabla 12. Fecha de construcción y operación de las plataformas para el campo Pit.

No.	Servicio	Fecha de construcción		Fecha de Operación	
		Inicio	Fin	Inicio	Fin
1	Oleoducto	2024-03	2025-05	2025-08	2053-09
2	Oleoducto	2025-03	2026-05	2026-10	2053-09
3	Oleogasoducto	2024-03	2025-05	2025-08	2053-09
4	Oleogasoducto	2025-03	2026-05	2026-10	2053-09
5	Oleogasoducto	2026-11	2028-05	2027-10	2057-01

Tabla 13. Fecha de construcción y operación de los ductos para el campo Pit.

d.5) Principales tecnologías a implementar

A continuación, se muestran las tecnologías que serán empleadas durante la etapa de desarrollo del Campo Pit, con las cuales se pretende maximizar la recuperación de las reservas y la rentabilidad del proyecto:

Geociencias

- Registros geofísicos especiales: Resonancia Magnética, decaimiento termal, diaeléctrico, imagen microresistiva, sónico dipolar.
- Estratigrafía y sedimentología de alta resolución para la determinación del modelo sedimentario.
- Software de modelado petrofísico para la estimación de saturaciones, sistemas porosos y modelos petrofísicos con menor incertidumbre.
- Software de modelado 3D para la reducción del riesgo e incertidumbre de propiedades y selección de intervalos productores.

Yacimientos:

- Actualización del modelo de simulación para su ajuste continuo y generar pronósticos de producción que representen el comportamiento del yacimiento.
- Pruebas de presión para definir el grado de comunicación areal y vertical y dar seguimiento al comportamiento del sistema roca-fluido.
- Análisis PVT, para actualizar la caracterización de los fluidos.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWki208YDuGwGR6hgMRIJKOc059IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKI83Blh+HQYw==

- Sensores permanentes de alta resolución para dar seguimiento al comportamiento dinámico del yacimiento.

Productividad de pozos

- Implementación de diferentes tecnologías para los BEC para proteger e incrementar el tiempo de vida de los equipos como lo son, camisas de enfriamiento, empacadores multipuerto, sellos anti-asfálticos, sellos de muelle metálico, tubing de inyección de químicos, sensores de temperatura, motores de alta temperatura.
- Estimulaciones ácidas
- Limpieza de aparejos de producción

Instalaciones superficiales de producción

- Medición multifásica
- Sistema de bombeo multifásico
- Cuarto de control eléctrico para

d.6) Método de Recuperación Secundaria

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

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

d.6.1) Resumen ejecutivo que incluya los elementos generales del Programa

El Programa describe los estudios y análisis de aplicabilidad de procesos de recuperación adicional, realizados para el yacimiento de edad Cretácico del Campo Pit. El proceso potencial de recuperación secundaria analizado por el Asignatario fue la inyección de

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVOGZcWKI208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3JfdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKI83Blh+HQYw==

gases hidrocarburos no miscible, y como segundo método se analizó el proceso potencial de recuperación mejorada por inyección de químicos.

d.6.2) Resultados del Estudio de Campos Análogos y Tablas de apoyo de los procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada

El Asignatario llevó a cabo el análisis y la selección de los procesos potenciales de recuperación secundaria y mejorada aplicables al yacimiento del Campo Pit, mismos que fueron realizados mediante la herramienta EOR 1.0, y fueron complementados con los resultados de la base de datos de Campos análogos DAKS 6.0 (Digital Analogue Knowledge System), construida a partir de las estadísticas, mejores prácticas y lecciones aprendidas de diversos Campos documentados a nivel mundial, en los que se han aplicado exitosamente procesos de recuperación adicional.

La información de yacimiento utilizada para la comparación considera siete parámetros importantes enlistados de la siguiente manera:

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

De los resultados obtenidos por el Asignatario mediante la herramienta *EOR Selector 1.0*, no se identificaron Campos análogos (con procesos de recuperación adicional), al yacimiento de edad Cretácico del Campo Pit, toda vez que este presenta características muy específicas, tales como: alta permeabilidad, litología de carbonatos naturalmente fracturados, alta densidad, alta viscosidad, y alta temperatura, así como, una profundidad considerable, que lo hacen único en su tipo y dificulta establecer analogías con otros Campos.

A continuación, se muestran los Campos análogos al yacimiento de edad Cretácico del Campo Pit, identificados con la base de datos DAKS 6.0, para el proceso de inyección de gases hidrocarburos que ha sido ampliamente implementado en yacimientos análogos al yacimiento del Campo Pit.

Campo	País	K (mD)	Ø (%)	Proceso	Formación
Pit (Cretácico)	México	8,423.00	6.93	-	Carbonatos
Ramba	Indonesia	2,000.00	17.00	Inyección de gases hidrocarburos	Carbonatos
Pampo	Brasil	800.00	25.00	Inyección de gases hidrocarburos	Carbonatos
Ghawar	Arabia Saudita	600.00	25.00	Inyección de gases hidrocarburos/agua	Carbonatos

30

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IiYiaXhv9S3JfdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8a0LeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57UuatKI83Blh+HQYw==

Campo	País	K (mD)	Ø (%)	Proceso	Formación
Salman-ABK (ABK)	Emiratos Árabes Unidos	500.00	20.00	Inyección de gases hidrocarburos	Carbonatos
Abqaiq	Arabia Saudita	410.00	21.00	Inyección de gases hidrocarburos/agua	Carbonatos

Tabla 14. Campos análogos y procesos empleados respecto a la permeabilidad y porosidad (DAKS 6.0).
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Campo	País	μ (cP)	ρ (°API)	Proceso	Formación
Pit (Cretácico)	México	28.29	10.80	-	Carbonatos
Jubaisah	Siria	61.00	20.00	Inyección de gases hidrocarburos	Carbonatos
Pampo	Brasil	54.00	20.00	Inyección de gases hidrocarburos	Carbonatos
Cerro Fortunoso	Argentina	35.00	17.40	Inyección de gases hidrocarburos/agua	Carbonatos
Reitbrook	Alemania	30.00	22.00	Inyección de gases hidrocarburos/agua	Carbonatos
Yanling	China	15.90	27.00	Inyección de gases hidrocarburos	Carbonatos

Tabla 15. Campos análogos y procesos empleados respecto a la viscosidad y densidad API (DAKS 6.0).
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Campo	País	μ (cP)	T (°C)	Proceso	Formación
Pit (Cretácico)	México	28.29	112.00	-	Carbonatos
Yanling	China	15.90	117.80	Inyección de gases hidrocarburos	Carbonatos
A.J. Bermudez	México	9.50	125.00	Inyección de gases hidrocarburos/agua	Carbonatos
Amposta Marino	España	6.10	127.20	Inyección de gases hidrocarburos	Carbonatos
Poza Rica	México	19.00	90.00	Inyección de gases hidrocarburos/agua	Carbonatos
Pampo	Brasil	54.00	71.10	Inyección de gases hidrocarburos	Carbonatos

Tabla 16. Campos análogos y procesos empleados respecto a la viscosidad y temperatura (DAKS 6.0).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNwMkUk8d1BTd2pXgzSCcu8a0LeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymLgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57UuatKl83Blh+HQYw==

(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Campo	País	Prof. (m)	ρ (°API)	Proceso	Formación
Pit (Cretácico)	México	3,800.00	10.80	-	Carbonatos
Meyal	Pakistán	3,625.30	44.10	Inyección de gases hidrocarburos/agua	Carbonatos
A.J. Bermudez	México	3,618.90	30.00	Inyección de gases hidrocarburos/agua	Carbonatos
Karachaganak	Kazajistán	3,605.00	34.00	Inyección de gases hidrocarburos	Carbonatos
Darquain	Irán	4,053.80	35.00	Inyección de gases hidrocarburos	Carbonatos
Buzios	Brasil	3,323.00	27.00	Inyección de gases hidrocarburos/agua	Carbonatos

Tabla 17. Campos análogos y procesos empleados respecto a la profundidad y densidad API (DAKS 6.0).
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Con base en el estudio de Campos análogos y procesos potenciales, el Asignatario determinó que la inyección de gases hidrocarburos es el método seleccionado para el Programa. Además, como segunda alternativa evaluada se consideró la inyección de químicos como recuperación mejorada.

	Proceso	Observaciones
1	Inyección de gases hidrocarburos	Baja disponibilidad del recurso, requerimiento de infraestructura adicional
2	Inyección de químicos	Requiere evaluación de factibilidad técnica-económica

Tabla 18. Selección del proceso de recuperación secundaria y mejorada.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

d.5.3) Resultados del Estudio de Factibilidad Económica determinista y probabilista

Evaluación determinista

Las premisas económicas utilizadas por el Asignatario para la evaluación determinista fueron las siguientes:

- Horizonte de evaluación: 2030-2054
- Tasa de descuento: 7.5% anual
- Año base: 2022

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWki208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUCK59Hgu+TMH/eBM+v6keymLgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

- Tipo de cambio 20.9458 pesos/dólar
- Escenario medio de precios promedio de hidrocarburos
- Gasto de Operación calculado con los factores del sistema DOCUPEP
- Régimen fiscal de Asignación y no se contempla el pago de ISR

Por otro lado, se consideró un volumen a recuperar adicional por la inyección de gases hidrocarburos de 24.29 MMb de aceite y 2.99 MMMpc de gas.

La Tabla 19 muestra los resultados de la evaluación económica determinista, obteniendo un Valor Presente Neto (en adelante, **VPN**) después de impuestos negativo.

Indicador Económico	Unidad	Antes de Impuestos	Después de impuestos	
			Contratista/Asignatario	Estado
VPN	MMUSD	-129.18	-288.40	159.22
VPI	MMUSD	202.66	202.66	--

Tabla 19. Indicadores económicos de la aplicación del proceso de inyección de gases hidrocarburos. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Evaluación probabilista

La evaluación probabilística se realizó con base en las siguientes premisas, para un horizonte de evaluación 2030 a 2054 (año base 2022):

- Escenario bajo, medio y alto de precios de aceite y gas natural.
- Escenarios mínimos, medio y máximo del perfil de producción de aceite y gas.
- Costos asociados al proceso de la inyección de gases hidrocarburos en el yacimiento de edad Cretácico del Campo Pit.
- Se generó una distribución de probabilidad de los perfiles de producción con base en un análisis de Swanson, a fin de incluir la variabilidad de los volúmenes a recuperar.
- El régimen fiscal corresponde al de Asignación, bajo las siguientes consideraciones.
- No se considera pago de ISR.

El análisis se centra en obtener los flujos de efectivo para cada una de las simulaciones de precios, inversiones y volúmenes de los hidrocarburos para el proceso de inyección de gases hidrocarburos en el yacimiento de edad Cretácico de la Asignación. Los resultados se presentan a través de métricas tales como el Valor Presente Neto (VPN) y de la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Indicador Económico	P10	P50	P90	
TIR (%)	Antes de Impuestos	-4.068	0.00	0.00
	Después de Impuestos	0.00	0.00	0.00

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKI208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3JfdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP73rdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57UuatKl83Blh+HQYw==

Indicador Económico		P10	P50	P90
VPN (MMUSD)	Antes de Impuestos	-166.268	-136.061	-108.081
	Después de Impuestos	-320.298	-292.244	-268.363
VPN/VPI (\$/\$)	Antes de Impuestos	-0.735	-0.654	-0.553
	Después de Impuestos	-1.477	-1.398	-1.334

Tabla 20. Indicadores económicos de la aplicación del proceso de inyección de gases hidrocarburos en el yacimiento de edad Cretácico del Campo Pit.

