

**CNH**

Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

# Dictamen Técnico del Programa de Transición.

**Campo Tlalkivak, Asignación AE-0154-2M-Chalabil**

**PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN**

Noviembre, 2022



@CNH\_MX



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



@cnh.mx

# Contenido

<b>I. Identificación del Operador y del área de Asignación .....</b>	<b>4</b>
<b>II. Elementos generales del Programa .....</b>	<b>10</b>
Alcance .....	10
<b>III. Relación cronológica del proceso de revisión .....</b>	<b>11</b>
<b>IV. Criterios de evaluación utilizados para la emisión del Dictamen .....</b>	<b>12</b>
<b>V. Análisis y Evaluación de los elementos del Programa de Transición .....</b>	<b>15</b>
<b>a) Características Generales y propiedades de los yacimientos de la Asignación referente al Campo Tlalkivak .....</b>	<b>15</b>
<b>b) Antecedentes de Exploración y Evaluación.....</b>	<b>16</b>
Exploración y Evaluación .....	16
Identificación del intervalo considerado yacimiento.....	16
Fluidos.....	19
Resultados de la prueba de presión-producción efectuada al pozo Tlalkivak-1EXP al amparo del Programa de Evaluación vigente.....	20
Modelo de yacimiento .....	20
<b>c) Actividades y metas físicas.....</b>	<b>25</b>
Perforación de pozos .....	30
Ductos e infraestructura.....	32
Toma de Información o estudios.....	33
<b>d) PROGRAMA DE INVERSIONES .....</b>	<b>34</b>
Consistencia de la Información de la Solicitud de aprobación.....	35
Conclusión del Programa de Inversiones.....	35
<b>e) Manejo y Medición de la producción de Hidrocarburos .....</b>	<b>35</b>
<b>I. Identificación de los Puntos de Medición provisional propuestos.....</b>	<b>38</b>
Punto de Medición provisional de Petróleo.....	38
Punto de Medición provisional de Gas.....	38
Punto de Medición provisional de Condensado.....	39

Ubicación del Punto de Medición provisional propuesto .....	39
<b>II. Responsable Oficial.....</b>	<b>39</b>
<b>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.....</b>	<b>40</b>
<b>Comercialización de los Hidrocarburos .....</b>	<b>41</b>
<b>IV. El Programa de Diagnósticos a realizar durante la implementación del Punto de Medición provisional para Aceite, Gas y Condensado ..</b>	<b>43</b>
<b>Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).....</b>	<b>43</b>
<b>Obligaciones del Asignatario:.....</b>	<b>44</b>
<b>Conclusiones.....</b>	<b>45</b>
<b>f) Aprovechamiento de gas.....</b>	<b>46</b>
De las formas de aprovechamiento del Gas Natural Asociado.....	47
<b>VI. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y métricas de evaluación del Programa de Transición</b>	<b>47</b>
<b>VII. Sistema de Administración de Riesgo.....</b>	<b>49</b>
<b>VIII. Sentido del Dictamen Técnico .....</b>	<b>49</b>
a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país:.....	50
b) La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos:.....	50
c) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país:.....	50
d) Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos:.....	50
<b>IX. Recomendaciones .....</b>	<b>51</b>

## I. Identificación del Operador y del área de Asignación

El Asignatario promovente de la solicitud de aprobación del Programa de Transición del campo Tlalkivak que se encuentra dentro de la Asignación AE-0154-2M-Chalabil, 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-0154-2M-Chalabil
Estado y Municipio	Aguas territoriales del Golfo de México frente al Estado de Tabasco
Área de Asignación	844.9 km <sup>2</sup>
Fecha de Otorgamiento del Título	28 de agosto de 2019
Vigencia	30 años a partir de la Fecha efectiva, es decir del 28 de agosto de 2019
Tipo de Asignación	Exploración y Extracción
Yacimientos y/o Campos	Hok, Koban, Cráter, Tizón, Tsimín.
Restricciones	El Asignatario no podrá realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en los traslapes con las siguientes Asignaciones:  A-0061-Campo Caparroso-Pijije-Escuintle, A-0108-M-Campo Cráter, A-0197-Campo Luna-Palapa, A-0310-M-Campo Sini, A-0340-M-Campo Tizón, A-0352-2M-Campo Tsimín y AE-0019-3M-Okom-02
Colindancias	A-0061-Campo Caparroso-Pijije-Escuintle, A-0197-Campo Luna-Palapa, A-0310-M-Campo Sini, AE-0019-3M-Okom-02.

