

CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico del Programa de Transición.

Campo Tlakati, Asignación AE-0151-M-Uchukil

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Noviembre, 2022



Contenido

I. Identificación del Operador y del área de Asignación.....	4
II. Elementos generales del Programa.....	8
Alcance.....	8
III. Relación cronológica del proceso de revisión.....	10
IV. Criterios de evaluación utilizados para la emisión del Dictamen.....	11
V. Análisis y Evaluación de los elementos del Programa de Transición.....	13
a) Características Generales y propiedades de los yacimientos de la Asignación referente al Campo Tlakati.....	14
b) Antecedentes de Exploración y Evaluación.....	15
Exploración y Evaluación.....	15
Identificación del intervalo considerado yacimiento.....	16
Fluidos.....	18
Resultados de la prueba de presión-producción efectuada al pozo Tlakati-TEXP al amparo del Programa de Evaluación vigente.....	19
Modelo de yacimiento.....	20
c) Actividades y metas físicas.....	24
Perforación de pozos.....	28
Ductos e infraestructura.....	30
Toma de Información o estudios.....	30
d) PROGRAMA DE INVERSIONES.....	30
Consistencia de la Información de la Solicitud de aprobación.....	31
Conclusión del Programa de Inversiones.....	31
e) Manejo y Medición de la producción de Hidrocarburos.....	31
I. Identificación de los Puntos de Medición provisional propuestos..	34
Punto de Medición provisional de Petróleo.....	34
Punto de Medición provisional de Gas.....	34
Punto de Medición provisional de Condensado.....	34
Ubicación del Punto de Medición provisional propuesto.....	34

II. Responsable Oficial.....	35
III. El mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de	35
Comercialización de los Hidrocarburos	36
IV. El Programa de Diagnósticos a realizar durante la implementación del Punto de Medición provisional para Petróleo, Gas y Condensado	37
Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).....	37
Obligaciones del Asignatario:.....	38
Conclusiones.....	40
f) Aprovechamiento de gas.....	40
De las formas de aprovechamiento del Gas Natural Asociado.....	42
VI. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y métricas de evaluación del Programa de Transición	42
VII. Sistema de Administración de Riesgo.....	44
VIII. Sentido del Dictamen Técnico	44
a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país: 45	
b) La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos:.....	45
c) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país:.....	45
d) Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos:	45
IX. Recomendaciones	46

I. Identificación del Operador y del área de Asignación

El Asignatario promovente de la solicitud de aprobación del Programa de Transición del campo Tlakati que se encuentra dentro de la Asignación AE-0151-M-Uchukil, es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción, por medio de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio adscrita a la Subdirección de Administración del Portafolio de Exploración y Producción, con facultades para representar a PEP en términos de los artículos 40, fracción I; 42, fracción I, numeral 10, inciso d); y 100, fracción I del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 28 de junio de 2019 mediante el "AVISO por el que se da a conocer las direcciones electrónicas en donde podrá ser consultado el Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción", así como su respectiva modificación publicada el 23 de diciembre de 2019 mediante el "AVISO por el que se dan a conocer las direcciones electrónicas en donde podrán ser consultadas las modificaciones al Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción y su aprobación". En la Tabla 1 se muestran los datos generales de la Asignación.

Asignación	AE-0151-M-Uchukil
Estado y Municipio	Aguas territoriales del Golfo de México frente al Estado de Tabasco
Área del Asignación	1107.62 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
Yacimientos y/o Campos	A partir de Ronda 0: Suuk, Uchbal, Xikin, Hokchi, Itta, Yaxche, Mulach, Tlamatini, Xolotl, Ichilan, Tlakati, Tekuani, Pokche (K-Jsk), Xanab.
Restricciones	Para efectos de esta Asignación (i) en el Polígono A; las actividades podrán realizarse sólo en el Mesozoico, y (ii) queda excluida el área del Polígono A. El Asignatario no podrá realizar actividades de exploración y Extracción de Hidrocarburos en los traslapes con las siguientes áreas de Asignación y en su caso, posteriores modificaciones, que se indican a continuación: A-0369-2M-Campo Xanab, A-0373-2M-Campo Yaxché y AE-0006-8M-Amoca Yaxché-04.
Colindancias	A-0369-2M - campo Xanab, A-0373-2M - campo Yaxche, AE-0006-8M - Amoca-Yaxche - 04, AE-0150-M-Uchukil, AE-0152-M-Uchukil y AE-0153-M-Uchukil

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

El campo Tlakati se encuentra ubicado en aguas territoriales del Golfo de México, a 30 km al NW del puerto Marítimo de Dos Bocas, Tabasco, en un tirante de agua de 33, el polígono de evaluación que delimita al campo Tlakati en el yacimiento Mioceno Superior está conformado por 20 vértices y abarca un área de 33.928963 km² como lo muestra la Figura 1. Fue descubierto con la perforación del pozo exploratorio Tlakati-1EXP en 2021, resultando productor de aceite de 14.8°API, descubriendo acumulaciones comerciales de hidrocarburos en las arenas de Mioceno Superior (MS), geológicamente pertenece a la porción marina de las Cuencas del Sureste dentro del Cinturón Plegado Akal.

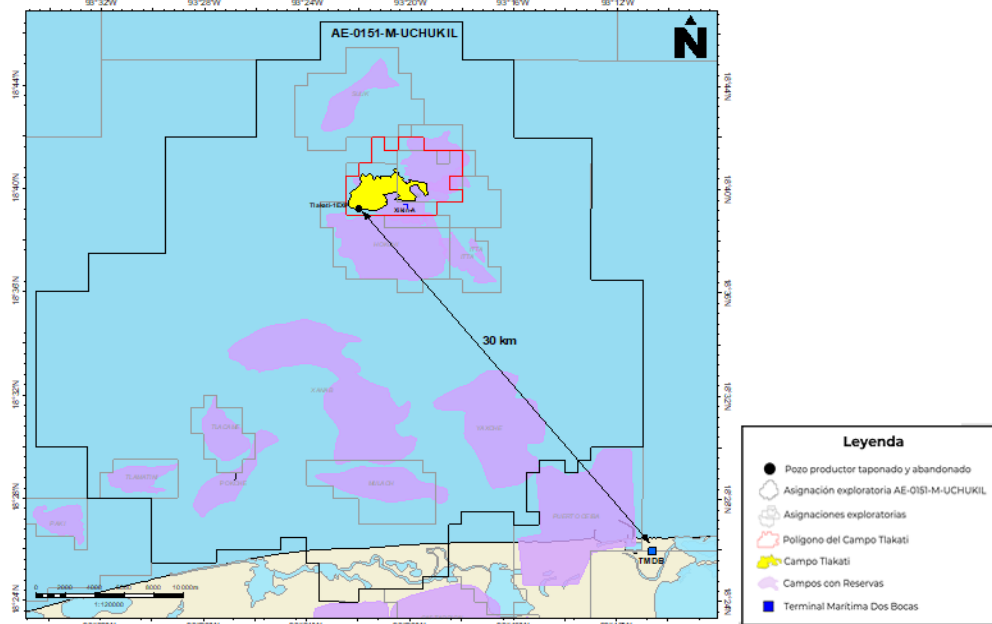


Figura 1 Ubicación de la Asignación AE-0140-2M-Comalcalco
(Fuente: Comisión)

Los vértices que delimitan el área de la Asignación donde se encuentra ubicado el Campo están definidos por las coordenadas que se muestran en la Tabla 2.

	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93°18'00"	18°45'00"
2	93°16'00"	18°45'00"
3	93°16'00"	18°42'00"
4	93°13'00"	18°42'00"
5	93°13'00"	18°36'30"
6	93°11'00"	18°36'30"
7	93°11'00"	18°30'00"
8	93°13'00"	18°30'00"
9	93°13'00"	18°29'30"

10	93°13'30"	18°29'30"
11	93°13'30"	18°29'00"
12	93°14'00"	18°29'00"
13	93°14'00"	18°29'30"
14	93°15'00"	18°29'30"
15	93°15'00"	18°29'00"
16	93°15'30"	18°29'00"
17	93°15'30"	18°27'30"
18	93°15'00"	18°27'30"
19	93°15'00"	18°27'00"
20	93°16'00"	18°27'00"
21	93°16'00"	18°27'30"
22	93°18'00"	18°27'30"
23	93°18'00"	18°27'00"
24	93°18'30"	18°27'00"
25	93°18'30"	18°25'00"
26	93°19'30"	18°25'00"
27	93°19'30"	18°24'30"
28	93°22'00"	18°24'30"
29	93°22'00"	18°24'00"
30	93°23'30"	18°24'00"
31	93°23'30"	18°25'30"
32	93°24'00"	18°25'30"
33	93°24'00"	18°26'30"
34	93°25'00"	18°26'30"
35	93°25'00"	18°26'00"
36	93°27'30"	18°26'00"
37	93°27'30"	18°25'30"
38	93°30'00"	18°25'30"
39	93°30'00"	18°28'00"
40	93°32'30"	18°28'00"
41	93°32'30"	18°30'00"
42	93°34'30"	18°30'00"
43	93°34'30"	18°36'00"
44	93°32'30"	18°36'00"
45	93°32'30"	18°37'30"
46	93°29'30"	18°37'30"
47	93°29'30"	18°42'00"
48	93°26'00"	18°42'00"
49	93°26'00"	18°45'00"
50	93°23'30"	18°45'00"
51	93°23'30"	18°46'30"
52	93°18'00"	18°46'30"

*Tabla 2 Coordenadas del polígono A de la Asignación AE-0151-M-Uchukil
(Fuente: Título de Asignación para realizar Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos Aguas someras AE-0151-Uchukil).*

En la Figura 2 se muestra el polígono de evaluación que delimita al campo Tlakati en el yacimiento Mioceno Superior está conformado por 20 vértices y abarca un área de 33.928963 km².

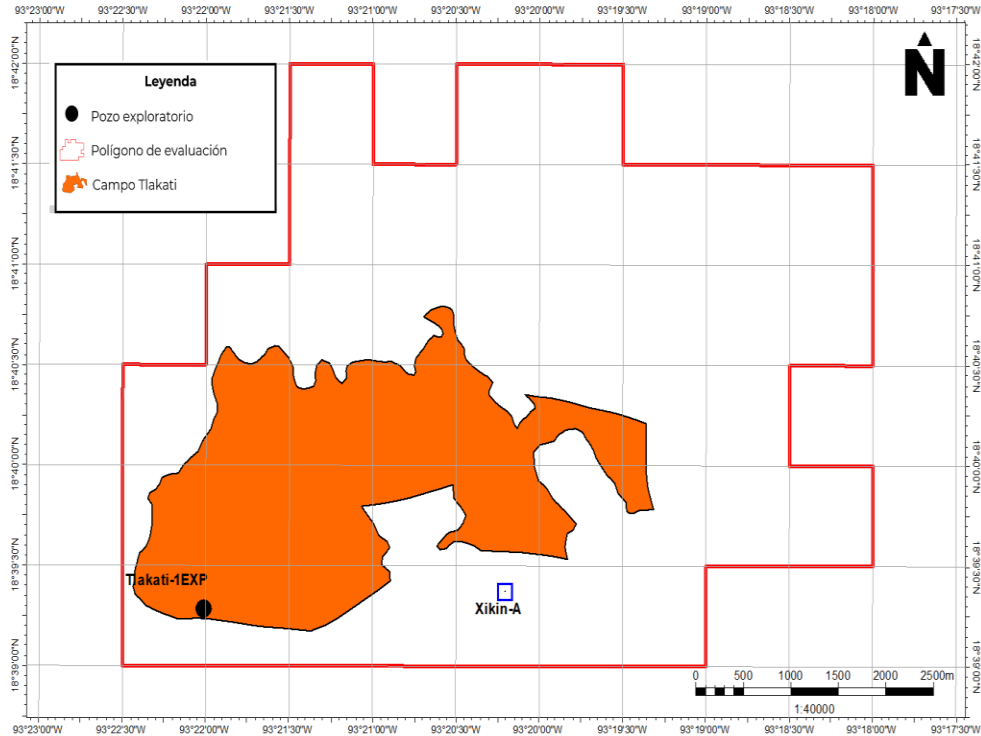


Figura 2 Ubicación del polígono de evaluación del campo Tlakati (Fuente: Comisión).

Las coordenadas geográficas del polígono que circunscribe al campo Tlakati en el yacimiento Mioceno Superior se presentan en la Tabla 3.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93°22'00"	18°41'00"
2	93°21'30"	18°41'00"
3	93°21'30"	18°42'00"
4	93°21'00"	18°42'00"
5	93°21'00"	18°41'30"
6	93°20'30"	18°41'30"
7	93°20'30"	18°42'00"
8	93°19'30"	18°42'00"
9	93°19'30"	18°41'30"
10	93°18'00"	18°41'30"

11	93°18'00"	18°40'30"
12	93°18'30"	18°40'30"
13	93°18'30"	18°40'00"
14	93°18'00"	18°40'00"
15	93°18'00"	18°39'30"
16	93°19'00"	18°39'30"
17	93°19'00"	18°39'00"
18	93°22'30"	18°39'00"
19	93°22'30"	18°40'30"
20	93°22'00"	18°40'30"

*Tabla 3 Coordenadas geográficas de los vértices del Polígono de Evaluación del campo
(Fuente: PEP).*

Como antecedente, cabe señalar que mediante Resolución CNH.E.33.002/2021 de 6 de mayo de 2021, esta Comisión autorizó al Asignatario la perforación del pozo exploratorio en aguas someras Tlakati-1EXP.