(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Dados los resultados presentados por el Asignatario de la evaluación económica de la aplicación del proceso de inyección de gases hidrocarburos, como mecanismo para el mantenimiento de la presión del yacimiento de edad Cretácico del Campo Pit, se concluye que, bajo las premisas y condiciones descritas, **su aplicación no resulta factible económicamente.**

Por su parte, de acuerdo con lo presentado por el Asignatario, la evaluación del proceso de Inyección de Químicos como segundo proceso de recuperación adicional analizado, igualmente resultó con indicadores económicos negativos, sustentando las conclusiones de no viabilidad de la implementación de un proceso de recuperación secundaria o mejorada.

d.5.4) Resultados del Estudio de Factibilidad Técnica del Programa

El Asignatario realizó el estudio de factibilidad técnica de la aplicación del proceso de inyección de gases hidrocarburos, mismo que fue evaluado mediante simulación numérica de yacimientos y determinando que el mayor beneficio (en producción) del proceso de inyección de gases hidrocarburos en el yacimiento de edad Cretácico del Campo Pit, se obtiene implementando la inyección a partir de mayo de 2032, con las siguientes características generales:

- Inyección de gas mediante 4 pozos inyectores, terminados en la cima del yacimiento de edad Cretácico del Campo Pit.
- Ritmo de inyección de gas de 20 MMpcd.
- 4 reparaciones mayores en pozos productores, para profundización del intervalo productor.

La Figura 15 y la Figura 16 muestran el beneficio en la producción diaria de aceite y gas, respectivamente, bajo la aplicación del proceso de inyección de gases hidrocarburos.

Por otro lado, en la Figura 17 se muestra que la presión del yacimiento se ve positivamente impactada por la inyección de gases hidrocarburos, confirmando la factibilidad técnica de aplicación del proceso de inyección.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWkI208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNwMkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

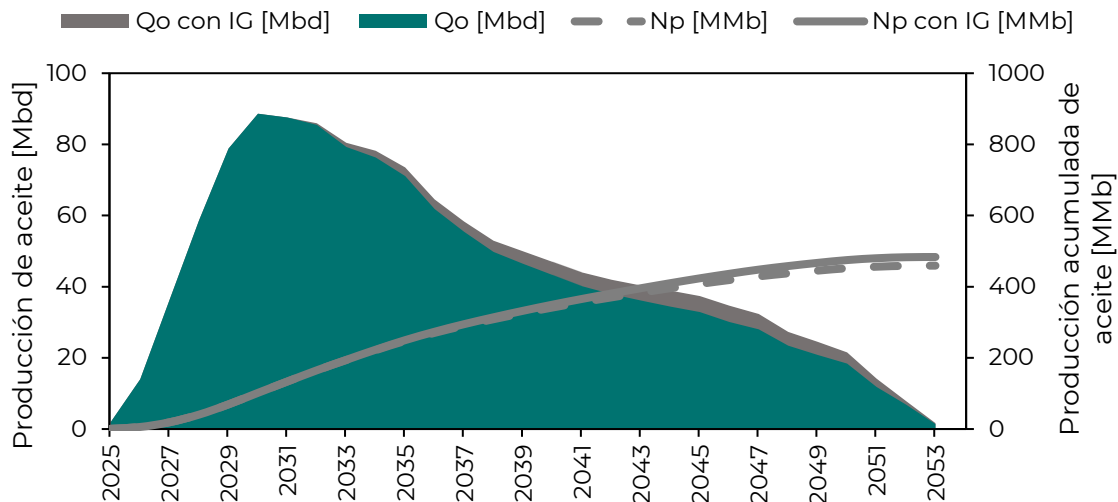


Figura 15. Perfil anualizado de producción de aceite incremental atribuible al proceso de inyección de gases hidrocarburos en el yacimiento de edad Cretácico del Campo Pit.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

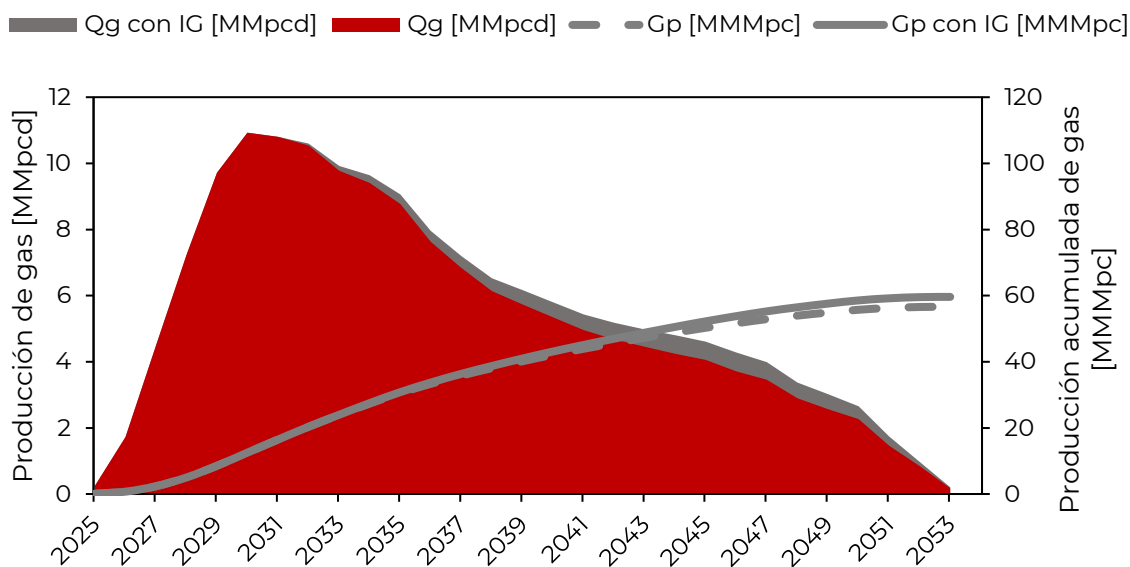


Figura 16. Perfil anualizado de producción de gas incremental atribuible al proceso de inyección de gases hidrocarburos en el yacimiento de edad Cretácico del Campo Pit.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3JfdywKewlamEIT0pljNwMkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

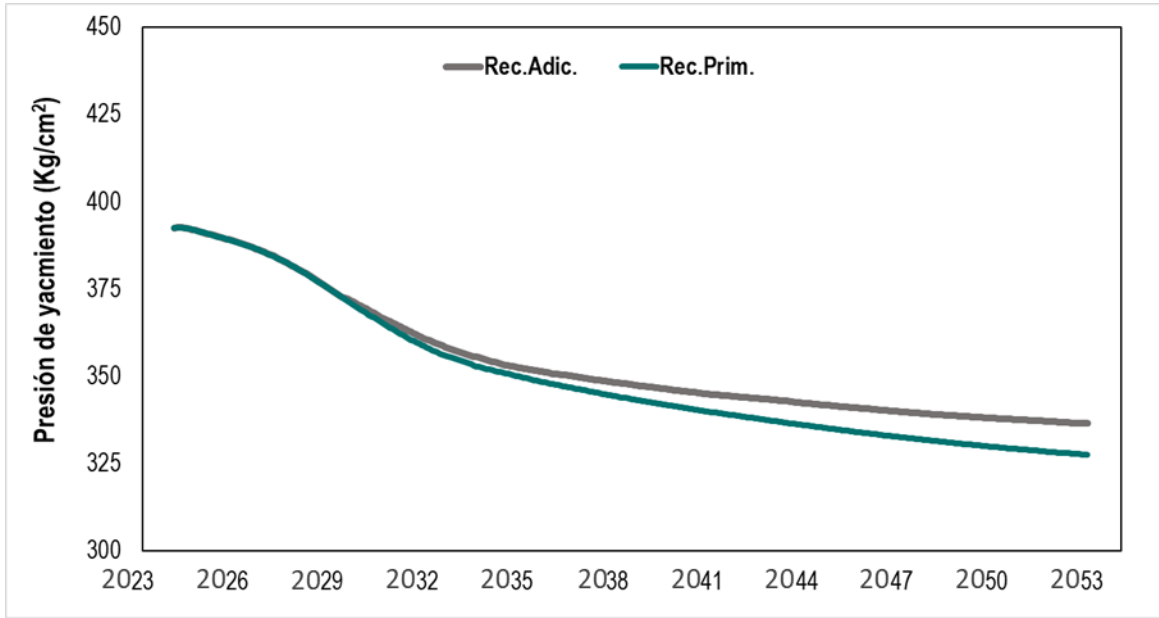


Figura 17. Impacto del proceso de inyección de gases hidrocarburos sobre la presión promedio del yacimiento de edad Cretácico Campo Pit.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

En la Tabla 21, se presentan los volúmenes incrementales de aceite y gas potencialmente recuperables, atribuibles al proceso de inyección de gases hidrocarburos analizado por el Asignatario.

Yacimiento	Volumen Original 2P		Recuperación primaria		Recuperación total (primaria + secundaria)		Beneficio del proceso recuperación secundaria	
	Aceite	Gas	Aceite	Gas	Aceite	Gas	Aceite	Gas
	MMb	MMMpc	MMbls	MMMpc	MMb	MMMpc	MMb	MMMpc
Cretácico	2,795.83	344.72	459.23	56.62	483.52	59.61	24.29	2.99

Tabla 21. Volúmenes incrementales de aceite y gas potencialmente recuperables, atribuibles al proceso de inyección de gases hidrocarburos.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

d.5.5) Las conclusiones de la evaluación del Programa presentado, en donde se indique si cumple o no con la viabilidad técnica y económica para maximizar la rentabilidad del Yacimiento

De acuerdo con los resultados presentados por el Asignatario descritos anteriormente, que incluyen el estudio de Campos análogos, el análisis de factibilidad técnica del proceso evaluado, así como, las evaluaciones económicas del proceso de inyección de

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pJiNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdF+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP73rdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

gases hidrocarburos en el yacimiento Cretácico del Campo Pit, el Asignatario concluye lo siguiente:

- o Existe la aplicación potencial del proceso de inyección de gases hidrocarburos en el yacimiento Cretácico del campo Pit, con base en: la correspondencia de las características del sistema roca-fluidos con aquellas de los campos análogos identificados a nivel internacional, en los que se ha implementado exitosamente dicho proceso; así como, en el comportamiento de presión-producción resultado del estudio de simulación numérica de yacimientos.
- o Dada la alta permeabilidad del yacimiento, principalmente en la unidad litológica Cretácico Superior, el gas inyectado invade rápidamente los pozos productores, planteados desde un inicio para producir en la cima del yacimiento, por lo que, para capitalizar impactos positivos en la producción de aceite y en el mantenimiento de presión de yacimientos, es necesario reparar los pozos productores profundizando su intervalo, propiciando que se ubique dentro de la ventana de aceite.
- o La rentabilidad financiera del escenario evaluado, bajo las premisas consideradas, resultó económicamente no viable. No obstante, se deberán continuar realizando análisis que permitan reevaluar el beneficio potencial identificado, bajo diferentes condiciones económicas, así como, bajo diferentes esquemas de explotación e inyección.

e) Mecanismo de medición de la producción de hidrocarburos

El campo Pit, actualmente no cuenta con producción, por lo que el Asignatario contempla la construcción de infraestructura para el manejo y medición de los hidrocarburos del Campo Pit, asociado a la Asignación, la cual consta de las plataformas PP-Pit-A y PP-Pit-B, a partir de 2025 para PP-Pit-A y 2026 para PP-Pit-B, una vez puestas en marcha dichas instalaciones, el Asignatario plantea la medición de los Hidrocarburos provenientes del Campo Pit mediante un bombeo multifásico para enviar la producción por un oleogasoducto L-24 de 16" Ø que va desde la plataforma PP-Pit-B hacia PP-Pit-A, y posteriormente por medio del oleogasoducto L-22 de 20" Ø hacia la plataforma PP-Zaap-C, instalaciones en las cuales se realiza su Medición Operacional con Medidores del tipo Multifásico.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

Posteriormente la mezcla llega al Centro de Proceso Zaap-C donde se lleva a cabo su separación y estabilización, para el caso del Petróleo, la Medición Referencial será mediante tecnología tipo Ultrasónico y TAG de identificación **PA-1101**, el hidrocarburo líquido se integrará con otras corrientes provenientes de diferentes Asignaciones para su llegada al Centro de Proceso Ku-A en donde se realizará su Medición de Transferencia mediante tecnología tipo Ultrasónico y TAG de identificación **FE-1280, FE-1281, FE-1282, PA-1280** y con una flexibilidad operativa en la Terminal Marítima de Dos Bocas Tabasco (TMDB con TAG de identificación **SM-800**, la corriente sigue su trasiego hasta el Centro de Proceso Akal-J y de ahí a su vez se distribuye hacia sus Puntos de Medición propuestos, los cuales se ubican en la Terminal Marítima Dos Bocas (en adelante, **TMDB**) donde se cuantifica con tecnología tipo Turbina y TAG de identificación **SM-100 y SM-200**, el Centro Comercializador de Crudo (en adelante, **CCC**) Palomas, donde se cuantifica con tecnología tipo Ultrasónico y Turbina con TAG de identificación **PA-100, PA-200 Y PA-300**.