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

El campo Tlalkivak fue descubierto con la perforación del pozo exploratorio Tlalkivak-1EXP, misma que fue autorizada por la Comisión el 8 de junio de 2021 mediante Resolución [CNH.E.41.006/2021](#) y modificada el 24 de septiembre del mismo año, mediante la Resolución [CNH.E.71.006/2021](#), el cual descubrió acumulaciones de hidrocarburos en 2 yacimientos; uno a nivel Cretácico (Superior medio) y el segundo yacimiento a nivel Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK). Se localiza en aguas territoriales del Golfo de México a una distancia de 37 km al NE del Puerto Marítimo de Dos Bocas, Tabasco, a 6 km al NW del campo terrestre Luna y a 12 km al SW del campo Koban, en la Asignación Exploratoria AE-0154-2M-Chalabil. Figura 1.

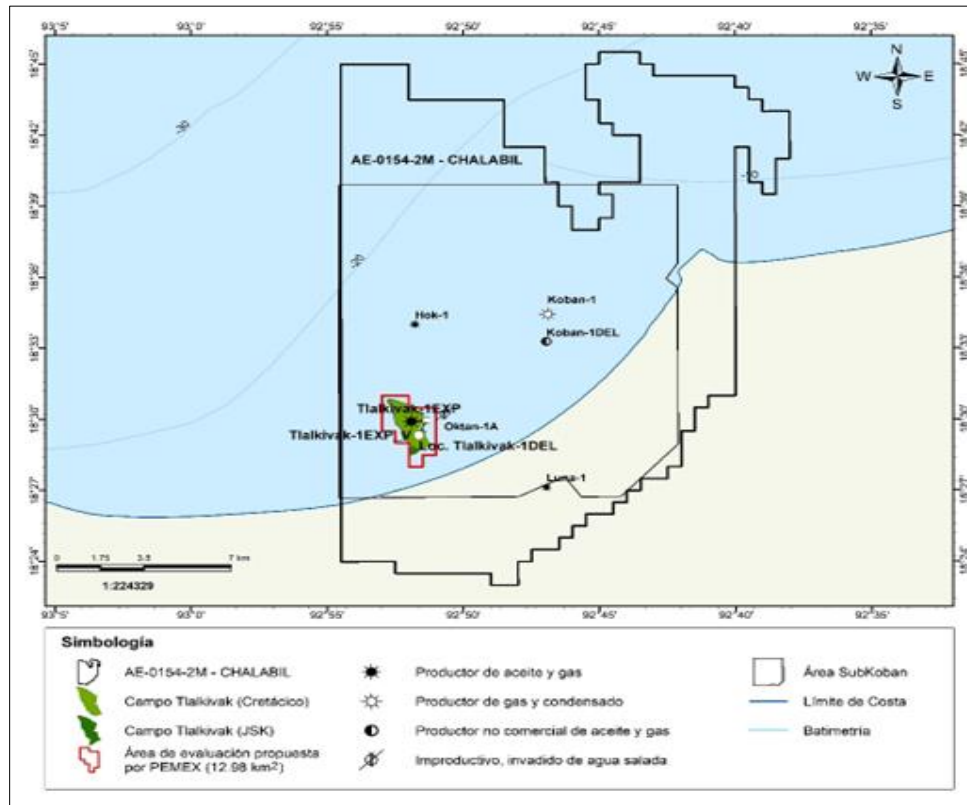


Figura 1. Ubicación de la Asignación AE-0154-2M-Chalabil.  
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

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.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	92° 43' 30"	18° 45' 30"
2	92° 43' 30"	18° 45' 00"
3	92° 43' 00"	18° 45' 00"
4	92° 43' 00"	18° 44' 30"
5	92° 40' 00"	18° 44' 30"
6	92° 40' 00"	18° 44' 00"
7	92° 39' 30"	18° 44' 00"
8	92° 39' 30"	18° 43' 30"

<b>Vértice</b>	<b>Longitud Oeste</b>	<b>Latitud Norte</b>
9	92° 39' 00"	18° 43' 30"
10	92° 39' 00"	18° 43' 00"
11	92° 38' 00"	18° 43' 00"
12	92° 38' 00"	18° 41' 00"
13	92°38'30"	18° 41' 00"
14	92°38'30"	18° 39' 30"
15	92° 39' 00"	18° 39' 30"
16	92° 39' 00"	18° 40' 00"
17	92° 39' 30"	18° 40' 00"
18	92° 39' 30"	18° 41' 30"
19	92° 40' 00"	18° 41' 30"
20	92° 40' 00"	18° 31' 00"
21	92° 41' 00"	18° 31' 00"
22	92° 41' 00"	18° 30' 30"
23	92° 41' 30"	18° 30' 30"
24	92° 41' 30"	18° 29' 30"
25	92° 42' 00"	18° 29' 30"
26	92° 42' 00"	18° 28' 00"
27	92° 42' 30"	18° 28' 00"
28	92° 42' 30"	18° 27' 30"
29	92° 43' 30"	18° 27' 30"
30	92° 43' 30"	18° 27' 00"
31	92° 44' 00"	18° 27' 00"
32	92° 44' 00"	18° 26' 30"
33	92° 44' 30"	18° 26' 30"
34	92° 44' 30"	18° 26' 00"
35	92° 45' 30"	18° 26' 00"
36	92° 45' 30"	18° 25' 30"