Derivado de los resultados obtenidos del pozo, PEP presentó su notificación de Descubrimiento Tlakati-1EXP (en adelante, Descubrimiento) mismo que fue ratificado por la Comisión mediante oficio 240.1265/2021 del 07 de octubre de 2021.

Cabe destacar que, mediante el oficio 240.1806/2022 de 7 de noviembre de 2022, esta Comisión consideró resolver de manera favorable sobre el Informe de Evaluación Inicial del Descubrimiento asociado.

PEP podrá continuar realizando actividades de Exploración conforme al Plan de Exploración aprobado por esta Comisión en el resto del área de la Asignación hasta la terminación del periodo de Exploración, excepto; de acuerdo con el Anexo 1 del Título de la Asignación, en los traslapes con las Áreas de Asignación que se enlistan a continuación en la Tabla 4.

Títulos de Asignación/Contrato para la Extracción de Hidrocarburos
A-0369-2M- Campo Xanab
A-0373-2M-Campo Yaxche
AE-0006-8M-Campo Amoca-Yaché-04*

**Nombre del título que será emitido próximamente*

Tabla 4 Títulos de Asignación y Contrato para la Extracción de Hidrocarburos restringidos para realizar actividades de Exploración y Extracción

(Fuente: Título de Asignación AE-0151-M-Uchukil, SENER)

II. Elementos generales del Programa

Alcance

El objetivo del Programa de Transición (en adelante, Programa propuesto) presentado

por el Asignatario es mostrar de manera detallada las actividades que permitan la producción temprana del campo Tlakati ubicado en la Asignación AE-0151-M – Uchukil, el cual contempla las actividades necesarias para producir 2 nuevos pozos o localizaciones a perforar asociadas a los radios de drene del pozo Tlakati-1EXP, con el que se dio el descubrimiento del yacimiento de arenas de Mioceno Superior (MS), mediante la ejecución de y aquellas actividades encaminadas en prolongar el tiempo de vida de los Pozos, con el objeto de maximizar la recuperación de Hidrocarburos en condiciones técnica y económicamente viables, respecto de las cuales cuente con la información solicitada en el Informe de Evaluación Inicial.

Actualmente se está ejecutando el Programa de Evaluación (PE) para el campo Tlakati, aprobado en la Resolución CNH.E.42.003/2022 del 24 de mayo de 2022, el cual considera la perforación de 2 pozos delimitadores (Tlakati-1DEL y Tlakati-2DEL) como parte del escenario base y un tercer pozo (Tlakati-3DEL) como un escenario incremental, mismos que se perforarán desde las plataformas existentes Xikin-A tipo octápodo (cuenta con un adosado que permite perforar 2 pozos de manera simultánea) y Xikin-B tipo estructura ligera marina (ELM).

Lo anterior, en el entendido de que el Operador Petrolero, deberá continuar con las actividades conforme al Programa de Evaluación.

El Programa propuesto para el campo Tlakati contempla recuperar un volumen de 1.56 MMb de aceite y 0.52 MMMpc de gas en el período del programa de transición.

Las actividades consideradas para el Programa propuesto a partir de noviembre del 2022 son las siguientes:

1. La perforación y terminación de 2 pozos de desarrollo desviados tipo “J” terminados en agujero entubado, cementado y disparado, con control de arena, los 2 pozos serán terminados con tubería de producción de 3 ½”.
2. La filosofía de operación en este programa de transición considera, el envío de producción hacia la TMDB haciendo uso de la infraestructura existente en el área (plataforma Xikin-A y su Ducto asociado).
3. Construcción y tendido de ductos (Construcción Instalaciones de Desarrollo)
4. Construcción y/o adaptación de infraestructura u otras facilidades.
5. (Construcción Instalaciones de Producción)
6. Mantenimiento de ductos (Ductos de Producción)
7. Mantenimiento de las instalaciones de producción (Operación de Instalaciones de Producción)

El Programa de Inversiones de la solicitud de aprobación al Programa de Transición contempla la erogación de 90.06 millones de dólares que corresponden a la Actividad Petrolera de Desarrollo y Producción, distribuidos en 83.77 millones de dólares de inversión y 6.29 en gastos de operación

Cabe mencionar, que mediante Resolución CNH.E.42.003/2022 aprobó el Programa de Evaluación presentado por Pemex Exploración y Producción, referente al descubrimiento Tlakati-1EXP, asociado a la Asignación AE-0151-M-Uchukil.

Por otra parte, mediante oficio 24.1806/2022 de 7 de noviembre de 2022, la Comisión resolvió en sentido favorable el Informe de Evaluación Inicial.

III. Relación cronológica del proceso de revisión

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del dictamen del Programa propuesto, involucró la participación de cuatro direcciones generales de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción (DGDEExt), la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción (DGMCP), la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica (DGPEE) y la Dirección General de Seguimiento de Asignaciones (DGSA).

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

La Figura 3 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto del Programa propuesto presentado por el Asignatario para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/1/20/2022 Solicitud de aprobación del Programa de Transición del Campo Tlakati, Asignación AE-0151-M-Uchukil., de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

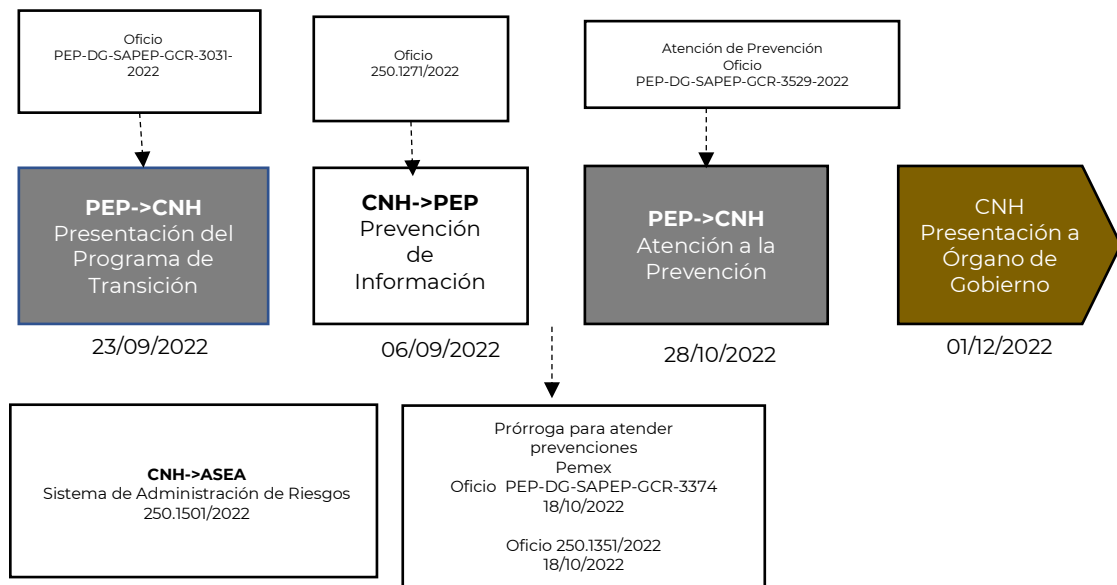


Figura 3 Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución (Fuente: Comisión).

IV. Criterios de evaluación utilizados para la emisión del Dictamen

Se verificó que el Programa propuesto por el Asignatario cumpla con los siguientes criterios:

- a) Que las actividades propuestas estén encaminadas a prolongar el tiempo de vida productiva de los Pozos, lo anterior con el objeto de maximizar la recuperación de Hidrocarburos en condiciones técnica y económicamente viables, respecto de las cuales cuente con la información solicitada en el Informe de Evaluación Inicial.
- b) Que esté diseñado procurando obtener la información necesaria para sustentar un futuro desarrollo del Campo de forma viable y que guarde congruencia entre las características del Yacimiento, los Pozos a desarrollar y la infraestructura propuesta para el manejo de la producción, y procurando administrar la energía de los yacimientos en concordancia con el ritmo de vaciamiento cuando no exista un mecanismo natural que la mantenga conforme a las Mejores Prácticas de la Industria;
- c) Que el programa de aprovechamiento de Gas Natural Asociado procure el máximo aprovechamiento y conservación de los volúmenes de Gas Natural Asociado, en términos de la Normativa emitida por la Comisión en la materia;
- d) Que presenten la propuesta de punto de medición provisional por cada tipo de Hidrocarburo que permitan una cuantificación del volumen o masa y la determinación de la calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos de conformidad con la Normativa emitida por la Comisión en la materia;
- e) Que presente el uso de la tecnología más adecuada para las características de los Yacimientos, y
- f) La congruencia de los Programas de Transición con las obligaciones contenidas en las Asignación.

Para efectos de lo anterior, la Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 45, séptimo y octavo párrafo, 65 Bis, 69 fracción III, 70, 71, y el Anexo III, apartado I.C de los "Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos" (en adelante, Lineamientos) publicados en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 12 de abril de 2019 mismos que han sido modificados por acuerdos publicados en el DOF el 31 de marzo de 2021 y el 20 de agosto de 2021 respectivamente.

Cabe señalar, que el presente dictamen se emite en atención a que el Asignatario manifestó expresamente presentar el Programa de Transición de conformidad con lo establecido en el artículo 52 Bis de los Lineamientos.

Adicionalmente, se realizó el estudio de la propuesta al amparo de las consideraciones establecidas en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH) publicados en el DOF el 29 de septiembre de 2015, mismos que han sido modificados por acuerdos publicados en el DOF el 11 de febrero y 2 de agosto, ambos de

2016, el 11 de diciembre de 2017 y el 23 de febrero de 2021.

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Programa propuesto presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 19, 45, séptimo y octavo párrafo, 65 Bis, 66, fracción III, 69, fracción III, 70 y 71 de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Programa propuesto dan cumplimiento a la normativa aplicable durante la vigencia propuesta de hasta septiembre 2023. La cual se encuentra dentro del límite del Título de Asignación ya que la vigencia es de 30 años a partir del 28 de agosto del 2019.

En consecuencia, la Solicitud cumple con los requisitos establecidos en los artículos 52 Bis, 65 Bis y 71 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- a) El Asignatario presentó la Solicitud conforme al formato APT y su instructivo, en el plazo establecido para tal efecto;
- b) Adjuntó el documento con la información y el nivel de detalle establecidos en el Anexo III, apartado I.C de los Lineamientos;
- c) Adjuntó el Informe de Evaluación Inicial, incluyendo la manifestación expresa de llevar a cabo actividades de Producción Temprana así como la manifestación expresa respecto del compromiso de cumplir con las obligaciones asociadas a la producción de Hidrocarburos conforme a la Normativa y la Asignación, en términos del artículo 52 Bis de los Lineamientos, y
- d) Adjuntó el comprobante de pago respectivo mediante el esquema de pagos electrónicos e5cinco.

Ahora bien, cabe señalar que el artículo 45, séptimo párrafo de los Lineamientos establece lo siguiente:

Artículo 45 Del Programa de Evaluación.

(...)

*Cuando el Operador Petrolero prevea llevar a cabo actividades de Producción Temprana y/o actividades preparatorias para la extracción, **deberá solicitar la aprobación de un Programa de Transición en términos del artículo 65 o 65 Bis de los Lineamientos**, según corresponda.*

[Énfasis añadido]

El artículo 52 Bis de los Lineamientos establece lo siguiente:

“Artículo 52 Bis. Del Informe de Evaluación Inicial.

(...)

Cuando los Operadores Petroleros pretendan llevar a cabo actividades de Producción Temprana o actividades preparatorias a la Extracción, deberán solicitar a la Comisión la aprobación de un Programa de Transición en términos del artículo 65 Bis de los Lineamientos e incluir en el Informe de Evaluación Inicial lo siguiente:

*I. En su caso, **manifestación expresa** de la intención de llevar a cabo*

actividades de Producción Temprana o actividades preparatorias a la Extracción, y

II. Manifestación expresa respecto del compromiso de cumplir con las obligaciones asociadas a la producción de Hidrocarburos hasta la aprobación del Programa de Transición, conforme a la Normativa aplicable y las Asignaciones y Contratos según corresponda.
(...)”

[Énfasis añadido]

Asimismo, el artículo 66, fracción III de los Lineamientos establece lo siguiente:

Artículo 66. Del plazo para la presentación del Programa de Transición.
Las solicitudes de aprobación del Programa de Transición referidas en los artículos 63, 64, 65 y 65 Bis de los Lineamientos deberán presentarse conforme lo siguiente:

(...)

III. Para los casos previstos en el artículo 65 Bis de los Lineamientos, al momento de la presentación del Informe de Evaluación Inicial.