Es importante mencionar que, como parte del manejo opcional para exportación, la corriente de Petróleo puede ser enviada al Complejo Procesador (en adelante, **CP**) Cayo Arcas en donde se cuantificaría mediante tecnología tipo de Desplazamiento Positivo y TAG de identificación **PA-100 y PA-200** así como, al barco de almacenamiento, procesamiento y descarga (en adelante, **FPSO** por sus siglas en Inglés) denominado Yúum K'ak Náab (en adelante, **YKN**) para su cuantificación mediante tecnología tipo Ultrasónico y TAG de identificación **M-14**.

Para el Caso del Gas, posterior a su separación en el Centro de Proceso Zaap-C, donde su Medición Referencial se lleva a cabo mediante tecnología de presión diferencial tipo Placa de Orificio identificado mediante TAG **PA-1100**, continua su recorrido hacia el Centro de Proceso Ku-A y el Centro de Proceso Ku-S (flexibilidad operativa) y hasta el Centro de Proceso Akal-J en donde se realiza su Medición de Transferencia con Medidores de Presión diferencial de tipo Placa de Orificio identificados mediante TAG **SM-700, SM-100, SM-4210 y PA-1280**, posteriormente la corriente del Gas es enviada a través del Centro de Proceso Nohoch-A hacia el Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta, para finalmente dirigirse hacia instalaciones donde se proponen sus Puntos de Medición, los cuales son el Centro de Proceso de Gas (en adelante, **CPG**) Nuevo Pemex y CPG Ciudad Pemex, en donde se cuantifica con Medidores de presión diferencial tipo Placa de Orificio y están identificados mediante TAG **PM-11 y PM-25**, respectivamente, además del Centro de Distribución de Gas Marino (en adelante, **CDGM**) Ciudad Pemex en donde se cuenta con medidores tipo Coriolis y Placa de Orificio identificados mediante TAG **PM-101**.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3JfdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8a0LeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP73rdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiX1lrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

Respecto a los Condensados, el Asignatario manifiesta que el Campo Pit no produce condensados a nivel de yacimiento ni a boca de pozo, sin embargo, de presentarse un volumen físico generados por el transporte y las variaciones de las condiciones de presión y Temperatura estos serán cuantificados en el CPG Cactus mediante tecnología de presión diferencia de tipo Coriolis y Placa de Orificio identificado con TAG **PM-02 y PM-03** respectivamente, y en el CPG Nuevo Pemex con tecnología de presión diferencial tipo Placa de Orificio identificados con TAG **PM-12, PM-13** y tecnología tipo Coriolis identificados con TAG **PM-14 y PM-15**.

En las Figuras 19 y 20 se muestra el manejo y Medición de los Hidrocarburos del Campo Pit:

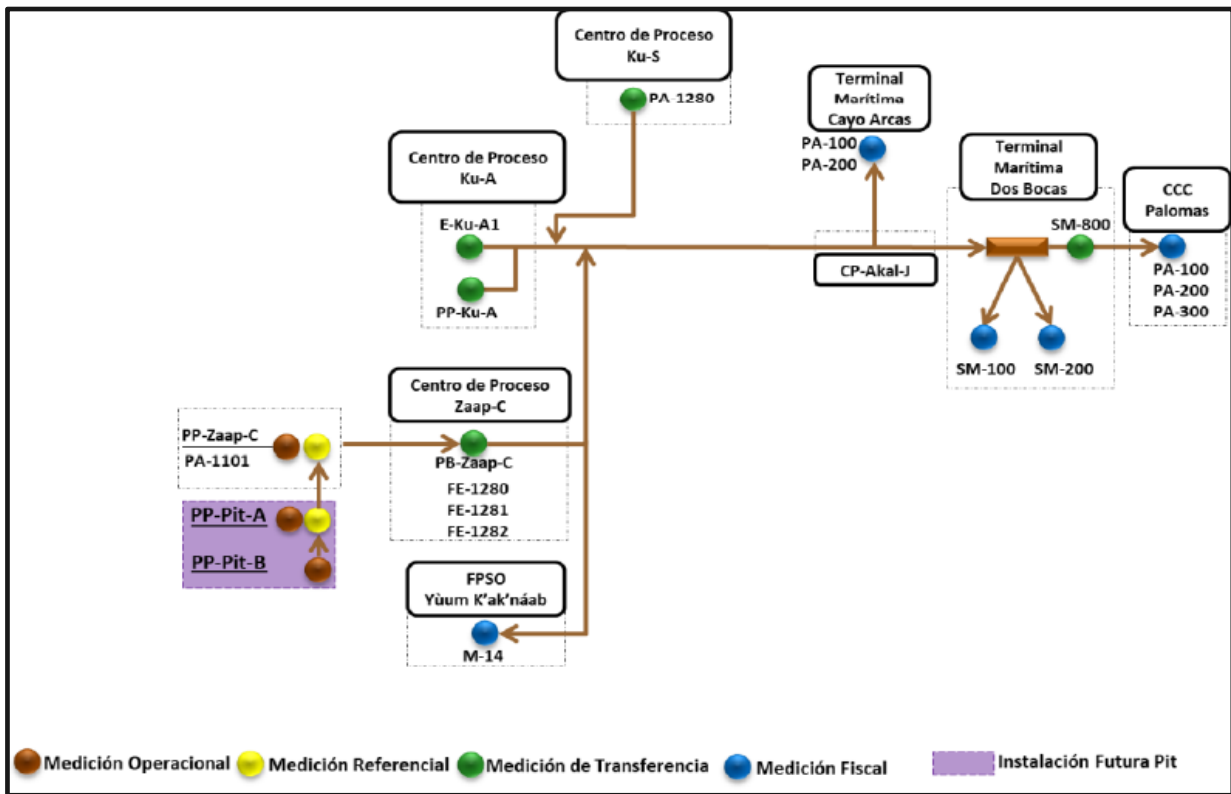


Figura 18. Manejo y Medición de Petróleo del Campo Pit. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fJdywKewlamEIT0pljNwMkUk8d1BTd2pXgzSCcu8a0LeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCK59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEpb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X M7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

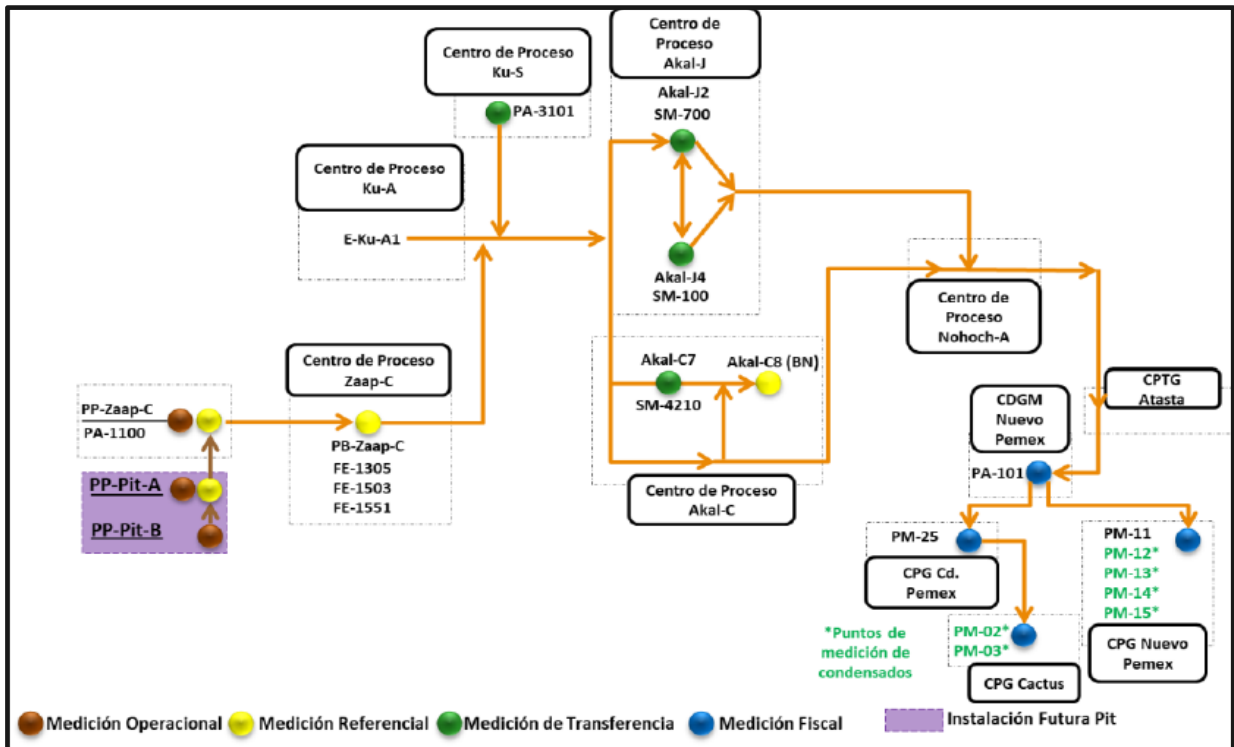


Figura 19. Manejo y Medición de Gas y Condensado del Campo Pit.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

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

e.1) Medición de aceite

- **CCC Palomas:** Sistemas de Medición PA-100, PA-200 y PA-300 con medidores de tipo Ultrasónico y Turbina.
- **TMDB:** Sistemas de Medición SM-100 y SM-200 con medidores de tipo Turbina.
- **TM Cayo Arcas:** sistemas de Medición PA-100 y PA-200 con medidores de tipo Desplazamiento Positivo.
- **FPSO YKN:** sistemas de Medición M-14 con medidores de tipo Ultrasónico.

e.2) Medición de gas

- **CDGM Ciudad Pemex:** sistemas de Medición PA-101 y medidores de presión diferencial tipo Placa de Orificio y Coriolis.
- **CPG Ciudad Pemex:** sistemas de Medición PM-25 y medidores de presión diferencial tipo Placa de Orificio.
- **CPG Nuevo Pemex:** sistemas de Medición PM-11 y medidores de presión diferencial tipo Placa de Orificio.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP73rdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

e.3) Medición de condensado

- **CPG Nuevo Pemex:** sistemas de Medición PM-12, PM-13 con medidores de presión diferencial tipo Placa de Orificio y PM-14 y PM-15 con medidores másico de tipo Coriolis.
- **CPG Cactus:** sistemas de Medición PM-02 y medidor tipo Coriolis y PM-03 con medidor de presión diferencial tipo Placa de orificio.

e.4) Medición de agua

El Agua obtenida posterior a la deshidratación del Aceite, así como su manejo y medición, es realizado mediante los Tanques de deshidratación ubicados en la TMDB, en donde se descarga el agua residual de diversas corrientes para enviarse a la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas, en donde se acondiciona para su posterior envío a los Pozos inyectoros.