<b>Vértice</b>	<b>Longitud Oeste</b>	<b>Latitud Norte</b>
37	92° 46' 00"	18° 25' 30"
38	92° 46' 00"	18° 25' 00"
39	92° 46' 30"	18° 25' 00"
40	92° 46' 30"	18° 24' 30"
41	92° 47' 30"	18° 24' 30"
42	92° 47' 30"	18° 24' 00"
43	92° 48' 00"	18° 24' 00"
44	92° 48' 00"	18° 23' 00"
45	92° 49' 00"	18° 23' 00"
46	92° 49' 00"	18° 23' 30"
47	92° 52' 30"	18° 23' 30"
48	92° 52' 30"	18° 24' 00"
49	92° 54' 30"	18° 24' 00"
50	92° 54' 30"	18° 45' 00"
51	92° 52' 00"	18° 45' 00"
52	92° 52' 00"	18° 43' 30"
53	92° 48' 30"	18° 43' 30"
54	92° 48' 30"	18° 41' 30"
55	92° 47' 00"	18° 41' 30"
56	92° 47' 00"	18° 40' 00"
57	92° 46' 30"	18° 40' 00"
58	92° 46' 30"	18° 39' 00"
59	92° 46' 00"	18° 39' 00"
60	92° 46' 00"	18° 38' 00"
61	92° 45' 00"	18° 38' 00"
62	92° 45' 00"	18° 38' 30"
63	92° 44' 30"	18° 38' 30"
64	92° 44' 30"	18° 39' 30"

<b>Vértice</b>	<b>Longitud Oeste</b>	<b>Latitud Norte</b>
65	92° 45' 00"	18° 39' 30"
66	92° 45' 00"	18° 40' 00"
67	92° 43' 30"	18° 40' 00"
68	92° 43' 30"	18° 42' 00"
69	92° 44' 30"	18° 42' 00"
70	92° 44' 30"	18° 42' 30"
71	92° 45' 00"	18° 42' 30"
72	92° 45' 00"	18° 43' 30"
73	92° 45' 30"	18° 43' 30"
74	92° 45' 30"	18° 45' 00"
75	92° 45' 00"	18° 45' 00"
76	92° 45' 00"	18° 45' 30"

*Tabla 2 Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación AE-0154-2M - CHALABIL  
(Fuente: Título de la Asignación AE-0154-2M - CHALABIL).*

En la Figura 2, en perímetro rojo, se muestra el polígono de evaluación que circunscribe al campo Tlalkivak y que abarca un área total de 12.945274 km<sup>2</sup>.



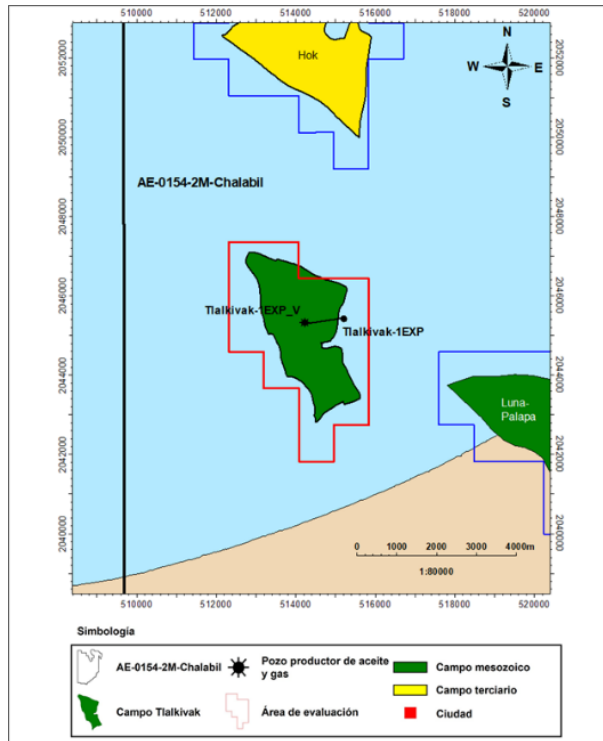


Figura 2 Ubicación del polígono de evaluación del campo Talkivak dentro de la Asignación AE-0154-2M-Chalabil (Fuente: Asignatario).