[Énfasis añadido]

En tal contexto, esta Comisión tiene conocimiento de lo siguiente:

- a) El Asignatario presentó a la Comisión la solicitud de aprobación del Programa de Evaluación asociado al Descubrimiento el cual fue aprobado por la Comisión el 23 de mayo de 2022 en la 42 sesión extraordinaria de Órgano de Gobierno mediante la Resolución CNH.E.42.003/2022.

- b) Mediante escrito recibido el 23 de septiembre de 2022, PEP presentó ante esta Comisión el Informe de Evaluación Inicial, en el cual manifestó expresamente su intención de llevar a cabo actividades de Producción Temprana en cumplimiento a lo establecido por el artículo 52 Bis de los Lineamientos.

En respuesta, mediante el oficio 240.1806/2022 de 7 de noviembre de 2022, la Comisión resolvió de manera favorable el Informe de Evaluación Inicial.

Al respecto, mediante escrito recibido en la Comisión el 23 de noviembre de 2022, PEP presentó la solicitud de aprobación del Programa de Transición.

Por lo antes expuesto, resulta procedente conocer respecto de la Solicitud de aprobación del Programa de Transición, toda vez que fue presentada en términos de lo dispuesto en los artículos 45, séptimo párrafo, 52 Bis, 66, fracción III, 69, fracción III, 70, 71 y el Anexo III, apartado I.C de los Lineamientos.

V. Análisis y Evaluación de los elementos del Programa de

Transición

a) Características Generales y propiedades de los yacimientos de la Asignación referente al Campo Tlakati

Las principales características geológicas, petrofísicas, de propiedades de los fluidos y de los yacimientos del Campo Tlakati se muestran en la Tabla 5.

Asignación	AE-0140-2M-Comalcalco
Campo	Tlakati
Formación	Mioceno Superior
Área km ²	1107.62 km ²
Año de Descubrimiento	2021
Profundidad promedio (mv)	1680
Tipo de Yacimiento	Aceite negro
Pozos	
Pozos	1
Productores	1
Cerrados con posibilidades	0
Cerrados sin posibilidades	0
Taponados	0
Marco geológico	
Era	Cenozoico
Periodo	Neógeno
Época	Mioceno
Cuenca	Cuenca del Sureste
Play	Mioceno
Litología	Arenisca
Propiedades petrofísicas	
% Saturación inicial promedio de agua	27-31%
Porosidad promedio % (efectiva)	31-32%
Permeabilidad promedio (mD)	100-200MD
Espesor neto promedio (m)	4-21m
Propiedades de los fluidos	
Densidad °API	14.8
Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento (cP)	0.467
Factor de volumen inicial de aceite (Boi) (m ³ @cy/m ³ @cs)	1.1461
Presión de Saturación (kg/cm ²)	216.2

Propiedades del Yacimiento	
Temperatura °C	66.5
Presión inicial (Kg/cm ²)	290.19
Presión saturación (Kg/cm ²)	216.2
Mecanismo de empuje principal	Expansión roca-fluidos y empuje hidráulico

Tabla 5 Características generales de los yacimientos del Campo Tlakati (Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).

b) Antecedentes de Exploración y Evaluación

Exploración y Evaluación

La perforación del pozo exploratorio Tlakati-1EXP inició el 01 de junio de 2021, siendo un pozo de aguas someras en un tirante de agua de 33 m, con una elevación de mesa rotaria de 48 m y alcanzó una profundidad total de 1,848 mdbmr / 1,799 mvbnm. Se descubrieron 2 yacimientos de edad Mioceno superior (denominados Ms-1 y Ms-2). Con base en el análisis de la información adquirida en el pozo, se evaluó el intervalo 1,708-1,739 mdbmr correspondiente al yacimiento Ms-1, mediante una prueba de presión-producción, resultando productor de aceite de 14.8 °API (análisis PVT), con un gasto medido de aceite 2,053 bpd y 0.681 MMpcd de gas, RGA de 59.3 m³/m³, presión en superficie de 1,486 psi por estrangulador de 3/8". El yacimiento Ms-2 se consideró de bajo interés económico. El pozo concluyó operaciones el 08 de agosto de 2021, quedando como productor de aceite y gas.

En las actividades programadas para la evaluación del campo Tlakati se considera un escenario base y un escenario incremental. En el escenario base se plantea la perforación los pozos delimitadores Tlakati-1DEL y Tlakati-2DEL y en el escenario incremental la perforación del pozo delimitador Tlakati-3DEL.

El pozo delimitador Tlakati-1DEL se perforará desde la plataforma de producción Xikin-A, con trayectoria direccional y durante la perforación se tiene programado recuperar en los objetivos muestras de canal cada 5 m, núcleos convencionales, núcleos de pared, evaluar la formación con información de registros geofísicos en tiempo real y con cable, así como con herramientas especiales como probadores dinámicos de formaciones. En la etapa de terminación, en caso de encontrar condiciones de yacimiento, se considera realizar una evaluación del yacimiento por medio de una prueba de presión-producción convencional y una prueba de alcance extendido (PAE) con el objetivo de realizar una caracterización dinámica.

El pozo delimitador Tlakati-2DEL se perforará desde la plataforma de producción Xikin-B, con trayectoria direccional y durante la perforación se tiene programado recuperar en los objetivos muestras de canal cada 5 m, núcleos convencionales, núcleos de pared, evaluar la formación con información de registros geofísicos en tiempo real y con cable, así como con herramientas especiales como probadores dinámicos de formaciones. En la etapa de terminación, en caso de encontrar condiciones de yacimiento, se considera realizar una evaluación del yacimiento por medio de una prueba de presión-producción convencional y una prueba de alcance extendido (PAE) con el objetivo de realizar una caracterización dinámica.

En función de los resultados obtenidos en el escenario base se determinará llevar a cabo

o no el desarrollo del escenario incremental, el cual consiste en la perforación del pozo delimitador Tlakati-3DEL saliendo desde la plataforma de producción Xikin-B con trayectoria direccional. Durante la perforación se tiene programado recuperar en los objetivos muestras de canal cada 5 m, núcleos convencionales, núcleos de pared, evaluar la formación con información de registros geofísicos en tiempo real y con cable, así como con herramientas especiales como probadores dinámicos de formaciones. En la etapa de terminación, en caso de encontrar condiciones de yacimiento, se considera realizar una evaluación del yacimiento por medio de una prueba de presión-producción convencional y una prueba de alcance extendido (PAE) con el objetivo de realizar una caracterización dinámica.

Con la información que se adquiriera de la perforación de los pozos delimitadores en la etapa de evaluación, se actualizará el Estudio de Caracterización inicial, el cual permitirá precisar las características principales de los yacimientos, tales como geometría externa e interna, propiedades litológicas, petrofísicas y de fluidos. Así mismo, se actualizarán los volúmenes originales y las reservas de hidrocarburos para determinar la comercialidad del campo. Y se reportara a esa comisión en los términos establecidos en el artículo 100 de los Lineamientos en el mes de octubre.

Con base en los resultados obtenidos en el pozo descubridor Tlakati-1EXP y con base en el análisis estratégico para la Evaluación y Desarrollo de Producción Temprana del campo Tlakati, Pemex Exploración y Producción integra en este documento Informe de Evaluación Inicial de manera parcial que:

- La información sísmica 3D es de buena calidad, lo que permite interpretar las cimas del Play Mioceno superior.
- Con la información de registros geofísicos y el probador dinámico de deformaciones adquirida durante la etapa de perforación en el pozo exploratorio, se determinaron las propiedades petrofísicas del yacimiento principal y se caracterizaron los fluidos recuperados en el Play Mioceno superior.
- Las descripciones petrográficas de muestras de canal y los estudios de laboratorio efectuados permitieron conocer las principales características y calidad de la roca almacén del campo Tlakati en el Play Mioceno superior.
- La buena calidad de los registros geofísicos adquiridos en el pozo Tlakati-1EXP, posibilitaron la generación de un modelo petrofísico de alta certidumbre y se lograron identificar los límites verticales del yacimiento.
- Los análisis geológicos, geofísicos, petrofísicos y de ingeniería de yacimientos llevados a cabo para la caracterización del yacimiento Ms-1 que constituyeron el modelo geológico integral (Modelo estático para la estimación del volumen original) pueden considerarse de alta certidumbre y conceden alta calidad a los procesos de caracterización y evaluación, lo que constituye un precedente y misma intención de ejecución para los procesos de evaluación programados con los pozos delimitadores.

Identificación del intervalo considerado yacimiento

Con el análisis de la información de la sísmica el Asignatario actualizó la geometría de la

trampa. La trampa a nivel de yacimiento Mioceno se asocia a eventos contraccionales de edad Mioceno Medio, y a la presencia de fallas normales del Neógeno con orientación preferente E-W y echado hacia el norte. La trampa del Mioceno Superior es de tipo combinada, representada en un semi-pilar suave con orientación E-W. La componente estructural la definen dos fallas principales, la primera al sur con orientación preferente E-W y echado hacia el norte, la segunda delimita una porción de la trampa hacia el norte con orientación E-W (Figura 4)

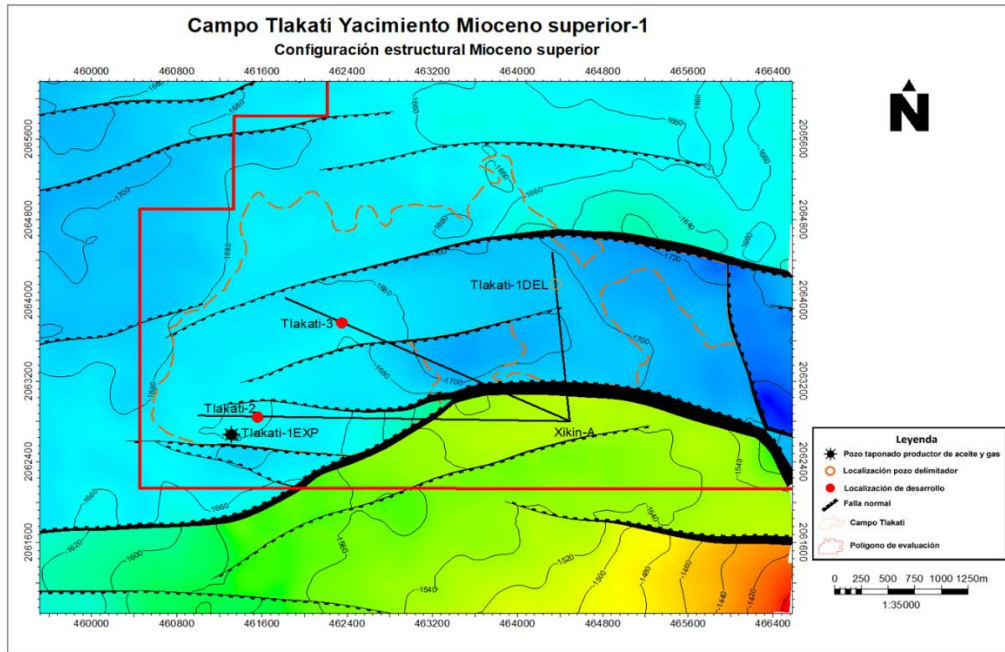


Figura 4 Configuración estructural cima del yacimiento Mioceno
(Fuente: PEP).

El modelo sedimentario se determinó mediante atributos, facies sísmicas y análisis de electrofacies donde las secuencias sedimentarias de areniscas de cuarzo monocristalino, líticos (plutónicos y volcánicos), feldespatos potásicos (ortoclasa y plagioclasa) de grano fino a medio en partes grueso a muy grueso, subangulosos a subredondeados, mal clasificados, mal consolidados en matriz arcillo-calcárea, trazas de pirita diseminada con buena porosidad primaria intergranular 28 a 30%, materia orgánica e impregnación de aceite a nivel de yacimiento de edad Mioceno Superior que se depositaron en facies de canal y desbordes en Talud en Batial Superior.

Se identificaron 2 yacimientos contenidos en areniscas de buena calidad, cuyos límites verticales son físicos, por cambios litológicos a sedimentos limo-arcillosos y se obtuvo una porosidad efectiva entre 28 - 30%, saturación de agua con un rango entre 24 a 31% y espesores impregnados que varían de 2 a 20 m.

Para el yacimiento 2 (1,674 – 1,685 m) con un espesor de 11 m se presenta el análisis de calidad de roca almacén: arenisca café claro a oscuro de cuarzo y escasos líticos, grano

fino, ocasionales medios, moderadamente clasificada, ligeramente consolidada, moderadamente arcillosa, cementante calcáreo, se observó buena impregnación de aceite, granos sueltos 5%, se observó manifestación a 1,680 m, LMG: 19,020 ppm (C1 100%), tipo de roca 1A, porosidad: 20 - 25% y permeabilidad 100 - 200 mD, acorde a los resultados del modelo petrofísico y del probador de formaciones, se detectó el contacto de fluidos gas - aceite a 1,683 m; se recuperó una muestra de aceite a 1,684.5 m, una muestra de gas a 1,678.5 m, y se realizó un mini DST.