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 se llevó a cabo la siguiente evaluación:


AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVVOGZcWki208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9llYiaXhv9S3JfdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdF+1utrM4MzIOEfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXllr86k57WuatKl83Blh+HQYw==

Datos Generales: Nombre del Asignatario o Contratista: Pemex Exploración y Producción No. de Contrato o Asignación: AE-016S-M-CAMPECHE ORIENTE, CAMPO PIT Nombre de la Asignación o Área Contractual: CAMPO PIT Tipo de Plan a evaluar: Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción							 Comisión Nacional de Hidrocarburos
No.	Artículo de los LTMHM/Contrato/Cuila 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 de los hidrocarburos (Petróleo, Gas y Condensado) desde el pozo hasta su Punto de venta, el cual manifiesta que se llevará a cabo para el Petroero en el C.C.C. Palomas, T.M.D.B., T.M. Cayo Arcas y F.P.S.D, para el hidrocarburo Gas tanto en el C.P.G. Ciudad Pemex, C.P.G. Nuevo Pemex y C.D.G.M. Ciudad Pemex; y para el Condensado en el C.P.G. Cactus y C.P.G. Nuevo Pemex.	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 el C.C.C. Palomas, T.M.D.B., T.M. Cayo Arcas y F.P.S.D para petróleo, CPGM Cd Pemex, CPG Cd Pemex y CPG Nuevo Pemex para gas y CPG Nuevo Pemex y CPG Cactus para Condensado	o
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 metrología, de mantenimiento.	Si	Si	Presentó "Procedimiento operativo para mantenimiento a sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción" con clave PO-PO-MA-0002-2017 y fecha septiembre de 2017.	Presenta los programas de mantenimiento para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de los procedimientos.
		Confirmación metrología		Si	Si	Presentó "Procedimiento Operativo para realizar la Confirmación Metrología a los Sistemas de Medición de Hidrocarburos en PEP" con clave PO-PO-OP-0144-2017 y fecha noviembre de 2017.	Presenta los programas de confirmación metrología para los Puntos 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 Aceite (PO-PO-OP-0004-2021) el cual se encuentra ubicado en los anexos, de las carpetas de medición.	o
		Calibración de los instrumentos de medida		Si	Si	Presenta el Procedimiento Operativo para Calibrar, Sistemas de Medición de Hidrocarburos (PO-PO-OP-0134-2017), 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 los Puntos 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 proceso donde se identifica 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 el Punto 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 tanto para hidrocarburos líquidos como para gas.
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.	Si	Si	De acuerdo a la información presentada no se identifica el uso compartido de los puntos de medición propuestos, 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 requisitos para el cumplimiento 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 de 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 a los Puntos 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 no todos los valores están dentro de lo establecido, sin embargo se identifica 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.

AUTO

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSV0GZcWki208YDuGwGR6hgMRIJKOcoS9IIYiaXhv9S3fJdywKewlamEITOpjNwMkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOleBebRir/kpbTqRYNY+2ybiWifrhOpu83QDCyWTypFZBTy7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP73rdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X M7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vJ0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y aseguramiento de la medición durante el Plan de Desarrollo, las cuales tendrán como finalidad el dar cumplimiento a los valores de incertidumbre establecidos en los LTMHM.	Si	Si	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 del año 2023 hasta el año 2025, a finales del 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 LTMHM, 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, Los datos e información manejada por la Bitácora Electrónica para la Gestión y el Cereamiento de la Medición (BECyGM) son de carácter institucional y confidencial. Se resguarda en un ambiente protegido bajo los protocolos informáticos de PEMEX, tanto para el acceso, como para el mantenimiento, integridad de la información, el respaldo y la preservación de la actividad	Cabe resaltar que la información da cumplimiento a lo solicitado en los LTMHM.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Si	Si	El Asignatario presenta los programas de diagnósticos y auditorías a los sistemas de medición que conforman los Mecanismos 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 presenta un Programa de Capacitación de Competencias Técnicas, donde se considera realizar la capacitación de 4 personas cada dos años para cada uno de los tres niveles de conocimiento que se tienen considerados, con lo cual se considera mantener al personal debidamente capacitado contemplando los cambios que se tuvieren por rotación del personal.	El organigrama presentado corresponde al actualizado y formalizado del año 2021 al año 2024. 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 tres indicadores de desempeño los cuales están contenidos en el documento Indicadores de Desempeño, en los anexos de las carpetas de medición, y los cuales cumplen con la información mínima a contener de acuerdo a lo establecido en los LTMHM.	Se identifica que manifiesta con estos indicadores del cumplimiento a lo solicitado en los LTMHM para los indicadores, sin embargo una vez implementados estos deberán ser evaluados en su ejecución y cumplimiento dándole 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 S.P.A. del Administrador del Activo de Producción Ku-Malcoob-Zaap 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 telemétricos 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 Telemétricos en los Puntos 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 los Puntos de Medición.	Se identifica de acuerdo a los documentos presentados en la carpeta de procedimientos se manifiesta que para el aceite y gas, los puntos propuestos cumplan 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 cálculo 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	El asignatario manifiesta que cuenta con probadores volumétricos tipo bidireccional y que se certifican cada año por una tercera acreditada.	O
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balance del área.	Si	Si	De acuerdo con el documento Mecanismos de Medición, el agua congénita se cuantifica a través de un Sistema de Medición estática en tanques de Almacenamiento en la Terminal Marítima Dos Bocas previo a su disposición final.	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	Si	Si	El asignatario manifiesta el uso de Tecnología Multifásica por disponibilidad de espacio y facilidad de manejo en las plataformas asociadas.	O
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	El Asignatario manifiesta que contempla efectuar programas de toma de información para cumplir con lo relacionado a especificaciones de medidores, incertidumbre, calidad además de la ubicación a utilizar en la entrega de hidrocarburos	Sin Observaciones

Tabla 22. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVOGZcWki208YDuGwGR6hgMRlJKOc0S9llYiaXhv9S3fdyWkewlamEIT0pJNwMkUk8d1BD2pXgzSCcu8aOleBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdF+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP73rdm6j+WjcsLj3UThQVsjg6X M7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMyt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

e.5) Producción y Balance

De acuerdo a la solicitud de aprobación al Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la Asignación AE-0165-M-Campeche Oriente, Campo Pit, de conformidad con lo establecido en el artículo 42 de los LTMMH, el Asignatario presenta el “Procedimiento de medición volumétrica del hidrocarburo líquido y gas”, el “Procedimiento para la determinación de la participación volumétrica del hidrocarburo líquido y gas”, así como el “Procedimiento Operativo para la Elaboración del Balance”, mismos que describen la metodología para la cuantificación, asignación, determinación de la participación volumétrica en los sistemas de medición del tipo operacional, referencial, transferencia y Puntos de Medición Fiscal, y el balance de hidrocarburos de la Asignación AE-0165-M-Campeche Oriente, Campo Pit y corrientes que confluyen de otras Asignaciones, basado en el Sistema Informático de la Administración de la Producción de PEP (en adelante, **SIAPPEP**), para llevar a cabo el ajuste volumétrico de la disponibilidad y distribución de los hidrocarburos producidos.

Respectivamente, considerando la mezcla de corrientes de varias Asignaciones, el Asignatario considera el prorrateo, para la distribución volumétrica proporcional de los hidrocarburos producidos, para la asignación de volúmenes de hidrocarburos líquido y gas correspondiente al Campo Pit, por medio de metodologías que se sustentan en mediciones de tipo operacional, referencial y transferencia, registro en sistemas institucionales y balances volumétricos desde los pozos del Campo Pit hasta los Puntos de Medición de cada tipo de hidrocarburo.

Para el manejo y medición de hidrocarburos producidos en el Campo Pit, el Asignatario tiene considerada su cuantificación operacional con medidores multifásicos, para después enviar el hidrocarburo líquido a separación, estabilización y medición referencial en el Centro de Proceso Zaap-C, donde se integrará con la corriente de otras Asignaciones, para enviarse al Centro de Proceso Ku-A y a la TMDB (medición de transferencia), pasando por el Centro de Proceso Akal-J, hasta llegar a los Puntos de Medición para petróleo en el CCC Palomas (PA-100, PA-200 y PA-300) y a la TMDB (SM-100 y SM-200). El Asignatario considera la opción de enviar la corriente de hidrocarburo líquido al Complejo Cayo Arcas para su cuantificación fiscal (PA-100 y PA-200), así como al FPSP YKN identificado con el TAG M-14.

Respecto al gas, después de su separación y medición referencial en el Centro de Proceso Zaap-C, se envía al Centro de Proceso Akal-J y al Centro de Proceso Ku-S para su medición de transferencia, pasando por Centro de Proceso Akal-C, y por medio del Centro de Proceso Nohoch-A hacia el Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta, hasta llegar a los Puntos de Medición para gas, en el CPG Nuevo Pemex (PM-11), CPG Ciudad Pemex (PM-25) y CDGM Ciudad Pemex (PM-101). El Asignatario manifiesta que de presentarse un volumen físico de condensados en los CPG Cactus y Nuevo Pemex estos serán generados por el transporte de gas, debido a la variación en las condiciones de presión y temperatura, mismos que serán medidos en los Puntos de Medición (PM-02, PM-03, PM-12, PM-13, PM-14 y PM-15). Respecto al agua obtenida del Campo Pit, asociado a la

44

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVOGZcWki208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57UuatKl83Blh+HQYw==

Asignación AE-0165-M-Campeche Oriente, se integrará con la corriente de otras Asignaciones, para ser enviada a tanques de deshidratación en la TMDB, y posteriormente a la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas donde será acondicionada para su posterior envío a pozos de inyección.

Para determinar la calidad de los hidrocarburos líquidos y gas se tomarán muestras a nivel operacional, con una frecuencia mensual, en cada pozo del Campo Pit; el muestreo de líquidos se realizará con la práctica estándar para el muestreo manual y productos de petróleo ASTM D 4057 y el muestreo para el gas con la práctica del estándar GPA 2166, así como la aplicación de los estándares ASTM D-287, D-1298, D-1945, D-3230, D-4007, D-4928 y D-4294.

e.6) Comercialización de la Producción

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

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

El aceite producido en el área de Asignación tiene como calidad característica una densidad cercana a los 10.8 °API, sin embargo, como se señaló anteriormente, éste se empleará en las dietas de elaboración de las mezclas de crudo que se realizan en Sistema Nacional de Refinación, las cuales contienen las siguientes especificaciones para su Exportación y Refinación:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

Análisis típico del Crudo "MAYA"	
°API	21.0 – 22.0
Viscosidad (SSU100F)	356
Agua y Sedimento (%vol)	0.5
Azufre (%peso)	3.4
PVR (lb/in)	5.15
Punto de escurrimiento (F)	-25
Salinidad (lb/1000 bbl)	50
Temperatura (F)	110 - 122
Análisis típico del Crudo "ISTMO"	
°API	32.0 – 33.0
Viscosidad (SSU100F)	55
Agua y Sedimento (%vol)	0.5
Azufre (%peso)	1.8
PVR (lb/in)	5.75
Punto de escurrimiento (F)	-35
Salinidad (lb/1000 bbl)	50
Temperatura (F)	90 - 105

Tabla 23. Especificaciones del crudo para su exportación y refinación.

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

Inicio	Fin
N2	0.692
CO2	4.023
H2S	4.418
Metano	17.137
Etano	16.595
Propano	29.315
i-Butano	3.271
i-Pentano	3.213
n-Butano	12.500
Hexanos	3.970
Heptanos	1.095
Peso Molecular (g/mol)	43

Tabla 24. Calidad del gas.

En cuanto al punto de venta, el Asignatario señala que para el petróleo el punto de venta se ubicará en el CCC Palomas, FPSO YKN, TM Cayo Arcas y TMDB.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWki208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
 WTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdF+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
 M7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

En lo que respecta al Punto de Venta del Gas, estos se ubicaran en el CPG Nuevo Pemex, CPG Ciudad Pemex y el CDGM Ciudad Pemex.