Los vértices que delimitan el área de Evaluación se muestran en la Tabla 3.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	92°53'00"	18°31'00"
2	92°52'00"	18°31'00"
3	92°52'00"	18°30'30"
4	92°51'00"	18°30'30"
5	92°51'00"	18°28'30"
6	92°51'30"	18°28'30"
7	92°51'30"	18°28'00"
8	92°52'00"	18°28'00"
9	92°52'00"	18°29'00"
10	92°52'30"	18°29'00"
11	92°52'30"	18°29'30"
12	92°53'00"	18°29'30"
13	92°53'00"	18°31'00"

Tabla 3 Coordenadas geográficas de los vértices del Polígono de Evaluación del campo Talkivak dentro de la Asignación AE-0154-2M-Chalabil.

(Fuente: Asignatario).

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 I del Título de la Asignación, en los traslapes con las Áreas de Asignación mencionados en el Título.

## II. Elementos generales del Programa

### Alcance

El objetivo del Programa de Transición (en adelante, Programa propuesto) presentado por el Asignatario es llevar a cabo las actividades que permitan la producción temprana del Campo Tlalkivak yacimiento JSK, el cual contempla las actividades necesarias para la integración de 2 pozos a producción (reparación mayor del pozo Tlalkivak-1EXP para recuperar el pozo, reparación mayor donde se realizará la terminación definitiva del Tlalkivak-1DEL) y el inicio de la perforación del pozo Tlalkivak-2.

El programa propuesto para el Campo Tlalkivak considera actividades desde el mes de ingreso de la solicitud de aprobación del Programa a la Comisión (septiembre 2022), sin embargo, la Comisión únicamente se pronuncia respecto a las actividades físicas desde la aprobación del presente Programa.

El Programa propuesto para el campo Tlalkivak contempla recuperar un volumen de 0.77 MMB de aceite y 1.66 MMMpc de gas del período desde la aprobación del presente Programa a mayo del 2023, iniciando producción en enero del 2023 conforme lo señalado en el tercer párrafo del artículo 71 de los LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (en adelante, Lineamientos) el cuál señala lo siguiente:

*“Artículo 71. De la vigencia del Programa de Transición (...)*

*Para el caso del Programa de Transición previsto en el artículo 65 Bis de los Lineamientos, éste **podrá tener una duración hasta por la duración del plazo de evaluación asociado al Programa de Evaluación que, en su caso, se lleve a cabo de manera paralela.** Una vez concluido el Programa de Evaluación, el Programa de Transición podrá ser prorrogado anualmente hasta en tanto cuente con la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción, siempre que se solicite su modificación.”*

**[Énfasis añadido]**

Asimismo, se le recuerda que una vez concluido el Programa de Evaluación, el Programa de Transición podrá ser prorrogado anualmente hasta en tanto cuente con la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción, siempre que se solicite su modificación.

Las actividades consideradas para el Programa propuesto son las siguientes:

1. El inicio de la perforación del pozo de desarrollo tipo “J” Tlalkivak-2
2. Reparación Mayor del Pozo Exploratorio Tlalkivak-1EXP

3. Reparación Mayor del Pozo Tlalkivak-1DEL
4. Construcción del Oleogasoducto de la plataforma Marina Tlalkivak-A hacia la plataforma marina Koban-A de 20" Ø x 12.9 Km
5. Se contempla instalar una plataforma tipo Estructura Ligera Marina (ELM) denominada Tlalkivak-A que se instalará en un tirante de agua de 13.0 m

El Programa de Inversiones de la solicitud de aprobación al Programa de Transición contempla la erogación de 167.3 millones de dólares que corresponden a la Actividad Petrolera de Desarrollo y Producción, distribuidos en 162.11 millones de dólares de inversión y 5.19 en gastos de operación.

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

Mediante el Oficio 240.1665/2022 de fecha 14 de octubre del 2022, la Comisión considero procedente de resolver de manera favorable el informe de Evaluación Inicial del Descubrimiento Tlalkivak-1EXP asociado a la Asignación AE- 0154-2M-Chalabil yacimiento JSK.

### **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 cinco direcciones generales de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción (DGDEExt), la Dirección General de Extracción (DGDEExt), la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción (DGMCP), la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica (DGPEE), la Dirección General de Seguimiento de Asignaciones (DGSA) y la Dirección General de Dictámenes de Exploración (DGDEExp).