En el yacimiento 1 (1,705 – 1,741 m), con un espesor de 36 m el análisis de calidad de roca almacén muestra una arenisca café claro a oscuro de cuarzo y escasos líticos, grano fino, ocasionales medios a gruesos, moderadamente clasificada, ligeramente consolidada, moderadamente arcillosa, escaso cementante calcáreo, con buena impregnación de aceite, granos sueltos 5%, se observó manifestación a 1,702 m, LMG: 19,395 ppm (C1 y C2) y a 1,725 m, LMG: 21,058 ppm (C1 100%), tipo de roca 1AA, porosidad: 25 - 30% y permeabilidad > 1,000 mD, con la información del probador dinámico se pudo trazar el gradiente con densidad de un fluido de 0.88 g/cm³ (aceite) y medir la presión de yacimiento de 4,116 psi. Se realizó una prueba de presión/producción en el yacimiento 1 en el intervalo 1,708 – 1,739 m, que resultó productor de aceite y gas; los resultados de la prueba son: Q_o= 2,053 bpd, Q_g= 0.62 MMpcd, PTP= 1,486 psi, RGA= 59 m³/m³, Estrang= 3/8", °API= 14.8.

Fluidos

El campo Tlakati cuenta con una muestra de fluido recuperada en el pozo Tlakati-1EXP para análisis PVT. se recuperó muestra en fondo durante la prueba DST efectuada a 1720.6 metros desarrollados. En la Tabla 6, se presenta el listado de muestras, el volumen recuperado y las revisiones de control de calidad de las muestras de fluido recuperadas en el campo Tlakati:

Muestra	Tipo de Muestra	Condiciones de muestreo		Condiciones de Apertura en el Laboratorio		Volumen de muestra (cm ³)	Contenido de agua (%)
		Presión (kg/cm ²)	Temperatura (°C)	Presión (kg/cm ²)	Temperatura (°C)		
Tlakati-1EXP (SN 11994333)	Aceite fondo	216.2	66.5	N/D	N/D	600	5.5

Tabla 6 Características del fluido de los yacimientos del Campo Tlakati (Fuente: PEP).

En la Tabla 7 presenta un resumen de las propiedades determinadas de los experimentos PVT de las muestras del campo, es importante mencionar que la información corresponde a los resultados del experimento del separador.

Propiedades de los fluidos	Tlakati-1 EXP
Tipo de hidrocarburos	Aceite Negro
Densidad °API	14.8
Factor volumétrico del aceite (Bo, m ³ /m ³) @Pi	1.1461
Relación Gas-Aceite en solución (RGA, m ³ /m ³)	59.33
Presión de saturación (kg/cm ² a)	216.2
Temperatura yacimiento (°C)	66.5
Presión de yacimiento inicial (kg/cm ² a)	290.19

*Tabla 7 Características del fluido de los yacimientos del Campo Tlakati
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).*

Resultados de la prueba de presión-producción efectuada al pozo Tlakati-1EXP al amparo del Programa de Evaluación vigente

En la Tabla 8 se presentan los resultados de la prueba de presión – producción registrada en el pozo Tlakati-1EXP, el modelo plasmado en dicha tabla es el que mejor convergencia representa en los 3 gráficos de diagnóstico evaluados, dicho modelo es un pozo vertical en un yacimiento homogéneo con una frontera sin flujo.

Parámetros de pozo		unidades
Daño	-1.03	
Parámetros de yacimiento		unidades
Permeabilidad	1471	mD
Pi @ 1460 mvbnm	266	kg/cm ²
Ri*	59.6	m
Volumen asociado a radio de investigación	0.35	MMb
Capacidad de flujo	102,819.00	mD-ft
Parámetros de frontera		
Tipo de frontera	Falla sellante	
Distancia	59.6	m

**El radio de investigación utilizado corresponde a la distancia a la frontera más cercana observada por el pozo.*

*Tabla 8 Resultados de la prueba de presión – producción del pozo Tlakati-1EXP
(Fuente: PEP).*

En la Tabla 9 se presentan los resultados de los aforos registrados en el pozo Tlakati-1EXP, se registraron 4 condiciones de flujo durante los días 27 y 28 de julio de 2021, dicha información fue utilizada en conjunto con el sensor de fondo para ajustar el modelo presentado en la tabla 8.

Inicio		27/07/2021 03:30:00	27/07/2021 13:30:00	27/07/2021 20:00:00	28/07/2021 00:10:00
Final		27/07/2021 07:30:00	27/07/2021 17:30:00	28/07/2021 00:00:00	28/07/2021 02:20:00
Duración	[Hr]	4	4	4	2.1
Estrangulador	1/64 [Pulgadas]	6	8	16	24
PTP	[psia]	1905	1884	1700	1486
TTP	[°c]	28.0	36.0	38.0	40.0
P estrangulada	[psia]	119	143	184	268
T Estrangulada	[°c]	26.0	38.0	36.0	38.0
BSW (agua + sedimentos)	%	0.00	0.00	0.00	0.00
Gasto de Líquidos @ Cond. Est.	[bd]	194	278	1071	2053
Gasto de agua @ Cond. Est.	[bd]	0	0	0	0
Gasto de aceite @ Cond. Est.	[bd]	194	278	1071	2053
Gasto de gas @ Cond. Est.	[MMPCGD]	0.044	0.081	0.358	0.681
RGA total	[m3/m3]	40	52	60	59

Tabla 9 Resultados de los aforos registrados durante la prueba de presión – producción del pozo Tlakati-1EXP, se registraron gastos de producción a 4 diferentes estranguladores (Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario)

Modelo de yacimiento

Con la información obtenida de la perforación del pozo Tlakati-1EXP, la información de los modelos sísmico-estructural, geológico, petrofísico y procesos especiales, así como los resultados de la prueba de presión producción, integrados en el modelo tridimensional, se estimación los volúmenes originales para el yacimiento Ms-1, siendo 63.1 MMb de aceite y 21.02 MMMpc de gas ambos a condiciones de superficie y distribuida como se muestra a continuación en la Tabla 10.

Yacimiento	Categoría	Área (Km ²)	Ø (%)	Sw (%)	Hn (m)	Boi/Bgi* (m ³ /m ³)	Volumen Original	
							Aceite (MMb a CA)	Gas (MMMpc a CA)
Ms-1	1P	2.08	27.9	26.4	7.94	1.141	18.74	6.24
	2P	3.55	27.8	26.1	7.3	1.141	29.53	9.83
	3P	8.26	28	26.5	6.7	1.141	63.15	21.03

Tabla 10 Volúmenes originales de hidrocarburos del yacimiento Ms-1 del Campo Tlakati (Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).

Adicionalmente, se estiman los volúmenes originales y reservas para el yacimiento Ms-1 del campo Tlakati Tabla 11.

Yac	Categoría de reserva	Área (Km ²)	Ø (%)	Sw (%)	Hn (m)	RGA (m ³ /m ³)	Boi (m ³ /m ³)	Volumen Original		Reserva		
								Aceite (MMb a CA)	Gas (MMMpc a CA)	Aceite (MMb a CA)	Gas (MMMpc a CA)	PCE (MMb)
MS	1P	2.08	27.95	26.47	7.94	59.3	1.141	18.74	6.24	2.26	0.74	2.35
	2P	3.55	27.87	26.16	7.33	59.3	1141	29.53	9.83	4.03	1.31	4.2
	3P	8.26	28.02	26.5	6.73	59.3	1.141	63.15	21.03	10.85	3.13	11.23

Tabla 11 Volúmenes originales y reservas del yacimiento Ms-1, campo Tlakati (Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).

Los límites verticales del yacimiento Ms-1 del pozo Tlakati-1EXP, se determinaron a partir de la evaluación petrofísica y de los resultados de la información proporcionada por el probador dinámico de formaciones. En la Figura 5 y Tabla 12 se muestran los límites verticales definidos en el yacimiento Ms-1.

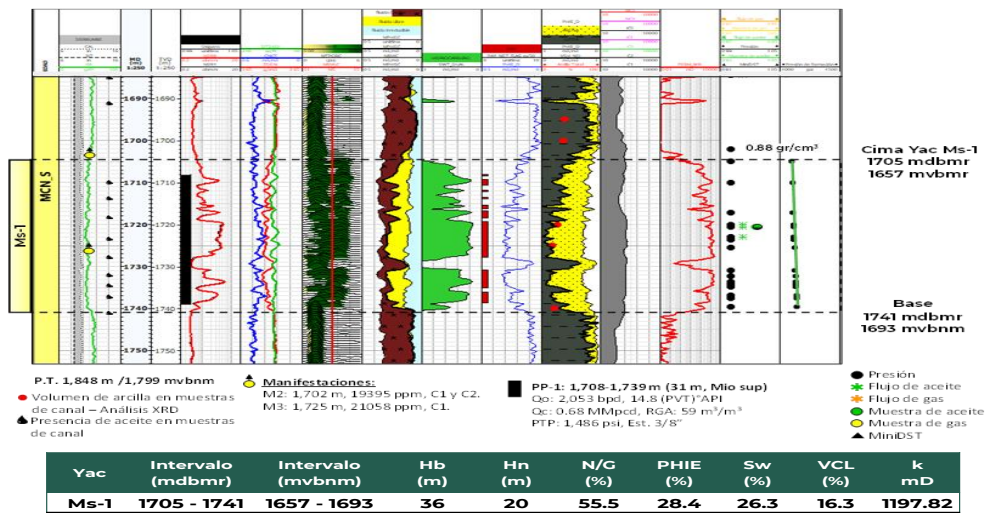


Figura 5 Límites verticales del yacimiento Ms-1, pozo Tlakati-1EXP (Fuente: PEP).

Yacimiento	Tipo de Hidrocarburo	Límites verticales
Ms-1		El límite vertical está definido de la cima del yacimiento 1,705 mdbmr / 1,657 mvbnm hasta la profundidad de la base del yacimiento que es un

Yacimiento	Tipo de Hidrocarburo	Límites verticales
	Aceite	límite físico a 1,741 mdbmr / 1,693 mvbnm y determinado como categoría de reserva probada.

Tabla 12 Límites verticales, campo Tlakati
(Fuente: PEP).

Los límites areales del yacimiento Ms-1 están basados en atributos sísmicos convencionales e inversión sísmica y se considera una trampa combinada, su componente estructural está definida por un bloque orientado NE-SW, el cual está delimitado por un sistema de fallas de tipo normal y su componente estratigráfica se define por la distribución de la anomalía de amplitud sísmica la cual se interpreta como cambios laterales de facies, con un área de 8.26 km².

Se definieron los límites areales por categoría de reservas asociadas al volumen del yacimiento Ms-1, en Figura 6 y Figura 7 se muestran las secciones y configuración de dichos límites, así como en la Tabla 13.

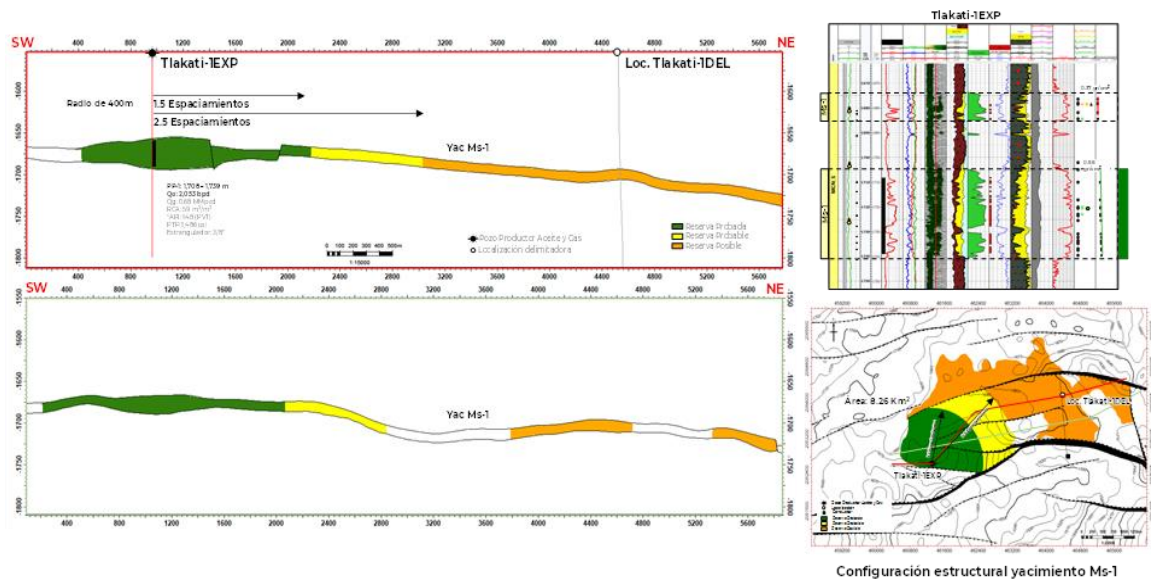


Figura 6 Secciones estructurales mostrando los límites verticales y areales, del campo en el yacimiento Ms-1
(Fuente: PEP).