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

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

Es importante mencionar que el Asignatario señala que los costos asociados al transporte, almacenamiento, logística para el traslado y comercialización de Hidrocarburos entre el Punto de Medición y el punto de venta del aceite son de 1.16 [usd/barril], mientras que para el gas el Asignatario manifiesta que será de 0.46 [usd/Mpc]

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

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

Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante Oficio No. 250.226/2023 de fecha 15 de febrero de 2023, dando respuesta mediante Oficio No. 352-A-I-039 de fecha 15 de febrero de 2023, donde se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición propuestos por el Asignatario para el Campo Pit "...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

47

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlIrl86k57UuatKI83Blh+HQYw==

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 LTMMH 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 LTMMH, 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 LTMMH, 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 del Área de Asignación, 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 al Plan de Desarrollo para la Extracción por esta Comisión.
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.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6gMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57UuatKl83Blh+HQYw==

4. Dar aviso a la Comisión cuando se presente alguno de los casos que se estipula en el artículo 52, fracciones I, II, III, IV y V de los LTMMH.
5. El 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 petróleo, condensado, gas natural, agua y el número de pozos operando por campo. Asimismo, se deberán reportar las justificaciones o explicaciones sobre las variaciones y afectaciones del volumen producidos. Lo anterior, conforme al Artículo 10, fracción I, inciso b de los LTMMH.
6. Los volúmenes y calidades del Petróleo, Agua y Gas Natural producidos, así como los medidos en los Puntos 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 de los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición tipo operacional, de referencia y transferencia.
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.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNwMkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtYz8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

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 reportar la producción de condensados en el formato CNH_DGM_VHP de los LTMMH así como en el formato CNH_DGM_VHPM de los LTMMH, el Asignatario reportará los condensados líquidos medidos como aceite en el Punto de Medición del CCC Palomas, TMDB, TM Cayo Arcas y FPSO YKN, así mismo se deberán de reportar los condensados equivalentes calculados en el CPG Cactus y Nuevo Pemex mismos que se deberán de calcular tomando como base el estándar API MPMS 14.S utilizando como insumo los resultados de análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado para el área de Asignación
15. 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.
16. 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 a cada uno de los requerimientos, así mismo como lo establecido en el Plan de Desarrollo para la Extracción, asociadas a los Sistemas de Medición de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición y por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.
17. 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.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IiYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtYz8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UIInLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

Conclusión:

En cuanto al manejo y medición de la producción de los Hidrocarburos para la Asignación AE-0165-M-Campeche Oriente, Campo Pit, el Asignatario propone la implementación de los Mecanismos y Puntos de Medición los cuales estarán ubicados, para Petróleo en la TMDB mediante sistemas de Medición SM-100 y SM-200 con medidores tipo Turbina, en el CCC Palomas con sistemas de Medición PA-100, PA-200 y PA-300 instrumentados con medidores del tipo Ultrasónico y Turbina, en la TM Cayo Arcas con sistemas de Medición PA-100 y PA-200 con medidores de tipo Desplazamiento Positivo y en el FPSO YKN con sistema de Medición M-14 y tecnología de medición de tipo Ultrasónico; En cuanto al Gas, los Puntos de Medición estarán ubicados en el CDGM Ciudad Pemex con sistemas de Medición PA-101 y medidores de presión diferencial tipo placa de orificio y Coriolis y los CPG Ciudad Pemex y CPG Nuevo Pemex con sistemas de Medición PM-25 y PM-11 respectivamente e instrumentados con medidores de presión diferencial de tipo Placa de Orificio; los Puntos de Medición para los Condensados estarán ubicados en el CPG Nuevo Pemex con sistemas de Medición PM-12, PM-13, PM-14 y PM-15 y medidores de presión diferencial tipo Placa de Orificio y Coriolis y en el CPG Cactus con sistemas de Medición PM-02 y PM-03 con medidores de presión diferencial tipo Placa de Orificio y Coriolis, los cuales fueron presentados como parte de los Mecanismos de Medición en el Plan de Desarrollo para la Extracción, derivado de lo anterior, y como resultado del análisis y evaluación realizada a la propuesta del manejo y medición de los hidrocarburos producidos, se concluye que es técnicamente viable la determinación de volumen y calidad de los hidrocarburos a producir durante el Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la Asignación AE-0165-M-Campeche Oriente, Campo Pit.

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

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Asignatario para el Plan de Desarrollo, con base en el artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:
 - i. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 9, 19, 21, 23, 24 y 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
 - ii. Se analizó la información proporcionada por el Asignatario respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
 - iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con la información presentada conforme al Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fJdywKewlamEIT0pljNwMkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKI83Blh+HQYw==

- iv. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio No. 250.226/2023 de fecha 15 de febrero de 2023, dando respuesta mediante el Oficio No. 352-A-I-039 de fecha 15 de febrero de 2023, donde se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario para el Campo Pit, tal y como se menciona en el apartado “Solicitud Opinión Secretaria de Hacienda y Crédito Público (SHCP)” del presente dictamen.
- b) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46 de los LTMMH, se establece lo siguiente:
- a. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medición se concluye que es viable y adecuada en su implementación para el Campo Pit asociado a la Asignación.
 - b. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional, Referencia y de Transferencia, la misma se encuentra definida en las Figuras 2 y 3 de la presente Opinión Técnica.
 - c. Se determina que deberá dar mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los sistemas de medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
 - d. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por el Contratista en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH, además que deberá realizar los diagnósticos metrológicos a los sistemas de medición con la finalidad de asegurar la confiabilidad de los resultados de medición.
 - e. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Campo Pit en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, el Asignatario deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo presentado por lo que ya no se deberá ni podrá utilizar la metodología del Séptimo Transitorio.

f) Programa de aprovechamiento del gas natural

f.1) Características y componentes del gas

52

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8a0LeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UIInLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXIrl86k57UuatKI83Blh+HQYw==

El Asignatario presentó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado en apego a las Disposiciones Técnicas, particularmente a su artículo 22 y Anexo 1 del mismo ordenamiento.

De acuerdo con el PVT de referencia, en la Tabla 25 se muestran las características y componentes del gas correspondientes al pozo Pit-DL1:

CAMPO		Pit
Fecha de muestra		16/08/2008
POZO REPRESENTATIVO		Pit DL1
Componentes en % mol	Metano	17.137
	Etano	16.595
	Propano	29.315
	i-Butano	3.271
	i-Pentano	3.213
	n-Butano	12.500
	n-Pentano	3.136
	Hexanos	3.970
	Heptanos	1.095
	Octanos	0.436
	Nonanos	0.138
	Decanos +	0.061
	Ácido clorhídrico	0.000
	Ácido sulfhídrico	4.418
	Dióxido de Carbono	4.023
	Hidrógeno	0.000
	Nitrógeno	0.692
	Oxígeno	0.000
	Total	100.000
Propiedades	Peso Específico (kg/m ³)	1,484.000
	Peso Molecular (g/mol)	43.000
	Poder Calorífico (BTU/FT ³)	1,363.909
	Presión (Kg/cm ²)	1.030
	Temperatura (°C)	15.600
	Densidad (kg/m ³)	1,484.000

Tabla 25. Análisis de la composición del gas del Campo Pit.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVVOGZcWki208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNwMkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUcK59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

f.2) Meta de aprovechamiento de gas natural

En cumplimiento a lo indicado en las “Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos”, acuerdo CNH.16.002/15 (DOF 07/01/2016); artículo 4, la obligación del Operador Petrolero de aprovechar y conservar el Gas Natural Asociado, en el apartado V, indica, privilegiar la incineración sobre la quema y sólo por cuestiones de seguridad, se permitirá el venteo. Lo anterior, conforme a las disposiciones establecidas por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

Derivado de lo anterior, el cálculo de la Meta de Aprovechamiento de Gas (en adelante, **MAG**), se realizó de acuerdo con lo establecido en las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado (en adelante, Disposiciones), con la fórmula que se muestra a continuación:

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

Donde:

MAG_t= Meta de Aprovechamiento de Gas,

t = Año de cálculo,

A = Autoconsumo (volumen/año),

B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año),

C = Conservación (volumen/año),

T = Transferencia (volumen/año),

GP = Gas Natural Asociado producido (volumen/año),

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

A continuación, se presentan los programas mensuales de aprovechamiento de gas 2025 a 2027, así como el programa anual de 2028-2053.

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción/operación	Prom.
Producción de gas	GP	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.43	0.43	0.43	0.70	0.86	365	0.24
	GA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Autoconsumo	A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Bombeo Neumático	B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Transferencia	T	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.43	0.43	0.43	0.70	0.86	365	0.24
Gas Natural no Aprovechado		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
% de aprovechamiento		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	-	100%

Tabla 26. Aprovechamiento de gas para el 2025.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEpb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKI83Blh+HQYw==

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción/operación	Prom.
Producción de gas	GP	0.86	0.98	1.29	1.29	1.29	1.68	1.73	1.73	1.94	2.59	2.59	2.64	365	1.72
	GA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Autoconsumo	A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Bombeo Neumático	B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Transferencia	T	0.86	0.98	1.29	1.29	1.29	1.68	1.73	1.73	1.94	2.59	2.59	2.64	365	1.72
Gas Natural no Aprovechado		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
% de aprovechamiento		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-	100%

Tabla 27. Aprovechamiento de gas para el 2026.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción/operación	Prom.
Producción de gas	GP	3.30	3.45	3.45	3.90	4.32	4.32	4.41	4.94	5.18	5.18	5.47	5.83	365	4.48
	GA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Autoconsumo	A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Bombeo Neumático	B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Transferencia	T	3.30	3.45	3.45	3.90	4.32	4.32	4.41	4.94	5.18	5.18	5.47	5.83	365	4.48
Gas Natural no Aprovechado		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
% de aprovechamiento		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-	100%

Tabla 28. Aprovechamiento de gas para el 2027.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Programa de Gas (MMPCD)		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Producción de gas	GP	0.24	1.72	4.48	7.24	9.72	10.93	10.80	10.54	9.78	9.40
	GA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Autoconsumo	A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bombeo Neumático	B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	T	0.24	1.72	4.48	7.24	9.72	10.93	10.80	10.54	9.78	9.40
Gas Natural no Aprovechado		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
% de aprovechamiento		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabla 29. Aprovechamiento de gas para los años 2025-2034.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWki208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3JfdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEpb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP73rdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKI83Blh+HQYw==

Programa de Gas (MMPCD)		2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
Producción de gas	GP	8.77	7.62	6.83	6.14	5.73	5.34	4.95	4.67	4.45	4.24
	GA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Autoconsumo	A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bombeo Neumático	B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	T	8.77	7.62	6.83	6.14	5.73	5.34	4.95	4.67	4.45	4.24
Gas Natural no Aprovechado		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
% de aprovechamiento		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabla 30. Aprovechamiento de gas para los años 2035-2044.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Programa de Gas (MMPCD)		2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
Producción de gas	GP	4.06	3.71	3.46	2.89	2.57	2.27	1.46	0.84	0.18
	GA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Autoconsumo	A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bombeo Neumático	B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	T	4.06	3.71	3.46	2.89	2.57	2.27	1.46	0.84	0.18
Gas Natural no Aprovechado		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
% de aprovechamiento		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabla 31. Aprovechamiento de gas para los años 2045-2053.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

f.3) Programa de destrucción controlada

La Asignación no contará con infraestructura para el manejo y compresión del gas, por lo que el volumen de Gas producido se transferirá en su totalidad hacia la Asignación A-0375-2M - Campo Zaap para compresión y manejo en el Centro de Proceso Zaap-C; en este sentido, no aplica presentar Programas de Destrucción Controlada.

f.4) Programa de Mantenimiento con impacto en el aprovechamiento de gas.