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.7/1/17/2022 Solicitud de aprobación del Programa de Transición del Campo Tlalkivak, Asignación AE-0154-2M-Chalabil, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

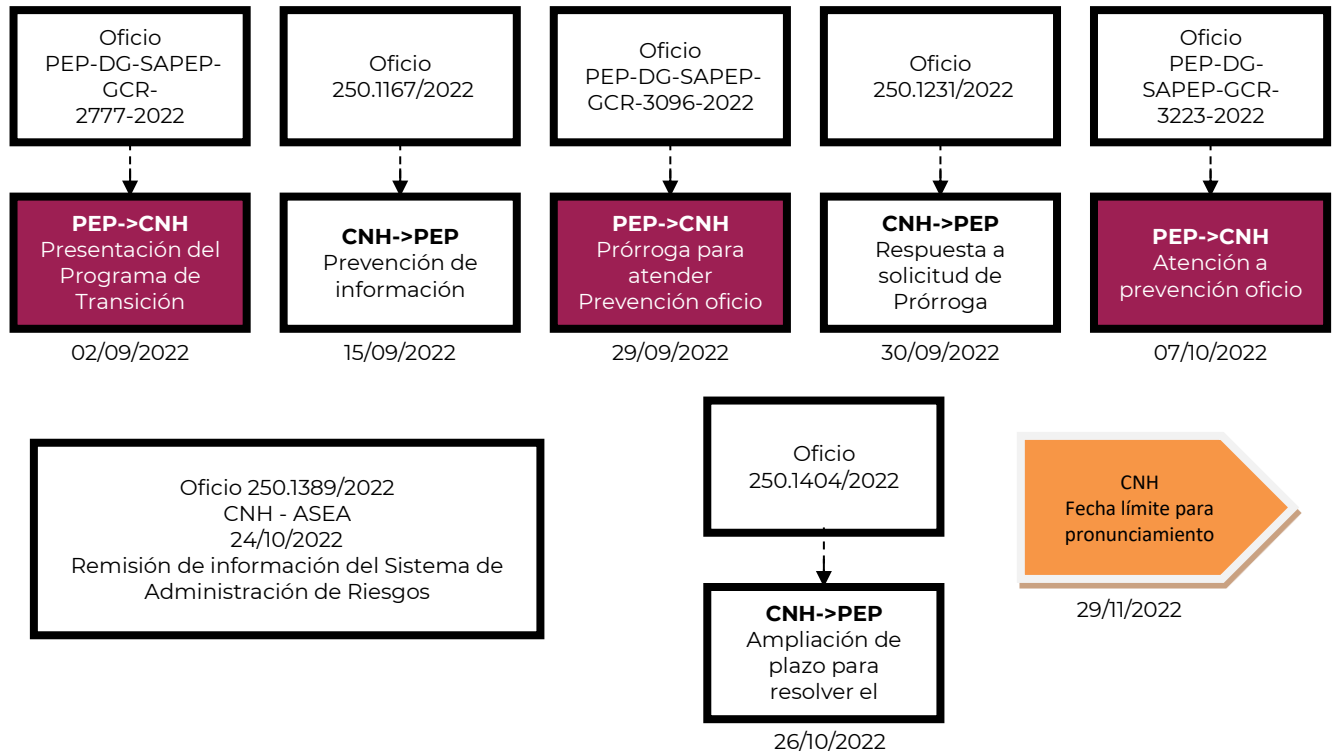


Figura 3 Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución.  
(Fuente: Comisión).

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

Se verificó que el Programa propuesto por el Asignatario cumple 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, 66, fracción III, 69 fracción III, inciso a), b), c), d) y e), 70, 71, y el Anexo III, apartado I.C de los Lineamientos.

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 (en adelante, 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, incisos a, b, c, d,e, 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 un año. 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 comprobante de pago respectivo mediante el esquema de pagos electrónicos e5cinco.
- c) Adjuntó el documento con la información y el nivel de detalle establecidos en el Anexo III, apartado I.C de los Lineamientos,
- d) 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

Ahora bien, cabe señalar que el artículo 52 Bis 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]**

**“Artículo 52 Bis. Del Informe de Evaluación Inicial.**

(...)

*Cuando los Operadores Petroleros pretendan llevar 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 conforme a la Normativa 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 10 de mayo de 2022 mediante la Resolución CNH.E.37.003/2022.
- b) El 2 y 26 de septiembre de 2022, fueron recibidos por la Comisión, los escritos PEP-DG-SAPEP-GCR-2776-2022 y PEP-DG-SAPEP-GCR-3041-2022 respectivamente, relacionados con el Informe de Evaluación Inicial del Descubrimiento Tlalkivak-1EXP en el nivel JSK.

En respuesta, mediante el Oficio 240.1665/2022 de 14 de octubre de 2022, la Comisión resolvió de manera favorable el Informe de Evaluación Inicial.

- c) Asimismo, mediante el escrito PEP-DG-SAPEP-GCR-2777-2022 recibido el 02 de septiembre del 2022, PEP sometió a consideración de la Comisión la solicitud de aprobación del Programa de Transición del campo Tlalkivak asociado a la Asignación AE-0154-2M-Chalabil.