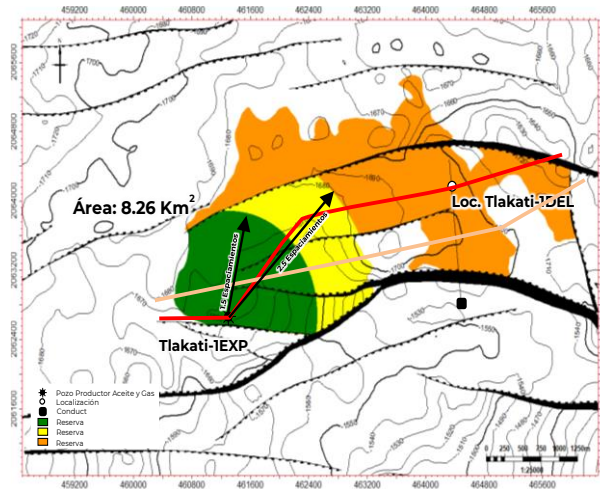


Figura 7 Configuración estructural de la cima de yacimiento Ms-1, mostrando la distribución areal y las categorías asociadas al campo Tlakati
Fuente (PEP)

Yacimiento	Categoría	Límites areales
Ms-1	1P	El límite areal está definido en la porción Oeste por límite de la anomalía sísmica, al Este por 1.5 espaciamentos con radio de drene de 400m, al Norte y Sur por fallas Normales.
	2P	El límite areal está definido en la porción Oeste por límite de la anomalía sísmica, una porción al Este por 2.5 espaciamentos con radio de drene de 400m, al Sureste por el límite de la anomalía sísmica, al Norte y Sur por fallas normales.
	3P	El límite areal está definido hacia el Norte, Oeste y unas porciones al Sureste por la envolvente del atributo convencional (máxima amplitud negativa) y limitando al Sur y Este por fallas normales.

Tabla 13 Límites areales con categoría de reservas asociadas a volumen original del yacimiento Mioceno superior Ms-1 del campo Tlakati.
Fuente (PEP)

Sin embargo, si bien dichos estudios y actividades realizadas al amparo del Programa de Evaluación vigente dan un cierto nivel de certidumbre de las dimensiones y extensión de

La filosofía de operación en este programa de transición considera, el envío de producción hacia la TMDB haciendo uso de la infraestructura existente en el área (plataforma Xikin-A y su Ducto asociado).

En la Tabla 14 se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la solicitud de aprobación del Programa de Transición presentado por el Operador, desglosado por "Actividad" y "Sub-Actividad", de conformidad con lo establecido en los Lineamientos.

ACTIVIDAD PETROLERA	SUBACTIVIDAD PETROLERA	TAREA	oct-22	nov-22	dic-22	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23
Desarrollo	Construcción Instalaciones (Desarrollo)	Construcción y tendido de ductos (Construcción Instalaciones de Desarrollo)	0.00	0.00	2.63	2.63	2.63	2.63	2.63
	Perforación de Pozos (Desarrollo)	Servicios de perforación de Pozos (Perforación de Pozos de Desarrollo)	0.00	10.80	10.80	8.64	8.64	0.00	0.00
	Perforación de Pozos (Desarrollo)	Terminación de Pozos (Perforación de Pozos de Desarrollo)	0.00	0.00	3.49	3.49	3.49	3.49	0.00
Producción	General (Producción)	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto (General de Producción)	0.00	0.00	0.00	0.20	0.20	0.20	0.20
Total general			0.00	10.80	16.92	14.96	14.96	6.32	2.83

ACTIVIDAD PETROLERA	SUBACTIVIDAD PETROLERA	TAREA	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	Total (MMUSD)
Desarrollo	Construcción Instalaciones (Desarrollo)	Construcción y tendido de ductos (Construcción Instalaciones de Desarrollo)	2.63	2.63	2.63	2.63	2.63	26.33
	Perforación de Pozos (Desarrollo)	Servicios de perforación de Pozos (Perforación de Pozos de Desarrollo)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	38.88
	Perforación de Pozos (Desarrollo)	Terminación de Pozos (Perforación de Pozos de Desarrollo)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	13.94
Producción	General (Producción)	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto (General de Producción)	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	1.79
Total general			2.83	2.83	2.83	2.83	2.83	80.94

Tabla 14 Desglose del Costo Total del proyecto (MMUSD)
(Fuente: Información presentada por el Operador)

A continuación, se presentan los pronósticos de producción contemplados en el Programa de Transición propuesto, Tabla 15, Figura 9 y Figura 10 .

TOTAL ESC BN									
Fecha	Qo	Np	Qo prom	Qg	Gp	Qg pror	Qw	Wp	Qw pro
MMM-AA	MBPD	MMBIs	MBPD	MMPCD	MMMPC	MMPCD	MBPD	MMBIs	MBPD
Dec-21	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	0.000	0.00	0.00	#¡REF!
Jan-22	0.00	0.00		0.00	0.00		0.00	0.00	
Feb-22	0.00	0.00		0.00	0.00		0.00	0.00	
Mar-22	0.00	0.00		0.00	0.00		0.00	0.00	
Apr-22	0.00	0.00		0.00	0.00		0.00	0.00	
May-22	0.00	0.00		0.00	0.00		0.00	0.00	
Jun-22	0.00	0.00		0.00	0.00		0.00	0.00	
Jul-22	0.00	0.00		0.00	0.00		0.00	0.00	
Aug-22	0.00	0.00		0.00	0.00		0.00	0.00	
Sep-22	0.00	0.00		0.00	0.00		0.00	0.00	
Oct-22	0.00	0.00		0.00	0.00		0.00	0.00	
Nov-22	0.00	0.00		0.00	0.00		0.00	0.00	
Dec-22	0.00	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Jan-23	3.44	0.11		1.151	0.036		0.000	0.000	
Feb-23	4.26	0.23		1.428	0.076		0.000	0.000	
Mar-23	5.67	0.40		1.898	0.134		0.000	0.000	
Apr-23	6.86	0.61		2.297	0.203		0.000	0.000	
May-23	6.52	0.81		2.183	0.271		0.000	0.000	
Jun-23	6.11	0.99		2.046	0.332		0.001	0.000	
Jul-23	5.71	1.17		1.913	0.392		0.001	0.000	
Aug-23	5.29	1.33		1.771	0.447		0.002	0.000	
Sep-23	4.89	1.48		1.637	0.496		0.002	0.000	
Oct-23	0.00	1.48		0.000	0.496		0.000	0.000	
Nov-23	0.00	1.48		0.000	0.496		0.000	0.000	
Dec-23	0.00	1.48	4.06	0.00	0.50	1.36	0.00	0.00	0.001

Tabla 15 Pronósticos de producción estimados en el Programa propuesto (Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).

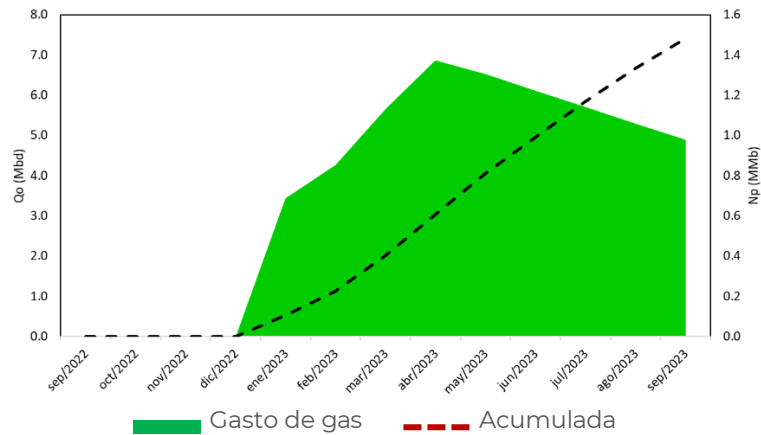


Figura 9 Pronóstico de producción de Aceite del Programa propuesto (Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).

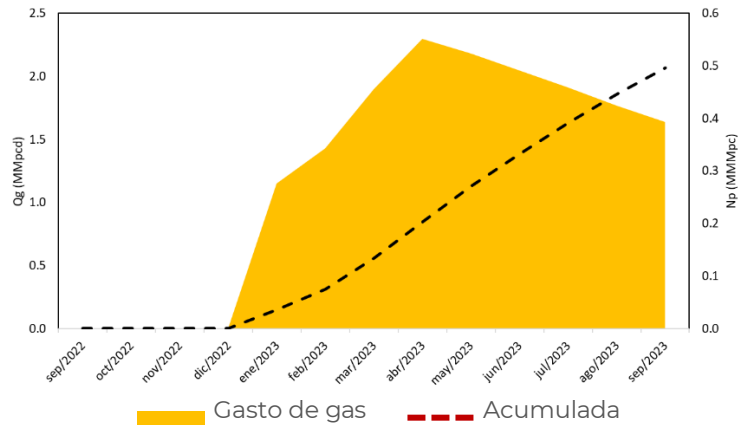


Figura 10 Pronóstico de producción de gas del Programa propuesto (Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).

Respecto a los pronósticos de producción por Pozo, contemplados por el Asignatario esta Comisión tiene a bien hacer las siguientes manifestaciones:

- El Asignatario manifestó en la información remitida en la solicitud de aprobación que a nivel del yacimiento MS-2 se identificó un CGA (contacto Gas-Aceite) a 1,635 mvbnm / 1,683 mdbmr el cual se corroboró con los resultados del probador de formación, Figura 11. El yacimiento MS-2 por ser un yacimiento de gas, no se consideró en el Programa de Transición para su explotación.
- Los pronósticos de producción fueron generados mediante un modelo de predicción en el software MBAL® de Petroleum Experts, en el que se acopla el volumen original de aceite, características del fluido, curvas de permeabilidad, datos de compresibilidad y el comportamiento de presión producción de los pozos estimado mediante modelos de pozos, así como la contrapresión estimada en líneas de flujo al incorporarse a la corriente del campo Xikin, Uchbal y Teekit, de tal forma que para cada paso de tiempo se genera una solución que considera la transferencia de masa y pérdida de energía en el yacimiento, adicionalmente se considera la implementación del bombeo neumático en los pozos a partir de junio de 2025.

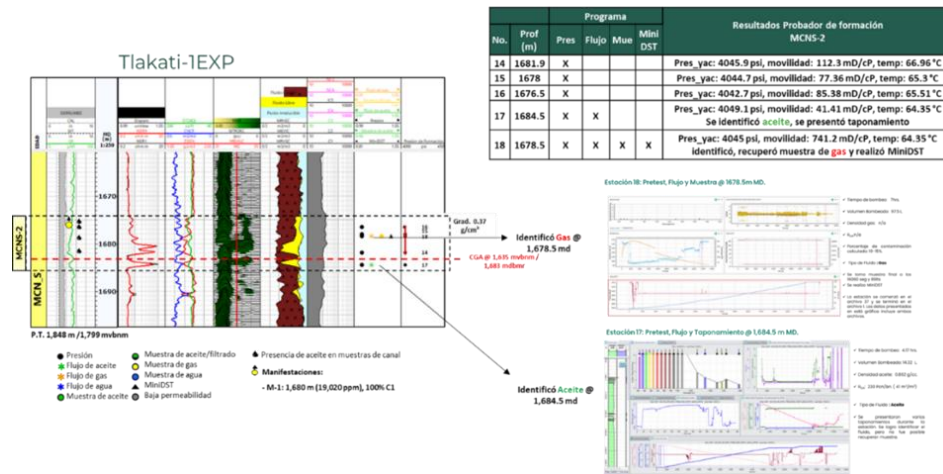


Figura 11 Contacto Gas-Aceite identificado en el yacimiento MS-2, pozo Tlakati-1EXP Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).

Teniendo en consideración lo anterior, esta Comisión concluye que, dados los resultados obtenidos con las pruebas de producción del pozo Exploratorio perforado, y que se toman como base por parte del Asignatario para proponer y estimar los pronósticos de producción de las localizaciones contempladas a perforar en el Programa propuesto, dichos pronósticos de producción tienen cierta incertidumbre con la información actual, por lo tanto, el Asignatario debe tener mediciones diarias y seguimiento exhaustivo de la producción de aceite y agua obtenida en los pozos contemplados.

Por otro lado, de acuerdo con el gasto máximo teórico (AOF, por sus siglas en inglés) observado en la curva de afluencia de los pozos a perforar y, que se estima en hasta 686000 bpd, se advierte que el Asignatario podría haberlos sobreestimado, por lo que se recomienda que una vez que se lleva a cabo la toma de información en las localizaciones, se ajusten las curvas de producción y de esta manera, reducir la incertidumbre del potencial de producción de los pozos asociados al Programa.