La Asignación no contará con infraestructura para el manejo y compresión del gas, por lo que el volumen de Gas producido se transferirá en su totalidad hacia la Asignación A-0375-3M - Campo Zaap para compresión y manejo en el Centro de Proceso Zaap-C; en este sentido, no aplica presentar el programa de mantenimiento con impacto al

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57UuatKI83Blh+HQYw==

aprovechamiento de gas, ya que estos deberán ser contemplados por la Asignación A-0375-3M - Campo Zaap.

f.5) Evaluación técnica de las acciones de aprovechamiento de gas

En apego al Art. 11 de las Disposiciones, el Asignatario analizó las alternativas de autoconsumo, bombeo neumático, conservación y transferencia en los que podría aprovechar el gas producido en el campo Pit asociado a la Asignación y que intervienen en el cálculo del aprovechamiento de gas, mismas que se presentan a continuación.

Escenario 1

Alternativa de Autoconsumo: La Asignación no tendrá la posibilidad de utilizar el gas debido a que no se contará con instalaciones de producción para poder realizar separación, acondicionamiento de gas e instalaciones o equipos propios para el aprovechamiento de gas, así mismo, no es factible efectuar el autoconsumo en el área de Asignación debido a que las propiedades del fluido (baja Relación Gas Aceite o RGA y Punto de burbuja o Pb) el gas se encuentra disuelto en el aceite.

Escenario 2

Alternativa Bombeo Neumático: Los pozos del Campo Pit emplearán BEC como sistema artificial de producción, por lo que el gas producido no se requerirá en el Campo para Bombeo Neumático Continuo.

Por otro lado, de acuerdo con las características del aceite y del yacimiento, como lo son presión y temperatura, el Asignatario analizó las generalidades de los sistemas artificiales de producción: bombeo neumático, BEC, hidráulico y de cavidades progresivas, como apoyo para seleccionar el sistema artificial de producción idóneo para el desarrollo del campo, Tabla 32.

Parámetro	BM	BCP	BN	BH Jet	BEC
Profundidad (m)	30-2000	100-2000	100 – 4572	100 – 5500	100-4500
Gasto (bpd)	1-2500	5-4500	50 – 30000	300 – 15000	200 - 30000
Temperatura de Operación (°C)	37-288	24-122	37 – 204	38 – 280	38 - 232
Mantenimiento, Corrosión, % H2S	Excelente	Muy Pobre	Excelente	Excelente	Bueno
Manejo Gas	Pobre	Regular	Excelente	Bueno	Pobre
Manejo Sólidos	Regular	Regular-Bueno	Bueno	Bueno	Muy Pobre
°API	>8	>8	>20	>8	>10
Viscosidad (cp)	<200	>200	<20	<800	<200
Servicio a Pozos	Reparación con Equipo	Reparación con Equipo	Reparación con Equipo/Línea de Acero	Hidráulica/ Línea de Acero	Reparación con Equipo

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWki208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBTy7z8UuPNwVUCK59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X M7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiI1rl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

Parámetro	BM	BCP	BN	BH Jet	BEC
Movimiento Primario	Gas/ Electricidad	Gas/ Electricidad	Gas	Gas/Electricidad	Electricidad
Aplicación Costa fuera	Malo	Malo	Excelente	Malo	Excelente
Eficiencia Sistema	45 – 80%	40 - 70%	10 - 30%	10 - 30%	35 - 60%

Tabla 32. Alcances y limitaciones de los sistemas artificiales.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Basado en las características del yacimiento y de los sistemas artificiales de producción, se identificó que el BEC y el BNC presentan un mejor rendimiento. A partir de esta preselección se realizó una comparación cualitativa, donde se observa que el BEC tiene como cualidad el manejo de aceite pesado. Tabla 33.

Características y propiedades	Sistema artificial de producción	
• El yacimiento es bajosaturado,	BEC ✓	BNC ✓
• La RGA es muy baja	BEC ✓	BNC ✓
• La densidad del aceite	BEC ✓	BNC ✓
• Flexibilidad operativa	BEC ✓	BNC ✓
• Alta viscosidad del aceite	BEC ✓	BNC X

Tabla 33. Comparativa cualitativa de los sistemas artificiales BEC y BNC.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Derivado de los análisis realizados con el BEC como sistema artificial de producción, se determinó idóneo para el desarrollo de la Asignación, dadas las ventajas que presenta: buenas condiciones de operación a altas profundidades, se cuenta con experiencia en campos análogos que emplean el sistema y manejan producción de aceites pesado y en comparación al BN opera con mayores volúmenes de producción. Se concluye que el Sistema Artificial de Producción de BEC es viable para la explotación del crudo de la Asignación.

Escenario 3

Alternativa de Conservación: Para esta Asignación no se tendrá contemplado emplear el gas para inyectar a yacimiento. Considerando las propiedades del fluido (baja RGA y Pb), y que se encuentra comunicado con un acuífero activo potente lo que propicia el mantenimiento de la presión, por lo que no se requerirá la inyección de gas al yacimiento.

Escenario 4

Alternativa de Transferencia: Es por medio de esta forma que se plantea llevar a cabo el aprovechamiento de gas del Campo Pit, ya que no contará con instalaciones propias para procesar su producción de gas y no se tienen contempladas inversiones en materia de aprovechamiento de gas dentro del área de Asignación. La mezcla producida en las

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fJdywKewlamEIT0pljNwMkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP73rdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X M7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKI83Blh+HQYw==

plataformas de perforación de la Asignación se enviará hacia la Asignación A-0375-2M - Campo Zaap en el Centro de Proceso Zaap-C donde arribará el hidrocarburo para llevar a cabo los procesos de separación, compresión y estabilización.

Con esta alternativa se aprovechará el 100% de gas manejado por la Asignación.

f.6) Evaluación Económica de los Escenarios

Las premisas utilizadas en cada escenario: paridad de 20.9458, precios del 2022, tasa de descuento 7.5% anual e inicio de actividades en 2023.

En la Tabla 34 se muestra la comparativa de las alternativas anteriormente descritas:

Características	Autoconsumo	Bombeo Neumático	Conservación	Transferencia
Producción		Opción descartada por		
Aceite (MMbbls)		que los pozos de la		459.23
Gas producido (MMMpc)		Asignación	Opción descartada por las	56.62
Gas adicional (MMMpc)		emplearán como	propiedades del	0.00
Gas aprovechado (MMMpc)		sistema artificial	fluido (baja RGA y	56.62
Ingresos por producción	Opción descartada por	de producción el	Pb), y se encuentra	
Aceite (MMusd) ⁽¹⁾	que no se contará	Bombeo	comunicado con	32,356.07
Gas aprovechado (MMusd)	con instalaciones	(BEC), por lo que	un acuífero activo	318.89
Gastos de operación (MMusd) ⁽²⁾	propias de	el gas producido	potente lo que	10,163.77
Inversiones (MMusd)	proceso de gas	no se requerirá en	propicia el	
	dentro del área de	la Asignación para	mantenimiento	3,439.03
	Asignación o que	bombeo	de la presión y	
Indicadores económicos	puedan consumir	neumático y	porque no contará	
VPN AI (MMusd)	dicho gas.	porque no se	instalaciones	6,994.43
VPN DI (MMusd)		contará	propias de	2,248.44
VPI (MMusd)		instalaciones	proceso de gas	
VPN/VPI AI		propias de	dentro del área de	1,630.38
VPN/VPI DI		proceso de gas	Asignación.	4.29
		dentro del área de		1.38
		Asignación.		

1. Incluye el ingreso por la mezcla de aceite (aceite de Pit y Crudo Ligero).

2. Incluye la compra de Crudo Ligero.

Tabla 34. Comparación de alternativas de aprovechamiento de gas.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

El Asignatario selecciona la forma de aprovechamiento por transferencia como alternativa seleccionada, dado que técnicamente es la única factible para asegurar la operación y desarrollo de la Asignación.

f.7) Relación Gas-Aceite

La Asignación producirá por encima de la presión de burbuja hasta el agotamiento de sus reservas 2P en todos los escenarios de explotación evaluados, por lo cual no existirá

59

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3JfdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

gas libre en el yacimiento y los pozos exhibirán una RGA constante en toda su vida productiva. Por esta razón la RGA máxima que presentarán los pozos será muy similar a la RGA total del experimento de separadores del estudio PVT representativo del Campo correspondiente al pozo de referencia es el Pit-DL1 (21.96 m³/m³).

Formación	RGA (m ³ /m ³)	
	Actual	Máxima
Cretácico	-	21.96

Tabla 35. RGA actual y máxima.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

G) Análisis Económico⁴

La opinión económica relativa a la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo del Campo Pit, asociado a la Asignación se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente:

- Montos de inversión y gasto operativo de la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo.
- La descripción del Programa de Inversiones de la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo.
- La consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo.
- La evaluación económica del proyecto de la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo.

g.1) Montos de inversión y gasto operativo de la solicitud de Plan de Desarrollo

A continuación, se presentan los montos de inversiones y gastos de la propuesta de Plan de Desarrollo:

Periodo	Inversiones MMUSD	Gastos de Operación MMUSD	Total MMUSD
2023-2049 ^a	\$3,343.86	\$9,840.51	\$13,184.37

Tabla 36. Inversiones y gastos de operación propuestos para el Plan de Desarrollo del Campo Pit.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

- Tanto el programa de inversiones como la evaluación económica están truncados a la Vigencia de la Asignación, 2049, salvo los montos relacionados al abandono. Las erogaciones de gastos de abandono posteriores al 2049 se consideran en la Vigencia de la Asignación, 2049, para la evaluación económica y para el programa de inversiones

⁴ La totalidad de los montos contenidos en el presente apartado se presentan en dólares de 2022.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVOGZcWki208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNwMkUk8d1BTd2pXgzSCcu8a0LeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlIrl86k57UuatKI83Blh+HQYw==

g.2) La descripción del Programa de Inversiones

A continuación, se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo elaborado por el Operador, desglosado por “Actividad” y “Subactividad”, de conformidad con lo establecido en los Lineamientos:

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Monto MMUSD
Desarrollo	General	\$8,660.60
	Perforación de Pozos	\$576.32
	Intervención de Pozos	\$11.58
	Otras Ingenierías	\$0.18
	Construcción Instalaciones	\$462.65
Producción	General	\$1,666.55
	Ingeniería de Yacimientos	\$0.35
	Construcción Instalaciones	\$46.86
	Intervención de Pozos	\$1,370.23
	Operación de Instalaciones de Producción	\$104.49
	Ductos	\$30.99
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$5.31
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$248.27
Total general		\$13,184.37

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

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

g.3) Consistencia de la información económica y actividades propuestas

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

g.4) La evaluación económica del proyecto.

En la Tabla 37, 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:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IiYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8a0LeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

Premisas	Valor	Unidades
Periodo de evaluación	2023-2049	años
Producción de petróleo	445.18	millones de barriles
Vol. de venta de mezcla	575.70	millones de barriles
Producción de gas	54.89	miles de millones de pies cúbicos
Volumen de venta de gas	54.89	miles de millones de pies cúbicos
Precio de la mezcla ^a	\$54.36	dólares por barril
Precio del gas ^b	\$5.62	dólares por millar de pie cúbico
Inversiones	\$3,343.86	millones de dólares
Gasto de operación	\$9,840.51	millones de dólares
Tasa de descuento	10%	Porcentaje anual
Tipo de cambio	\$20.95	pesos / dólar
Otros ingresos ^c	\$14.36	millones de dólares
Otros egresos ^d	\$461.67	millones de dólares

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

Notas:

- a. Precio ponderado de la mezcla del petróleo producido por la Asignación con el crudo ligero comprado, en el periodo 2025-2049.
- b. Precio ponderado, 2025-2049, obtenido de las premisas de evaluación de PEP para la Asignación AE-0165-M Campeche Oriente, Campo Pit.
- c. Ingresos por servicios de manejo de la producción, mantenimiento y abandono de instalaciones de la Asignación AE-0165-M Campeche Oriente, Campo Pit, brindados a otras Asignaciones de Extracción.
- d. Egresos por servicios de manejo de la producción, mantenimiento y abandono de instalaciones fuera de la Asignación AE-0165-M Campeche Oriente, Campo Pit, brindados por otras Asignaciones de Extracción.