Por lo antes expuesto, resulta procedente conocer respecto de la Solicitud de aprobación del Programa de Transición, de conformidad con los artículos 52, segundo párrafo, 66, fracción III, 70, último párrafo, 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 Tlalkivak

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

Asignación	AE-0154-2M-Chalabil
Campo	Tlalkivak
Formación	Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK)
Área km <sup>2</sup>	3.75
Año de Descubrimiento	2021
Profundidad promedio (mv)	5778
Tipo de Yacimiento	Aceite volátil
Pozos	
Pozos	1
Productores	1
Cerrados con posibilidades	1
Cerrados sin posibilidades	0
Taponados	0
Marco geológico	
Era	Mesozoico
Periodo	Jurásico

Época	Kimmeridgiano
Play	Jurásico
Litología	Carbonatos dolomitizados
<b>Propiedades petrofísicas</b>	
% Saturación inicial promedio de agua	25
Porosidad promedio % (efectiva)	6.3
Permeabilidad (mD)	4.1
Espesor neto promedio (m)	116.7
<b>Propiedades de los fluidos</b>	
Densidad °API	42.4
Factor de volumen inicial de aceite (Boi) (m <sup>3</sup> @cy/m <sup>3</sup> @cs)	2.215
Densidad (kg/cm <sup>2</sup> )	0.750
Poder calorífico del gas (BTU/ft <sup>3</sup> )	1,135.030
Presión de Saturación (kg/cm <sup>2</sup> )	320.34
Relación gas/aceite en separador (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	392.4
<b>Propiedades del Yacimiento</b>	
Temperatura °C	165
Presión inicial (Kg/cm <sup>2</sup> )	584
Mecanismo de empuje principal	Expansión de acuífero activo

*Tabla 4 Características generales de los yacimientos del Campo Tlalkivak  
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).*

## **b) Antecedentes de Exploración y Evaluación**

### **Exploración y Evaluación**

La perforación del pozo descubridor Tlalkivak-1EXP inició el día 20 de mayo de 2021, con tirante de agua de 13 m y elevación de mesa rotaria de 52 m. En su primera trayectoria se perforó a la profundidad de 5,150 mdbmr / 5,098 mvbnm, suspendió la perforación por encontrar columna geológica imprevista de Sal, atravesando 265 m de 4,885 a 5,150 md. Realizó y perforó la ventana (Tlalkivak-1EXP\_V), el cual alcanzo una profundidad total de 6,350 mdbmr / 6,079 mvbnm, descubrió dos yacimientos, de edad Cretácico y Jurásico superior Kimmeridgiano (JSK); el yacimiento Cretácico (superior-medio) está constituido por carbonatos de textura mudstone a wackestone de foraminíferos de ambiente de cuenca con porosidad secundaria en fracturas; mientras que el yacimiento JSK está constituido por carbonatos asociados a bancos oolíticos depositado en ambiente de plataforma somera de alta energía, con texturas de packstone-grainstone, dolomitizados, con porosidad secundaria intercrystalina y en microfracturas, dándose por terminado el pozo el 28 de marzo de 2021, resultando productor de aceite y gas.

### **Identificación del intervalo considerado yacimiento**

El Campo Tlalkivak cuenta con la información de una prueba de presión-producción en el intervalo 5,758-6,034 md (agujero descubierto) en rocas de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano, por estrangulador de 1/2", se midió un gasto de aceite de 3,403 bpd y un



gasto de gas de 7.89 MMpcd, la calidad del hidrocarburo corresponde a 42.4°API (PVT), resultando productor de aceite y gas. Asimismo, el Operador intentó realizar una segunda prueba en el intervalo 5,200-5,260 md (Liner 5 1/2”), en la formación Cretácico superior y medio, sin embargo, no mostró capacidad de aporte de fluidos, por lo que no se obtuvo flujo de fluidos representativos del pozo. Derivado de lo anterior, no obstante que el pozo descubrió dos yacimientos, el presente Programa está enfocado únicamente al yacimiento JSK.

La caracterización de la geometría externa de los yacimientos esta soportada por datos sísmicos de buena calidad y el modelo velocidades calibrado con datos de pozos cercanos lo que permitió dar certidumbre a la extensión del yacimiento descubierto. Con base en el mapeo de los reflectores sísmicos asociados a los yacimientos y las fallas, la trampa se considera de tipo estructural, la componente está definida por pliegue tipo homoclinal con dirección NW-SE y buzamiento hacia el oeste. La trampa presenta cierre propio hacia el oeste, cierre contra falla normal hacia el norte y el sur y cierre contra diapiro de sal hacia el este. La formación de la estructura está asociada a la re-deformación de estructuras salinas pre-existentes y posición en la zona transicional de dos dominios de deformación regional: el dominio estructural de la porción occidental caracterizado por diapiros soldados, cuencas primarias de evacuación a nivel del mesozoico y emplazamientos de sal alóctona, mientras que para el dominio estructural oriental se caracteriza por almohadas de sal y espesores más potentes de Mesozoico. La trampa inicia a formarse en el Jurásico tardío y termina de estructurarse en el Mioceno superior. Figura 4.