Perforación de pozos

Durante la ejecución del Programa propuesto se contempla la perforación de 2 pozos de desarrollo con un Pozo Tipo I, que tiene como objetivo el yacimiento del Mioceno contempla cuatro etapas de perforación para el MS: 20", 13 3/8", 9 5/8" y 7 5/8". Considera una terminación sencilla en agujero entubado, con sistema de control de arena y aparejo de producción sencillo de 3 1/2", para producir el intervalo perteneciente al Mioceno Superior, adicional estará equipado con su empacador de producción hidráulico, mandril porta sensores de presión - temperatura en fondo para el monitoreo de condiciones estáticas y dinámicas de los yacimientos, camisa de circulación para realizar cambio de fluido de terminación por fluido empacante y válvula de seguridad, entre otras herramientas que permitan la explotación en la Figura 12 se presenta el estado mecánico.

Pozo Tipo I (Tlakati-2/ Tlakati-3) Terminación Sencilla con Gravel Pack

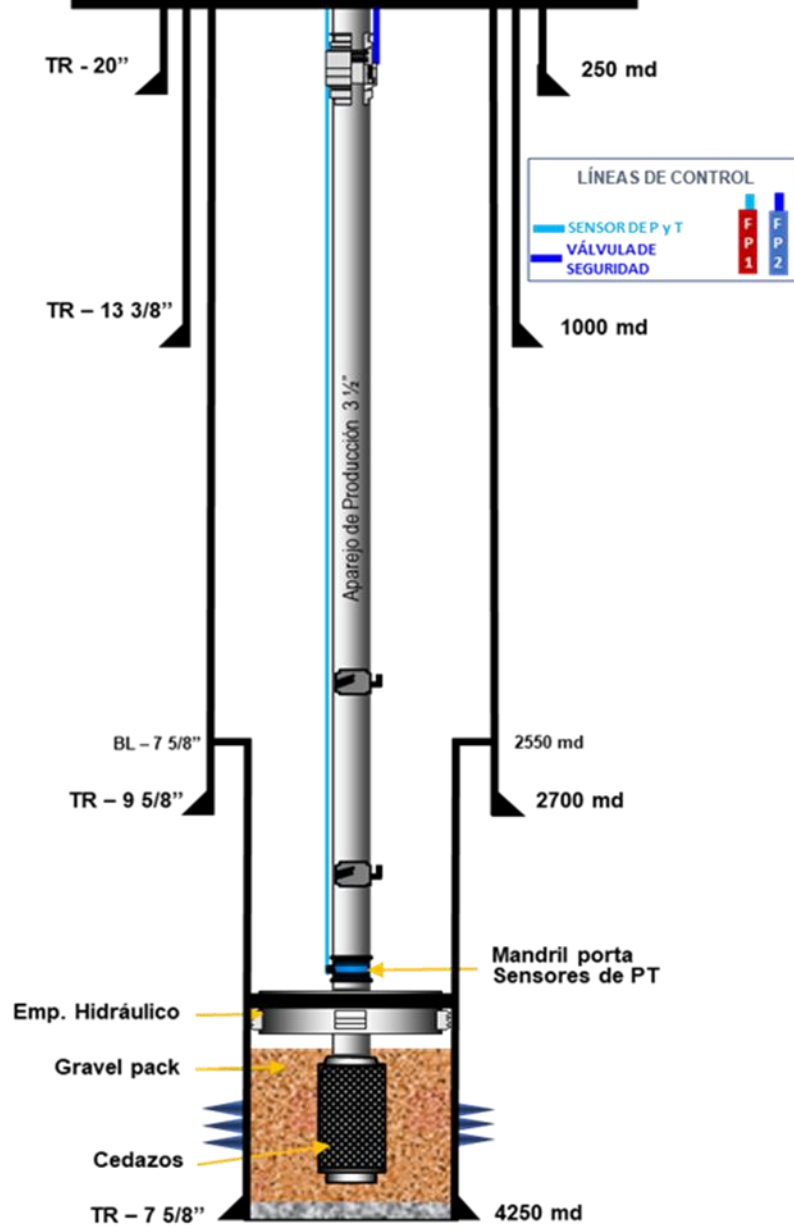


Figura 12 Pozo Tipo contemplado para el campo Tlakati
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Ductos e infraestructura

El Asignatario manifiesta que para la recolección y manejo de la producción de la Asignación AE-0151-M-Uchukil campo Tlakati se empleará el sistema de ductos y plataformas existentes que a continuación se describen:

La producción del campo Tlakati se integrará a la del campo Xikin, Teekit profundo y Uchbal en la cubierta de la plataforma Xikin-A, para enviarse en forma multifásica por el oleogasoducto existente de 20" Ø x 12.0 km hasta la plataforma existente Xanab-C, donde los hidrocarburos se unen con los del campo Xanab y otras corrientes que convergen en esta instalación, para posteriormente fluir por el oleogasoducto de 36" Ø x 15.0 km (L-403) hacia la plataforma Yaxché-A, donde entrará al cabezal general de la plataforma y se unirá con el hidrocarburo producido del campo Yaxché y de otros campos que se integran en la plataforma, para enviarse de manera conjunta a la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB) por el oleogasoducto de 36" Ø x 23.0 km (L-397). En la TMDB se realizará la separación y acondicionamiento del aceite para su posterior envío a C.C.C. Palomas y en el caso del gas será comprimido y enviado al Centro de Procesamiento de Gas Cactus y Nuevo Pemex para su comercialización. El Programa de Transición de la Asignación AE-0151-M-Uchukil campo Tlakati no contempla la construcción de ductos adicionales.

Toma de Información o estudios

Para la toma de información del campo Tlakati, dentro del Programa de Transición propuesto se consideran: pruebas presión-producción, registros de presión de fondo cerrado y fluyentes, registros de saturación de hidrocarburos, muestras PVT, muestras de canal, núcleos de pared del yacimiento, registro de hidrocarburos, registros geofísicos con cable y LWD.

d) PROGRAMA DE INVERSIONES

En la Tabla 16 se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la solicitud de aprobación del Programa de Transición presentado por el Operador, desglosado por "Actividad" y "Sub-Actividad", de conformidad con lo establecido en los Lineamientos *para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos; de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público*"; (en adelante, Lineamientos de Costos), publicados en el DOF el 6 de marzo de 2015, y sus respectivas modificaciones.

El Programa de Inversiones de la solicitud de aprobación al Programa de Transición contempla la erogación de 90.06 millones de dólares que corresponden a la Actividad Petrolera de Desarrollo y Producción, distribuidos en 83.77 millones de dólares de inversión y 6.29 en gastos de operación.

En la Tabla 14 se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de

la solicitud de aprobación al Programa de Transición presentado por el Asignatario, desglosado por “Actividad” y “Sub-Actividad”, de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Costos

Asimismo, se destaca que, como parte de la solicitud el Asignatario presupuestó un monto de “Otros Egresos”, por un total de 0.03 millones de dólares, mismo que se refiere a erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones externas al Campo Tlakati.

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Monto (MMUSD)
Desarrollo	Construcción Instalaciones	28.96
	General	6.29
	Perforación de Pozos	52.82
Producción	General	1.99
Total general		90.06

*Tabla 16 Desglose del Costo Total del proyecto (MMUSD)
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)*

Notas:

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

Consistencia de la Información de la Solicitud de aprobación

Derivado del análisis de la información presentada por el Operador se identificó que el Programa de Inversiones presentado en el archivo es consistente con las actividades físicas propuestas en el Programa de Transición

Conclusión del Programa de Inversiones

Se concluye que la información presentada es congruente con las metas físicas del Programa de Transición, asimismo el Programa de Inversiones asociado al mismo fue presentado de conformidad con los Lineamientos de Costos.

e) Manejo y Medición de la producción de Hidrocarburos

Conforme a lo establecido en el artículo 36 y el artículo 42 Bis de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH) el Asignatario presentó la siguiente propuesta para el manejo y medición de los hidrocarburos a producir en el Programa de Transición asociado al Campo Tlakati de la Asignación AE-0151-M-Uchukil.

Respecto a la cuantificación de los hidrocarburos producidos en el Campo Tlakati, la mezcla de hidrocarburos procedente de los pozos Tlakati-2 y Tlakati-3 se alinearán al cabezal de prueba de la plataforma Xikin-A en donde la mezcla entra al separador de prueba y, para el caso del líquido (Aceite y Agua), que sale por la parte inferior se medirá

de forma Operacional con un Medidor de flujo másico tipo Coriolis con TAG de identificación FE-3100AB, mientras que para el Gas que sale por la parte superior del separador será medido de manera Operacional por un Medidor de flujo masico tipo Coriolis con TAG de identificación FE-3100AA. Ver Figura 13 correspondiente al Manejo de los Hidrocarburos en la Asignación AE-0151-M Uchukil Campo Tlakati.

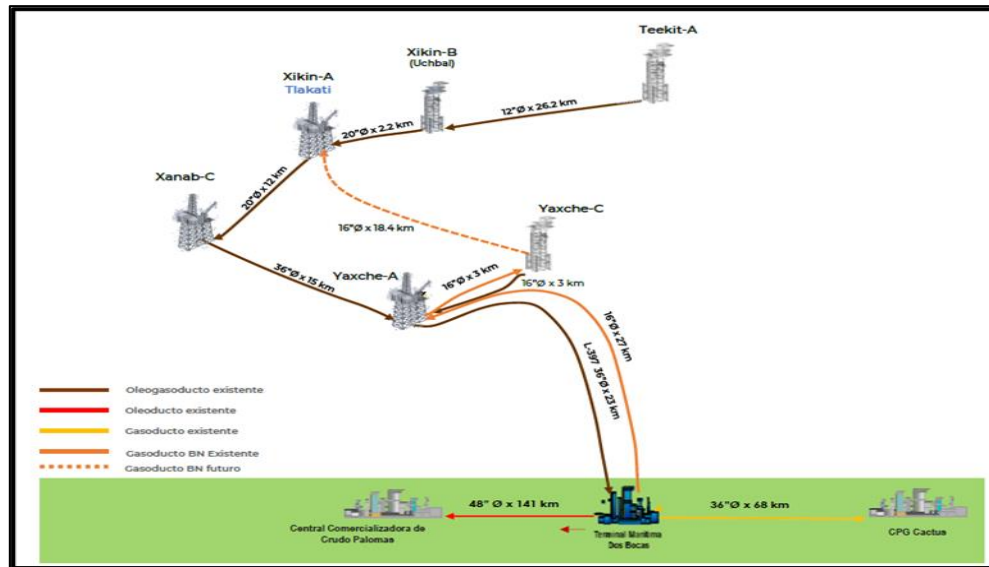


Figura 13 Manejo de los Hidrocarburos en la Asignación AE-0151-M Uchukil
Fuente: Asignatario.

La mezcla de hidrocarburos se incorpora a la corriente proveniente de las plataformas Teekit-A y Xikin-B para su envío por un oleogasoducto de 20" de diámetro y 12 Km hasta la plataforma Xanab-C de donde se envía a las instalaciones Yaxche-A por un oleogasoducto de 36" de diámetro y 15 km de longitud para posteriormente ser trasegado hasta la Terminal Marítima de Dos Bocas en donde se separa en la Batería Litoral, para los líquidos se realiza su Medición Referencial con Tecnología de flujo másico tipo Coriolis con TAG de identificación FE-6200, posteriormente se realiza su Medición de Transferencia con tecnología Tipo Coriolis TAG de identificación SM-900 y tipo Turbina con TAG de identificación SM-800, finalmente pasan a su Punto de Medición propuesto el cual se localiza en la misma TMDDB con Tecnología tipo Turbina y TAG de identificación SM-100 y SM-200, además se propone también como flexibilidad el Centro Comercializador de Crudo Palomas, con Tecnología de Medición tipo Ultrasónico y TAG de identificación PA-100, PA-200 y PA-300.

Para el Caso del Hidrocarburo Gas, se mide Referencialmente en la Batería Litoral con Tecnología tipo Cono (V-Cone) y TAG de identificación FE-104 y Tecnología tipo Ultrasónico Y TAG de identificación FE-6201 y FE-6204, posteriormente pasa a la estación de compresión en donde se realiza su Medición de Transferencia con Tecnología de presión diferencia tipo Placa de orificio TAG de identificación FE-11401, FE-12401 y FE-13401, para finalmente pasar a sus Puntos de medición provisional propuestos que son el

Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex con Tecnología de Medición tipo Placa de orificio TAG de identificación PM-11, además del Complejo procesador de Gas Cactus con Tecnología tipo Placa de orificio y TAG de identificación tipo Placa de orificio.

En adición y derivado de la recuperación de los condensados que se generan en los procesos de compresión y separación, el Asignatario presentó la propuesta de manejo y medición de los condensados, así como los Puntos de Medición provisional que se ubicarán en los CPG Nuevo Pemex con Tecnología tipo Placa de orificio TAG de identificación FE-4420 I y FE-4420 II y tecnología tipo Coriolis TAG de identificación FE-4420 III y FE-4420 IV además del CPG Cactus con Tecnología tipo Coriolis TAG de identificación FE-420 y Tecnología tipo Placa de orificio TAG de identificación FE-1420.

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

Adicionalmente, el manejo del agua congénita obtenida, el Asignatario manifiesta que aguas arriba de la Medición operacional, se tendrá un medidor de corte de agua en línea además de un sistema de toma de muestra manual al día para determinar la cantidad de porcentaje de agua en la corriente, dicha agua será separada en los tanques de deshidratación en TMDB para ser trasegada a los pozos de captación del Campo Tlakati.