En la figura 20, se muestra la proyección de Ingresos y Egresos asociados a la evaluación del proyecto, considerando las premisas antes descritas, en el periodo 2023-2049.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWki208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3JfdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdF+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UIInLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

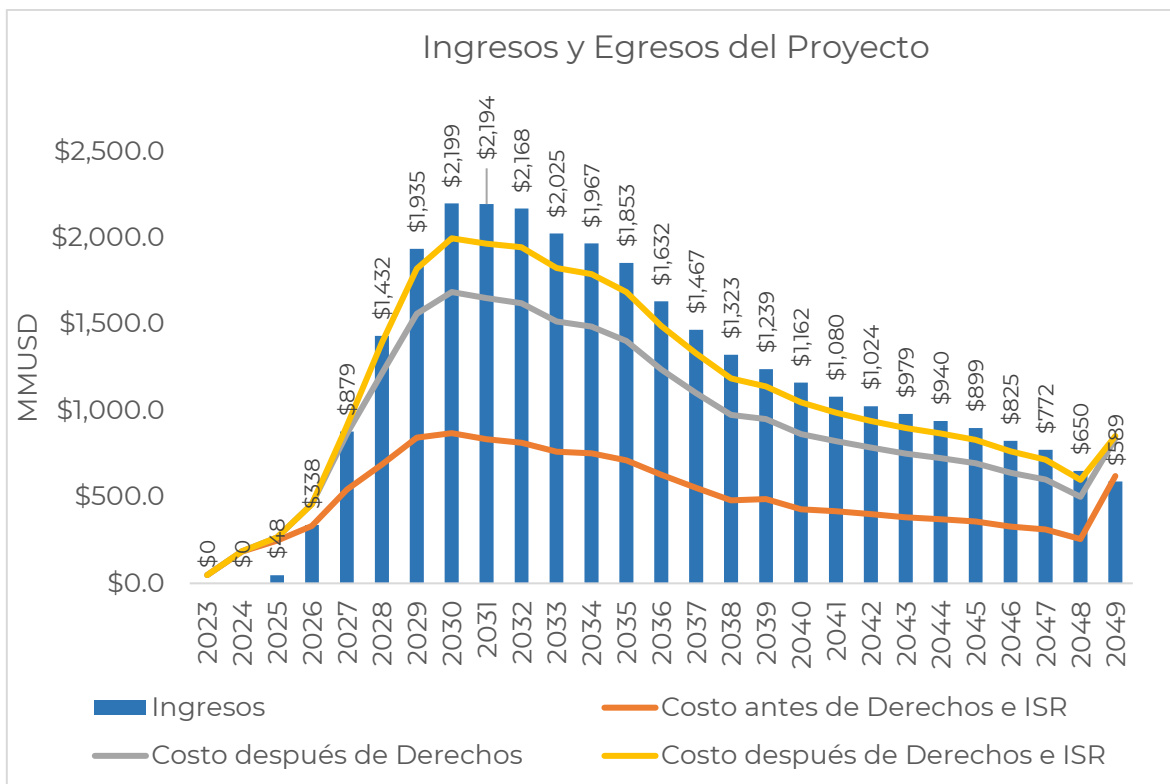


Figura 20. Proyección de Ingresos y Egresos asociados a la evaluación del proyecto, considerando las premisas antes descritas, en el periodo 2023-2049 (Fuente: Comisión con información del Asignatario).

g.4.1) Resultados de la evaluación económica

En la Tabla 38, se muestran los indicadores económicos obtenidos:

Indicador	Antes del Pago de Derechos e ISR	Después del Pago de Derechos ^a	Después del Pago de Derechos e ISR ^b
VPN (MM US\$)	\$5,210.01	\$1,588.63	\$260.90
VPI (MM US\$)	\$1,365.13		
VPN/VPI (US\$/US\$)	3.82	1.16	0.19
RBC (US\$/US\$)	2.15	1.20	1.03

Tabla 39. Resultados de la evaluación económica (Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGzCwKi208YDuGwGR6hgMRIJKoC0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8a0LeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBTy7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X M7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

g.3.3) Consideraciones

Con base en los resultados del análisis realizado, esta Comisión considera que el Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación AE-0165-Campeche Oriente, Campo Pit permitirá al Operador desarrollar el campo y realizar las actividades petroleras pertinentes, atendiendo la normativa vigente, para producir los hidrocarburos y realizar el abandono correspondiente, en su momento oportuno.

Bajo las premisas presentadas anteriormente y bajo las disposiciones previstas en la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos y demás normativa aplicable, el proyecto analizado resulta con indicadores económicos positivos, lo cual derivará en beneficios económicos para el Operador y para el Estado durante el periodo productivo del proyecto.

VI. Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa en la Extracción métricas de evaluación del Plan de Desarrollo

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en el Plan de Desarrollo, a continuación, en la Tabla 39 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme a los artículos 102 incisos a), b), c), d), e), f) y g), 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 19, fracciones IV y V de los Lineamientos.

a) Producción

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

b) Aprovechamiento de gas natural

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

c) Reparaciones Mayores

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8a0LeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymLgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP73rdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X M7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

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

d) Pozos perforados

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

e) Terminación de Pozos

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

f) Gasto de Operación

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

g) Inversión

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

Tabla 40. Indicadores de desempeño.

(Fuente: Comisión)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWki208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fJdywKewlamEIT0pljNwMkUk8d1BTd2pXgzSCcu8a0LeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlIrl86k57WuatKI83Blh+HQYw==

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

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 7, fracciones II y III de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22, fracciones XI y XIII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Asignatario 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 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 actividades contempladas en el Plan a la vigencia de la Asignación, como se observa en la Tabla 40.

Actividad	Programadas ^{a.} (2023-2049)	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación	26		
Terminación	26		
RMA	5		
RME	670		
Ductos	5		
Plataformas	2		
Abandono			
Taponamientos ^{b.}	0		
Abandono ^{b.}	0		

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

(Fuente: Comisión)

- a. Considera hasta la vigencia de la Asignación
 - b. Después de la vigencia considera el taponamiento de 27 pozos, la inertización y desmantelamiento de 5 ductos y el abandono de 2 plataformas
- 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 41.

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Programa de Erogaciones (2023-2039) MMUSD ^{a.}	Erogaciones ejercidas MMUSD	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	General	\$8,660.60		

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNwMkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X M7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKI83Blh+HQYw==

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Programa de Erogaciones (2023-2039) MMUSD ^a .	Erogaciones ejercidas MMUSD	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
	Perforación de Pozos	\$576.32		
	Intervención de Pozos	\$11.58		
	Otras Ingenierías	\$0.18		
	Construcción Instalaciones	\$462.65		
Producción	General	\$1,666.55		
	Ingeniería de Yacimientos	\$0.35		
	Construcción Instalaciones	\$46.86		
	Intervención de Pozos	\$1,370.23		
	Operación de Instalaciones de Producción	\$104.49		
	Ductos	\$30.99		
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$5.31		
Abandono ^b	Desmantelamiento de Instalaciones	\$248.27		
Total general		\$13,184.37		

Tabla 42. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.

(Fuente: Comisión)

- Considera hasta la vigencia de la Asignación.
- Las erogaciones de gastos de abandono posteriores al 2049 se consideran en la Vigencia de la Asignación, 2049, para la evaluación económica y para el programa de inversiones.

Las Comisión dará seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivado de la ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 42.

Fluido	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Producción de gas programada (MMpcd)	-	-	0.24	1.72	4.48	7.24	9.72	10.93	10.8	10.54	9.78	9.4	8.77	7.62	6.83	6.14	5.73
Producción de gas real (MMpcd)																	
Porcentaje de desviación																	
Producción de aceite programada (Mbd)	-	-	1.95	13.98	36.37	58.69	78.84	88.62	87.57	85.52	79.29	76.28	71.09	61.83	55.43	49.76	46.47
Producción de aceite real (Mbd)																	
Porcentaje de desviación																	

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fJdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8a0LeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X M7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKI83Blh+HQYw==

Fluido	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	Volumen a recuperar* (2023-2053)
Producción de gas programada (MMpcd)	5.34	4.95	4.67	4.45	4.24	4.06	3.71	3.46	2.89	2.57	56.62 MMMpc
Producción de gas real (MMpcd)											
Porcentaje de desviación											
Producción de aceite programada (Mbd)	43.34	40.16	37.9	36.1	34.4	32.9	30.06	28.03	23.45	20.8	459.23 MMb
Producción de aceite real (Mbd)											
Porcentaje de desviación											

Tabla 43. Producción de aceite y gas propuesta.
(Fuente: Comisión)

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

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

VII. Sistema de Administración de Riesgos

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

En tal sentido, es de señalar que fue solicitada a la ASEA su opinión respecto del Sistema de Administración de Riesgos asociado al Plan de Desarrollo correspondiente a la Asignación en comento mediante Oficio 250.290/2023 de 28 de febrero de 2023, sin que a la fecha exista el pronunciamiento de la ASEA.

Cabe señalar que el presente Dictamen Técnico se emite sin perjuicio de la obligación del Asignatario de atender la Normativa emitida por la ASEA, lo anterior atendiendo al esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEf7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

artículos 3 y 22, fracción I de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

VIII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

Mediante oficio 250.291/2023 de 28 de febrero de 2023, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía (SE) emitir opinión sobre el programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional.

Cabe señalar que mediante Oficio DGCNFSE.432.2023.0174 de 07 de marzo de 2023, la SE emitió Opinión favorable respecto del Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional asociado al Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente a la Asignación AE-0165-M-Campeche Oriente, Campo Pit.

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 Asignatario de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

IX. Resultado del Dictamen Técnico

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 el 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 de Energía 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.

Asimismo, derivado de que el Plan de Desarrollo analizado en este Dictamen presenta desviaciones a la información documentada en el Título de la Asignación, siendo que las

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8a0LeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdF+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKI83Blh+HQYw==

actividades propuestas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo resultan técnicamente viables; la Comisión analizó recomendar a consideración y con base en las atribuciones de la Secretaría de Energía modificar el Anexo 2 del Título de la Asignación, a fin de reflejar las actividades propuestas en el Plan de Desarrollo para la Extracción en el Título de Asignación.

Lo anterior, tomando en consideración lo establecido en el segundo párrafo inciso C) del Termino y Condición Séptimo, mismo que indica lo siguiente:

“(…) Durante este periodo, el Asignatario llevará a cabo las actividades de Extracción conforme al Plan de Desarrollo para la Extracción y estará obligado a concluir al menos el Compromiso Mínimo de Trabajo para el Periodo de Extracción. La Secretaría incluirá este Compromiso Mínimo de Trabajo en el Anexo 2 del presente Título de Asignación (…)”

Por lo anterior, con fundamento en los artículos 6 de la Ley de Hidrocarburos y 16 de su Reglamento se emite opinión a efecto de considerar la modificación del Anexo 2 del Título de Asignación a fin de que sea consistente con las actividades propuestas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo propuesto en los siguientes términos:

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

Metas físicas	Número
Perforación y Terminación de pozos de desarrollo	26
Reparaciones menores	670
Reparaciones mayores	5
Plataformas	2
Ductos	5
Inversiones (MMUSD)	3,095.59

Tabla 44. Propuesta de CMT para la Asignación AE-0165-M-Campeche Oriente, Campo Pit. (Fuente: Comisión)

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.

La Comisión llevó a cabo la evaluación del 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 Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, 19, 59 fracción I, II, III, IV, V y el Anexo II de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan de Desarrollo

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8a0LeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdF+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlIrl86k57WuatKI83Blh+HQYw==

dan cumplimiento a la normativa aplicable y es congruente con las obligaciones establecidas en el Título de Asignación.

Lo anterior permite a esta Comisión determinar que el Asignatario presentó los elementos para acreditar el cumplimiento de las capacidades técnicas, financieras y de ejecución.