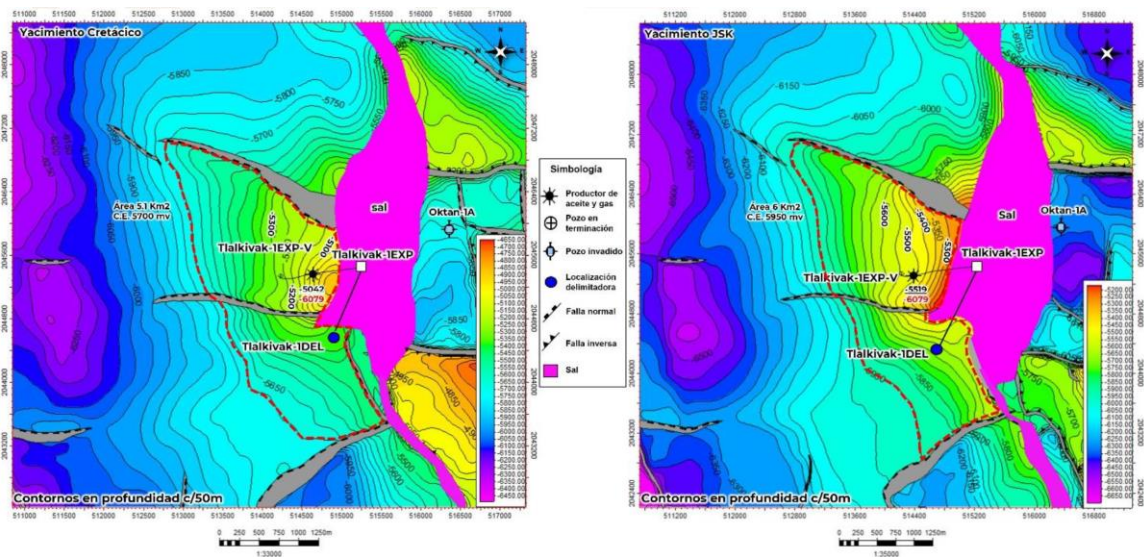


Figura 4. Configuraciones estructurales en profundidad de la cima de los yacimientos del campo Tlalkivak (Fuente: Asignatario).

Los modelos sedimentarios que fueron sustentados con el análisis e interpretación de datos de pozo, los cuales incluyeron información paleontológica, petrografía de muestras de canal, registros geofísicos, sísmica 3D. Con esta información se realizó el análisis de

sedimentológico-sedimentario y se elaboraron los mapas de facies mostrando la distribución y presencia de la roca almacén.

El modelo sedimentario para el Cretácico se interpreta como sistema de cuenca con depósito de carbonatos de textura mudstone-wackestone con porosidades entre 4 a 6% y porosidad secundaria en fracturas, espesor total de 216 mv y espesor neto impregnado de 176 mv. Se pronostica que la localización presente mejores características de fracturamiento que el pozo exploratorio, Figura 5 Modelo sedimentario del Cretácico de carbonatos fracturados

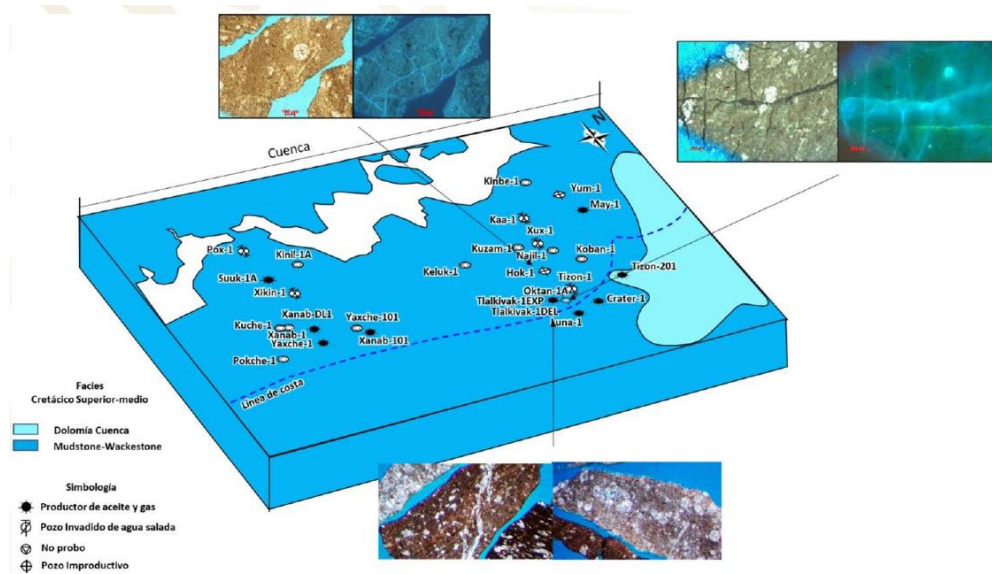


Figura 5 Modelo sedimentario del Cretácico de carbonatos fracturados  
(Fuente: Asignatario).