Por lo anterior, el Asignatario presenta como parte de su Programa de Transición los Puntos de Medición provisional, de conformidad con lo establecido en el artículo 42 BIS, de los LTMMH, el cual menciona lo siguiente:

“Artículo 42 BIS. Del Punto de Medición provisional. Tratándose de Asignaciones y contratos cuyos campos se encuentren en Producción al momento de su suscripción o sean susceptibles de iniciar Producción previo a la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición incluyendo aquellos que se desarrollen en un programa de evaluación así como los derivados de un proceso de migración, de licitación o bien de producción temprana, conforme a los planes o programas respectivos, el Operador Petrolero, deberá presentar a consideración de la Comisión, dentro del plan o programa correspondiente, una propuesta de Punto de Medición provisional por tipo de Hidrocarburo, a efecto de iniciar o continuar la Producción respectiva.

En su caso, la propuesta de Punto de Medición provisional deberá contener, cuando menos, lo siguiente:

- I.*** *Identificación y ubicación del Punto de Medición provisional por tipo de Hidrocarburo;*
- II.*** *El Responsable Oficial, quien deberá contar con las competencias acordes con la propuesta del Operador Petrolero y cumplir con lo previsto en el artículo 9 de los presentes Lineamientos;*
- III.*** *El mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo, y*

IV. *El programa de Diagnósticos a realizar durante la implementación del Punto de Medición provisional.”*

Por lo anterior, la Comisión analizó y verificó la información de la propuesta de Punto de Medición provisional, con base en lo siguiente:

I. Identificación de los Puntos de Medición provisional propuestos

Punto de Medición provisional de Petróleo.

Los Puntos de Medición provisionales para petróleo propuestos para el Programa de Transición del Campo Tlakati son los siguientes:

- **Centro Comercializador de Crudo Palomas (C.C.C. Palomas):** Sistemas de Medición identificados con el TAG PA-100, PA-200 y PA-300 con medidores de tipo Ultrasónico como elemento primario de medición.

Punto de Medición provisional de Gas

Los Puntos de Medición provisionales para gas propuestos para el Programa de Transición del Campo Tlakati son los siguientes:

- **Centro Procesador de Gas Cactus (CPG Cactus):** Sistema de Medición identificados con el TAG PM-66 con medidores de presión diferencial de tipo placa de orificio como elementos primarios de medición.
- **Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex (CPG Nuevo Pemex):** Sistemas de Medición identificados con el TAG PM-11 con medidores de presión diferencial de tipo placa de orificio como elementos primarios de medición

Punto de Medición provisional de Condensado

Los Puntos de Medición provisionales propuestos para realizar la medición de condensados para el Programa de Transición del Campo Tlakati son los siguientes:

- **Centro Procesador de Gas Cactus (CPG Cactus):** Sistema de Medición identificados con el TAG FE-420 y FE-1420 con medidores másicos tipo Coriolis y medidores de presión diferencial tipo Placa de orificio como elementos primarios de medición, respectivamente.
- **Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex (CPG Nuevo Pemex):** Sistema de Medición identificados con el TAG FE-4420 I, FE-4420 II, FE-4420 III y FE-4420 IV con medidores másicos tipo Coriolis y medidores de presión diferencial tipo Placa de orificio como elementos primarios de medición.

Ubicación del Punto de Medición provisional propuesto

El Asignatario presentó las coordenadas geográficas donde se ubica el Punto de Medición Provisional para Petróleo, Gas y Condensado, los cuales se muestran a continuación en la siguiente Tabla 17.

Puntos de Medición Provisionales	TAG de identificación	Tecnología de medición	Latitud	Longitud
C.C.C. Palomas (petróleo)	PA-100, PA-200 y PA-300.	Ultrasónico	18.07655068	-94.29820576

Puntos de Medición Provisionales	TAG de identificación	Tecnología de medición	Latitud	Longitud
C.P.G. Cactus (Gas)	PM-66	Placa de orificio	17.89934089	-93.18586705
C.P.G. Nuevo Pemex (Gas)	PM-11	Placa de orificio	17.850714	-93.126619
C.P.G. Nvo Cactus (Condensado)	FE-420 y FE-1420	Coriolis y Ultrasónico	17.8992944	-93.1868583
C.P.G. Nvo Pemex (Condensado)	FE-4420 I, FE-4420 II, FE-4420 III y FE-4420 IV	Coriolis y Ultrasónico	17.8527167	-93.124622

*Tabla 17 Coordenadas geográficas de los Puntos de Medición provisional de Petróleo, Gas y Condensado
Fuente: Asignatario.*

II. Responsable Oficial

Como parte de la propuesta del Punto de Medición provisional y de conformidad con lo establecido en el Artículo 42 BIS, fracción II de los LTMMH, donde se establece que el Asignatario deberá presentar, entre otras cosas, la propuesta del Responsable Oficial de Medición.

Por lo que, derivado de lo anterior, el Asignatario entregó la información de los datos generales del Responsable Oficial, su oficio de designación, que demuestra que cuenta con las facultades de acuerdo a lo estipulado en los artículos 9 y 42 Bis fracción II, de los LTMMH, mismos que ya versan y se resguardan dentro de la Comisión, y mediante los cuales se designa al Titular de la Administración del Activo de Producción Bellota-Jujo como Responsable Oficial de la Medición de la producción de los Hidrocarburos.

III. El mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo.

El Asignatario presentó los procedimientos para la medición, balance y asignación de la producción de hidrocarburos de la asignación AE-0151-M-Uchukil campo Tlakati. Para la elaboración de los balances se consideran las condiciones operativas, así como los valores obtenidos en los sistemas de medición fiscales, de transferencia, de referencia y operacionales.

Para la asignación de la producción se considera el porcentaje de aportación de cada una de las corrientes que confluyen a los sistemas de medición, así como, de información de disponibilidad y distribución en función de los resultados provenientes de los sistemas de los Puntos de Medición provisional, los cuales se encuentran en el Centro Comercializador de Crudo Palomas y la Terminal Marítima Dos Bocas, para el caso de petróleo, y en los Complejos Procesadores de Gas Nuevo Pemex y Cactus, para el caso del gas producido y el condensado recuperado en los procesos de separación y compresión.

Los puntos de muestreo para determinar la calidad de los hidrocarburos representativa de la asignación se ubican en las salidas de aceite y gas del separador de prueba en la plataforma Xikin-A, en caso de que alguno de estos se encuentre fuera de operación, la muestra se tomará por medio de un arreglo en la bajante de los pozos. El muestreo para el hidrocarburo líquido se realizará con la práctica estándar ASTM D4057, mientras que el muestreo para el hidrocarburo gaseoso se realizará con la práctica del estándar GPA 2166. Las muestras se realizarán con una frecuencia mensual en cada uno de los pozos de la Asignación AE-0151-M-Uchukil campo Tlakati y de forma diaria en los Puntos de Medición provisional.

Comercialización de los Hidrocarburos

La estrategia comercial del campo Tlakati, se basa en aprovechar la infraestructura existente ubicada en TMDB para poner en calidad el hidrocarburo y el uso de las instalaciones para comercializar el aceite en CCC Palomas y para la fase gas los Centros de Proceso Gas Cactus y Centro de Proceso de Gas Nuevo Pemex.

El aceite producido en el área de Asignación tiene una calidad que ronda en los 14.8 °API, sin embargo, el Operador establece que la calidad del aceite a ser comercializado cumplirá con lo establecido en el artículo 28 de los LTMMH.

Por otra parte, la calidad esperada del gas a ser comercializado se visualiza en la Tabla 18:

CAMPO		TLAKATI
FECHA DE MUESTRA		06/07/2021
POZO REPRESENTATIVO		TLAKATI-1EXP
Componentes en % mol	Metano	93.349
	Etano	3.392
	Propano	1.438
	i-Butano	0.087
	n-Butano	0.410
	i-Pentano	0.054
	n-Pentano	0.113
	Hexanos	0.276
	Heptanos	0.237
	Octanos	0.088
	Nonanos	0.023
	Decanos y más	0.023
	Ácido clorhídrico	0.000
	Ácido sulfhídrico	0.000
	Dióxido de Carbono	0.000
	Hidrógeno	0.000
	Nitrógeno	0.510
Oxígeno	0.000	
Total	100.000	
Propiedades	Peso Específico (kg/m ³)	0.7019
	Peso Molecular (g/mol)	17.8120
	Poder Calorífico (B.TU/FT ³)	1,040
	Presión (kg/cm ²)	1.0330
	Temperatura (°C)	15.5600
	Densidad (kg/m ³)	0.6497

Tabla 18 Composición estimada del gas
Fuente: Asignatario

En cuanto a los puntos de medición fiscal del aceite, el Operador señala que este se ubica en el Centro Comercializador de Crudo Palomas y en la Terminal Marítima Dos Bocas, mientras que la medición fiscal del gas se llevará a cabo en el Centro de Procesador de gas Cactus y en Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex

Por otro lado, al objeto de realizar la comercialización, los escenarios de precios de Hidrocarburos líquidos de largo plazo se definen considerando la información disponible en el momento de su emisión. La metodología empleada por el Operador Petrolero parte de la proyección de precios de un crudo marcador, como el Brent Dated o West Texas Intermediate, así como el precio del gas amargo del sureste.

En virtud de lo anterior, los precios de cada tipo de petróleo que componen la canasta mexicana de crudos de exportación 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.

La tarifa de transporte por concepto de Logística es la tarifa ponderada por los puntos de venta y considera lo facturado por PEP por los servicios prestados por las Empresas Productivas Subsidiarias, resultando en una tarifa ponderada de 1.31 * [USD/bbl] para el aceite y de 0.53* [USD/Mpc] para el gas.

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

Por lo anteriormente expuesto, se considera que, con la información proporcionada por el Operador Petrolero, se da cumplimiento al Anexo III, numeral 3.1.5 de los Lineamientos al ser consistente con la filosofía de operación del Operador Petrolero, considerando la infraestructura disponible y el aporte de producción para la elaboración de las mezclas mexicanas de exportación.

IV. El Programa de Diagnósticos a realizar durante la implementación del Punto de Medición provisional para Petróleo, Gas y Condensado

El Asignatario presenta el programa de diagnósticos para la implementación de los Puntos de Medición provisionales donde se programan diagnósticos, calibraciones y presupuestos de incertidumbre, asociados a los sistemas de medición propuestos como Puntos de Medición provisional de Petróleo, Gas y Condensados para la producción del Campo Tlakati durante la vigencia del Programa de Transición, cumpliendo con lo establecido en los Lineamientos.

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 provisional mediante el Oficio 250.1443/2022 de fecha 04 de noviembre del 2022, respectivamente a lo cual mediante Oficio No 352-A-I-173 de fecha 04 de noviembre del 2022, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición provisionales, presentados como parte del Programa de Transición del Campo Tlakati Asignación AE-0151-M-UCHUKIL "...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

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

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Puntos de Medición provisionales 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 producido durante la vigencia del Programa de Transición del Campo Tlakati, en términos del presente análisis técnico y la evaluación correspondiente.

Obligaciones del Asignatario:

1. En caso de que el Asignatario considere realizar la modificación o proponer un nuevo Punto de Medición provisional de la Asignación deberá observar lo

establecido en el artículo 42 Bis de los LTMMH, y en su caso, si el Asignatario considera realizar una modificación al Punto de Medición provisional objeto del presente Dictamen, éste deberá observar lo establecido en el artículo 42 Quater de los Lineamientos, derivado de que, de conformidad con lo establecido en los multicitados Lineamientos, la Comisión debe aprobar dichas propuestas y considerando además que no se puede poner a aprobación mediante un aviso.