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

Por medio de la ejecución de actividades como registros de presión, actualización del modelo dinámico y de simulación, pruebas de presión, estudios de cálculo de aceite remanente, actualización del modelo estático y perforación de pozos, mismas que serán ejecutadas en Campo Pit, se contribuirá a acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.

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

Las actividades de desarrollo propuestas por el Asignatario permitirán recuperar un volumen, al fin de la vigencia de la Asignación, (en agosto de 2049), de 320.32 MMb de aceite y 39.49 MMMpc de gas. Teniendo un factor de recuperación estimado a la misma fecha de 11.46% para el aceite y de 11.46% para el gas. Cabe mencionar que, de acuerdo con los perfiles de producción presentados, el inicio de la producción de hidrocarburos en la Asignación dará comienzo en el año 2025.

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

Derivado de las actividades de desarrollo propuestas por el Asignatario y las nuevas localizaciones para perforar nuevos pozos productores, el planteamiento del Plan de Desarrollo considera explotar la Reserva 2P cuantificada por el Asignatario al 01 de enero de 2023, así como el volumen original asociado a la categoría 2P.

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

Las actividades planteadas por el Asignatario para llevar a cabo dentro del Área de la Asignación durante la ejecución del Plan de Desarrollo están orientadas a la maximización de los factores de recuperación del Campo y a la recuperación de la reserva 2P cuantificada al 01 de enero de 2023 por el Asignatario. Por lo anterior, se determina que el Plan de Desarrollo promueve las actividades de extracción y así, se considera viable continuar la producción de hidrocarburos a través de las actividades de desarrollo planteadas.

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

Después de analizar la información remitida por el Asignatario, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar en el ámbito técnico para la producción y abandono del Campo propuestas en el presente Plan son adecuadas para realizar las actividades de Extracción de Hidrocarburos y contribuirán a maximizar los factores de recuperación.

f) El programa de aprovechamiento del gas natural

Basado en el análisis realizado por la Comisión, se determina que el Programa de Aprovechamiento del Gas Natural es consistente con la estrategia de Desarrollo del Asignatario, que se enfoca en maximizar la recuperación de aceite y el valor económico del mismo, así como optimizar el uso y operación de las instalaciones disponibles para el manejo y aprovechamiento del gas natural; toda vez que el aprovechamiento del gas asociado será transferido de manera multifásica, ya que dentro de la Asignación, no se contará con instalaciones propias para procesar la producción de gas. La mezcla producida en las plataformas de perforación de la Asignación se enviará hacia la Asignación A-0375-3M - Campo Zaap en el Centro de Proceso Zaap-C donde arribará el hidrocarburo para llevar a cabo los procesos de separación, compresión y estabilización, teniendo un aprovechamiento del gas natural asociado del 100% a partir del año 2025 y se mantiene durante toda la vigencia del Plan.

De esta manera, en lo que respecta a la máxima RGA a la que podrán producir los pozos, se establece lo siguiente:

Formación	RGA (m ³ /m ³)	
	Actual	Máxima
Cretácico	-	21.96

Tabla 45. RGA actual y máxima.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

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

g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos

En cuanto al manejo y medición de la producción de los Hidrocarburos para la Asignación AE-0165-M-Campeche Oriente, Campo Pit, el Asignatario propone la implementación de los Mecanismos y Puntos de Medición los cuales estarán ubicados, para Petróleo en la TMDDB mediante sistemas de Medición SM-100 y SM-200 con medidores tipo Turbina, en el CCC Palomas con sistemas de Medición PA-100, PA-200 y PA-300 instrumentados con medidores del tipo Ultrasónico y Turbina, en la T.M. Cayo Arcas con sistemas de Medición PA-100 y PA-200 con medidores de tipo Desplazamiento Positivo y en el FPSO YKN con sistema de Medición M-14 y

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVVOGZcWKi208YDuGwGR6hMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTi+exauz99rl9mzdF+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UIITnLgr7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlIrl86k57WuatKI83Blh+HQYw==

tecnología de medición de tipo Ultrasónico; En cuanto al Gas, los Puntos de Medición estarán ubicados en CDGM Ciudad Pemex con sistemas de Medición PA-101 y medidores de presión diferencial tipo placa de orificio y Coriolis y los CPG Ciudad Pemex y CPG Nuevo Pemex con sistemas de Medición PM-25 y PM-11 respectivamente e instrumentados con medidores de presión diferencial de tipo Placa de Orificio; los Puntos de Medición para los Condensados estarán ubicados en el CPG Nuevo Pemex con sistemas de Medición PM-12, PM-13, PM-14 y PM-15 y medidores de presión diferencial tipo Placa de Orificio y Coriolis y en el CPG Cactus con sistemas de Medición PM-02 y PM-03 con medidores de presión diferencial tipo Placa de Orificio y Coriolis, los cuales fueron presentados como parte de los Mecanismos de Medición en el Plan de Desarrollo para la Extracción, derivado de lo anterior, y como resultado del análisis y evaluación realizada a la propuesta del manejo y medición de los hidrocarburos producidos, se concluye que es técnicamente viable la determinación de volumen y calidad de los hidrocarburos a producir durante el Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la Asignación AE-0165-M-Campeche Oriente, Campo Pit.

X. Conclusiones

En consecuencia, con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, el Dictamen del Plan de Desarrollo para la Extracción, asociado a la Asignación AE-0165-M-Campeche Oriente, Campo Pit, en sentido favorable, respecto de las actividades propuestas, mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación. Lo anterior, de conformidad con el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 19, fracción VI, numeral iii y 59 de los Lineamientos.

XI. Recomendaciones

La Comisión llevó a cabo la evaluación del 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, así como 18, 19, 59 fracción I, II, III, IV, V y el Anexo II de los Lineamientos.

Finalmente, esta Comisión tiene por bien realizar las siguientes recomendaciones:

- De acuerdo con la tecnología considerada a ser usada por el Asignatario para el desarrollo del Campo Pit, se observa que el uso de aparejos BEC sencillos. Por lo anterior, se recomienda continuar con el análisis de tiempo de vida de dichos equipos y realizar las actualizaciones necesarias a la estrategia de desarrollo de acuerdo con los resultados obtenidos y de acuerdo con el artículo 62 de los Lineamientos para garantizar la maximización del factor de recuperación final de hidrocarburos.
- Una vez iniciada la etapa de producción del Campo Pit, se recomienda mantener un monitoreo constante del avance del contacto agua-aceite con la finalidad de actualizar el análisis de gastos críticos y regular el ritmo

73

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3JfdywKewlamEIT0pljNwMkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdF+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57UuatKI83Blh+HQYw==

de producción de los pozos y, en su caso, actualizar la estrategia de explotación del campo.

- Se recomienda continuar con el análisis de la implementación de métodos de recuperación secundaria y mejorada, lo anterior considerando futuros precios de hidrocarburos para la actualización de la evaluación económica de dicho método.
- Realizar los experimentos y análisis correspondientes para la caracterización tanto del fluido producido en el Campo Pit, como de la mezcla resultante con el Crudo Ligero Marino con el objetivo de determinar las medidas necesarias para el aseguramiento de flujo dentro del sistema de recolección dentro de la Asignación.
- Actualizar los estudios para la identificación de los retos tecnológicos del Plan, así como los de inteligencia tecnológica para la identificación de nuevas tecnologías de desarrollo y extracción de aceites pesados y extrapesados (caracterización de fluidos y dinámica del yacimiento, aseguramiento de flujo, sistemas artificiales de producción).
- Analizar la viabilidad de acelerar la construcción y puesta en operación de las plataformas y ductos, con la finalidad de adelantar la producción del Campo Pit.

ELABORÓ
ING. EMILIO ADRIÁN SANTIAGO DESEUSA
SUBDIRECTOR ÁREA

REVISÓ
MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ
DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN

AUTORIZÓ
ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO
TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN

Los firmantes y colaboradores del presente Dictamen Técnico lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 36, 37, 39 Y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión respecto de la Solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción del Campo Pit, el cual se encuentra dentro de la Asignación AE-0165-M-Campeche Oriente.

74

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWKi208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9S3fdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCy
WTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdF+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X
M7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

Ing. Emilio Adrian Santiago Deseusa
Subdirección De Indicadores De Eficiencia En Proyectos

ELABORÓ

Firma de Emilio Adrian Santiago Deseusa

Fecha de Sello Digital: 30/03/2023 06:08:03 p. m.

Sello Digital:

fWeIXDZDCJ+hsv5k7fPBz9IQqEPkmDnNKRzmeHK1e8SI2yqwp+4i4frF3M0Qf8pwnDFD1fL3iG6eLFI7IrY30F15LaPxQ8f5pqDJ8g+RC6vCeyPLs7lwZOS/mVpyfRATmkFVmfAuiXBZkZLev0Fqq9EICQHirDFdnhgzaDCn4CpG6ZPWYUkHrWzuyw9e6YHAYNpfcLxNveInny+GnjEQRRrsGUSLsYMS36B4wlbWVTg6qchwhP5zxUEBurd1oLsVu20LtO4azywqBtXvwJ2jI7vYVWBWPed6e2b+F0HoR+/NOwa7QBhdsnCeyDXr3LUid9WTdQISCCoHz5oaxaw==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla 11.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFE contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

Mtro. Francisco Castellanos Páez
Director General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ

Firma de Francisco Castellanos Paez

Fecha de Sello Digital: 11/04/2023 05:53:50 p. m.

Sello Digital:

D7EBCh+dMTgq579A5/lvyU7MgCRzrTuCxt4LHGJmgCOg6cNleXsd7sgomiexroGBm4JPHPHzGUhQQduwk7ERiZ5oRtq/HaJ0rSv231YGHndtVUMzECXZi7IM+JWZ3u8H0Rkl3Q01G11D46yKnDpxvqmIJB+vonJBW32hAcY+AvU2ZagFRny3kwB5mChHhW0guYoOC/H3iildhqFftBr2TGHsDJcVnE4ZVkoIU3V7rCYgRXBQoDg4yxc52vUgOJ30c9eIB7fB+DB9Lgeh9kLaCk5ACxHN78LLYrdk+oWMrDX+aAxvRPDjkj+vyH4VrExQRG9Vaxkn3jtvvdMOFaw==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla 11.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFE contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVVSVOGZcWki208YDuGwGR6hgMRIJKoC0S9IIYiaXhv9SjfdyKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUCk59Hgu+TMH/eBM+v6keymlgHVTI+exauz99rl9mzdf+1utrM4MziOEfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6X M7h6UItLgr7gxQ5zq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVVOGZcWki208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9SjfdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUGK59Hgu+TMH/eBM+v6keymIlgHVTi+exauz99rI9mzdF+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlIrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==

"El presente acto administrativo ha sido firmado mediante el uso de la firma electrónica avanzada del funcionario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de la resolución, de conformidad con los artículos 38, párrafos primero, fracción V, tercero, cuarto, quinto y sexto, y 17 D, tercero y décimo párrafos del Código Fiscal de la Federación. De conformidad con lo establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla 11.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 12/04/2023 11:46:42 a. m.

Sello Digital:

XCoVSVVOGZcWki208YDuGwGR6hgMRIJKOc0S9IIYiaXhv9SjfdywKewlamEIT0pljNWmkUk8d1BTd2pXgzSCcu8aOLeBebRir/kpbTqRYNY+2ybiBwifrhOpu83QDCyWTypFZBtY7z8UuPNwVUGK59Hgu+TMH/eBM+v6keymIlgHVTi+exauz99rI9mzdF+1utrM4MzIOEpfb7TDpMLBp7RlaODunBBgtVZP7Jrdm6j+WjcsLj3UThuQVsjg6XM7h6UITnLgR7gxQ5zqq4b+cEsej2F8TrkeMYt/tarJQua2vj0acbJq3wVagZ5eiXlIrl86k57WuatKl83Blh+HQYw==