2. El Asignatario deberá de mantener actualizada la información a disposición de la Comisión, sobre el avance real ejecutado de los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre correspondientes al Punto de Medición provisional de Petróleo, Gas y Condensado producidos en el Campo Tlakati durante la vigencia del presente Programa de Transición de producción temprana.
3. 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.
4. Deberá dar aviso a esta Comisión – Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, en caso de falla en el Sistema de Medición o falta de registro de datos, el Asignatario deberá notificar a la Comisión el hallazgo del evento y al mismo tiempo compartir los registros de medición solicitados a su comprador, lo anterior con el fin de validar el volumen y calidad de los hidrocarburos a producir en el Campo Tlakati como lo estipula en los artículos 48, 49, 49 Bis, 49, Ter, 49 Quater, 50, 51 y 52, fracciones I, II, III, IV y V de los LTMMH.
5. El Asignatario deberá reportar la producción de los volúmenes de hidrocarburos de la Asignación AE-0151-M-Uchukil, de conformidad con los artículos 10 y 36 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.
6. El Asignatario deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico en laboratorio del Gas Natural producido, así como un análisis en el Punto de Medición provisional para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.
7. El reporte del volumen y calidad de los hidrocarburos líquidos y gas producidos en el campo Tlakati de la Asignación AE-0151-M-Uchukil, deberá de presentarse de manera mensual y estar acompañado por los documentos que den soporte en la determinación de la calidad, registros de los aforos de producción, así como los documentos necesarios para corroborar la aplicación de la determinación del volumen producido, así mismo, en caso de que ocurran eventos o contingencias operativas, se deberá de reportar a la comisión en los formatos correspondientes.
8. La información de producción y balance del hidrocarburo de la Asignación AE-

Programa de Gas (MMpcd)	Ene Feb Mar Abr May Jun Jul Ago Sep Oct Nov Dic											Días en producción / operación	Prom. 2022			
% de aprovechamiento		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 19 Aprovechamiento de gas para el año 2022

Fuente Asignatario

Programa de Gas (MMpcd)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Días en producción / operación	Prom. 2023
		Producción de gas	GP	1.151	1.428	1.898	2.297	2.183	2.046	1.913	1.771	1.637
	GA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	273	-
Autoconsumo	A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	273	-
Bombeo Neumático	B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	273	-
Conservación	C	-	-	-	-	-	-	-	-	-	273	-
Transferencia	T	1.151	1.428	1.898	2.297	2.183	2.046	1.913	1.771	1.637	273	1.358
Gas Natural no Aprovechado		-	-	-	-	-	-	-	-	-	273	-
% de aprovechamiento		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-	100%

Tabla 20 Aprovechamiento de gas para el año 2023

Fuente Asignatario

A continuación, se presenta el programa de aprovechamiento de gas de forma anual en 2022 y 2023, calculado como promedio anual a partir de los volúmenes promedio mensual de las tablas anteriores Tabla 21.

Programa de Gas (MMpcd)		2022	2023
Producción de gas	GP	-	1.358
	GA	-	-
Autoconsumo	A	-	-
Bombeo Neumático	B	-	-
Conservación	C	-	-
Transferencia	T	-	1.358
Gas Natural no Aprovechado		-	-
% de aprovechamiento		-	100%

Tabla 21 Aprovechamiento de gas para el año 2023

Fuente Asignatario

De las formas de aprovechamiento del Gas Natural Asociado

I. Transferencia

En el área de Asignación AE-0151-M-Uchukil campo Tlakati se contempló transferir los hidrocarburos producidos durante el Programa de Transición a la plataforma Xikin-A perteneciente a la Asignación AE-0006-Amoca-Yaxché-04 campo Xikin. Esta Asignación tiene capacidad para recibir la producción transferida por lo que no se requiere incrementar la capacidad de manejo y por tanto no se requiere realizar acciones o inversiones adicionales en las instalaciones, por lo que es técnicamente factible la alternativa de Transferencia..

Lo antes expuesto con fundamento en el artículo 5, fracción IV, de las Disposiciones Técnicas.

De acuerdo con el Artículo 13 de las Disposiciones Técnicas en los trabajos de Producción de Hidrocarburos se establece el valor máximo de la relación gas-aceite para la Asignación

De acuerdo con el Artículo 13 de las Disposiciones Técnicas en los trabajos de Producción de Hidrocarburos se establece el valor máximo de la relación gas-aceite para la Asignación AE-0151-M-Uchukil campo Tlakati, que permita asegurar la maximización del factor de recuperación de hidrocarburos. (Tabla 22)

Formación	Máxima RGA (m3/m3)
Mioceno superior	59.63

Tabla 22 Máxima Relación de Gas-Aceite
(Fuente Programa de Transición del Asignatario)

VI. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y métricas de evaluación del Programa de Transición

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en el Programa, se tomará como criterio de evaluación el artículo 69 fracción III de los Lineamientos.

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 7, fracción II 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 y 100, fracción I, inciso c. de los Lineamientos, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Asignatario en las Asignaciones, 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.

Hidrocarburo	Dic-22	Ene-23	Feb-23	Mar-23	Abr-23	May-23	Jun-23	Jul-23	Ago-23	Sep-23	Oct-23	Nov-23	Dic-23	Volumen por recuperar (MMb y MMMpc)
Porcentaje de desviación														
Producción de gas programada (MMpcd)	0	1.151	1.428	1.898	2.297	2.183	2.046	1.913	1.771	1.637				0.5
Producción de gas real (MMpcd)														
Porcentaje de desviación														

Tabla 25 Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la
(Fuente: Comisión con Información presentada por el Asignatario).

VII. Sistema de Administración de Riesgo

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente al Programa de Transición del campo Tlakati de la Asignación AE-0151-M-Uchukil, sin perjuicio de la obligación de PEP 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 Programa.

Mediante oficio 250.1501/2022 de fecha 16 de noviembre de 2022, la Comisión remitió a la ASEA la información presentada por el Asignatario respecto de la solicitud de aprobación del Programa de Transición del Campo Tlakati a fin de que determine lo conducente.

No obstante, lo anterior, esta Comisión tiene conocimiento que Pemex cuenta con la autorización número ASEA-PEM16001C/AI0417 del Sistema de Administración de Riesgos.

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

VIII. Sentido del Dictamen Técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Programa propuesto presentado por el Asignatario de conformidad con los artículos 39, fracciones I, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 19, 45, séptimo y octavo párrafo, 65 Bis, 66, fracción III, 69, fracción III, 70, y 71 y el Anexo III, apartado I.C de los Lineamientos.

Sobre el particular, del análisis técnico realizado, se advierte que el dictamen técnico respecto de la solicitud de aprobación del Programa de Transición propuesto por el Asignatario resulta favorable debido a que cumple con las bases establecidas en el

artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética conforme lo siguiente:

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

Con la toma de información contemplada en el Programa de Transición, se contribuirá a incrementar el conocimiento del potencial petrolero del país.

Lo anterior se cumple a través de las pruebas de presión-producción, toma de registros de presión cerrado y fluyentes, registros de saturación de hidrocarburos, muestras PVT, núcleos de fondo y de pared a los dos yacimientos y la construcción de un modelo de simulación.

b) La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos:

Una vez analizada la información remitida por el Asignatario la Comisión concluye que, las tecnologías a emplearse para la ejecución de actividades son adecuadas para obtener la información necesaria para sustentar un futuro desarrollo del Campo Tlakati y guarda congruencia con las características de los yacimientos.

c) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país:

Las actividades planteadas por el Asignatario como la toma de información y la perforación de 2 pozos de desarrollo se consideran técnicamente viables para la Extracción de Hidrocarburos, en beneficio del país.

Asimismo, que las actividades propuestas están encaminadas a prolongar el tiempo de vida productiva de los Pozos, lo anterior con el objeto de maximizar la recuperación de Hidrocarburos en condiciones técnica y económicamente viables, respecto de las cuales cuenta con la información solicitada en el Informe de Evaluación Inicial.

d) Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos:

La Asignación AE-0151-M-Uchukil Campo Tlakati no cuenta con instalaciones para el aprovechamiento y quema de gas. El 100% a partir del primer mes de producción y durante todo el año de su vigencia, dado que transferirá la totalidad de su producción mediante la infraestructura existente del gas producido se transfiere a la plataforma

Xikin-A perteneciente a la Asignación AE-0006-Amoca-Yaxché-04. Lo anterior, en cumplimiento a lo indicado en el artículo 14, fracción II, inciso a), sub fracción II. de las Disposiciones Técnicas.

Por otro lado, se cumplió con el Artículo 69 fracción III y último párrafo de los Lineamientos determinándose que las actividades incluidas están encaminadas a obtener la información necesaria para sustentar un futuro desarrollo de Campo de forma viable y que guarda congruencia entre las características del Yacimiento, los Pozos a desarrollar y la infraestructura propuesta para el manejo de la producción, procurando administrar la energía del Yacimiento en concordancia con el ritmo de vaciamiento cuando no exista un mecanismo natural que la mantenga conforme a las Mejores Prácticas de la Industria y presentan la propuesta de punto de medición provisional por cada tipo de Hidrocarburo que permitan una cuantificación del volumen o masa y la determinación de la calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos de conformidad con la Normativa emitida por la Comisión en la materia. Lo cual da cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece la vigencia de dicha Asignación.

IX. Recomendaciones

- Mejorar la delimitación de los yacimientos descubiertos con la información que se adquiera durante el periodo de Transición y con la ejecución de las actividades restantes contempladas en el Programa de Evaluación vigente.
- Una vez que los pozos comiencen producción, evaluar las condiciones operativas de los pozos para optimizar su productividad y para responder de manera oportuna, en el caso de que se presenten afectaciones, poniendo especial atención en el corte de agua de los pozos a perforar.
- Usar los registros de pozos a perforar para mejorar la caracterización estática de los yacimientos y poder dar certidumbre al modelo de propiedades petrofísicas.
- Cumplir en tiempo, forma y calidad con los programas de perforación y terminación de los pozos actualmente perforando y a perforar para evitar costos adicionales y poder recuperar los volúmenes de hidrocarburos contemplados a producir en la etapa de Transición.
- Se debe llevar a cabo el seguimiento mensual de los avances en la ejecución de actividades de perforación y terminación de pozos, así como de la producción del Programa de Transición con el objeto de identificar desviaciones oportunamente.
- Se recomienda que el Asignatario lleve a cabo un análisis consciente sobre la programación de los equipos de perforación, y demás equipos, así como de los

materiales que sean necesarios para la ejecución de las actividades, con la finalidad de buscar eficiencias en costos y garantizar la solvencia económica de las mismas.

- Tomar las lecciones aprendidas de los campos Mulach y Yaxche, ya que se toman como análogos, para maximizar el valor de los hidrocarburos en el campo Tlakati.

En consecuencia, con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión resolver en sentido favorable la solicitud de aprobación del Programa de Transición, correspondiente a la Asignación AE-0151-M-Uchukil (Campo Tlakati), el cual tendrá una vigencia de 11 meses a partir de la aprobación del presente Programa.

ELABORÓ

MTRO. ERNESTO JESÚS VILLALOBOS LUÉVANOS

Dirección de Recuperación Secundaria y Mejorada

REVISÓ

MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ

Director General de Dictámenes de Extracción

AUTORIZÓ

ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO

Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

Los firmantes del presente dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37, 39 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la solicitud de aprobación del Programa de Transición del campo Tlakati, el cual se encuentra dentro de la Asignación AE-0151-M-Uchukil.

Mtro. Ernesto Jesus Villalobos Luevanos
Dirección De Recuperación Secundaria Y Mejorada

ELABORÓ

Firma de Ernesto Jesus Villalobos Luevanos
Fecha de Sello Digital: 30/11/2022 10:14:04 a. m.

Sello Digital:
Y7biiXCjovzLo4/uDNbk28pzy1N897Vz+W4KZvNbn+F66NPWLoHtiEsS1ksEXun3z3ouHLWeQQYtmV0DTmPwymZwE9amc7N9UYI3R3NjtBtglu/SB7xsvPFNhV/fSaLfbHlapFNUV9k0EQ9p6XKigXLRZXycdbbhYqSgC9etn2mGOIG/frr9Qe4HiOz612djLss9rFWy46MI2ITvxJDipnXpq9yggkZ7ILszhEOai3sozQRVLIheOfo06f30hy9kr851CGm99J6BPQHNoVfbFewGzRwtqrrA6iVPGks5bGaMRLDGG/HircKkcdEj8ys1MkyW/RGLT2LvEhG1ADgg==

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

Mtro. Francisco Castellanos Páez
Director General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ

Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 08/12/2022 11:38:41 a. m.

Sello Digital:
JnmXjYsiMq/0aiAJ1cQj1wuJ/sKAvTBZ/yrIpnuz9ldRuCTK7wOVs70/QgCsR752w52GhJmBdmsSNKUqrPr+WiKknTTvFFqBnx4RIJvHTT/m/DqyFsPII6OSaTXwyxxMyEWZlmdxQqTVzinDzY2Fzy2BFok+u9ottapslaCoaRi5+LI/N3ICKijl5qaLZ5yEvLyg89mxP1I2zM8la8zQXy7IjWbkiEzhPF+wr3/J9LOWTJ/UDXOXkJCaSFvpy1JM+Cclb+BiE3c2HHk48SzMlv4CGNou/yFgl5xMK4dgEZBs2X1aJM7t7cmwYUphXUwTBB50uzD2NtGr62SRHw==

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

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 08/12/2022 12:03:35 p. m.

Sello Digital:
XaSvRbd3z+G/EHUd9/VbVGMfKvMxx/IS0TQ7BGdy+aF6Pg08Jlyxn407H/YyjUTI30V04oVvmKhynWNVH24HucorMvUxv4Fel8Fty9ARCBTRC+kmsrLmE332Ycmz4IVYkzRLVsRI6ykpGji+jMMFH/HNF77oNYsbd3TLfRLGLKyOVIPHFQ7K0dUIKcs+X5RsBK/ErhwjqBWOejv/XNvISvtXgNOhCuBh0krrmxhyfd4L6wYCPmMIDUavDAY4ptXnyidDldmTIIJ7MCR7mgg25hYIKXSVTibTpGRNZfuZs8Y55nmvbFrLWAZJ02KxTTUhmNAP6E23++Eer89QaA==

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

podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."