Como resultado de la integración de las descripciones petrográficas de muestras de canal, electrofacies y atributos sísmicos, se elaboró el modelo sedimentario del campo Tlalkivak, Figura 6. Se interpreta como sistema de depósito asociado a banco oolítico, borde de banco y laguna de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano en ambiente deposicional de rampa interna, donde se considera que las facies de banco oolítico fueron depositadas en zonas de alta energía y corresponden a la roca almacén.

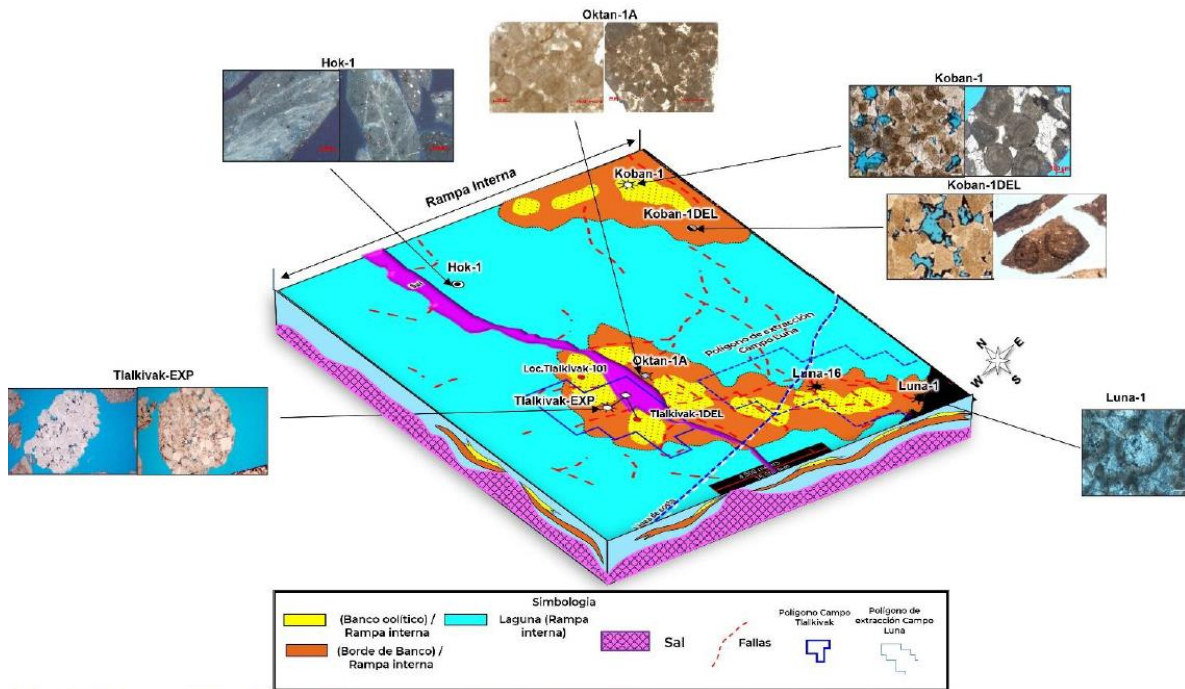


Figura 6 Modelo sedimentario del Jurásico Superior Kimmeridgiano, campo Tlalkivak (Fuente: Asignatario).

## Fluidos

El Campo Tlalkivak cuenta con las siguientes 6 muestras de fluidos recuperadas en el pozo Tlalkivak-1EXP para análisis PVT. En la siguiente Tabla 6 se presenta la lista de muestras:

Muestra de Gas Presurizado								
Tipo de Muestreo	Recipiente de muestra			Mono Fase	Condiciones de Muestreo		Condiciones de Apertura	
	Numero de Muestra	Tipo de Muestra	Numero de Cilindro		Presión Kg/cm <sup>2</sup> (a)	Temperatura °C	Presión Kg/cm <sup>2</sup> (a)	Temperatura °C
Superficie	1,1	Aceite de separador	818807	No	28,16	36,6	28,61	24,4
	1,3	Aceite de separador	833864	No	28,16	36,6	28,61	24,3
	1,5	Aceite de separador	818812	No	28,16	36,6	28,83	24,4
Muestra de Liquido								
Tipo de Muestreo	Recipiente de muestra			Una fase	Condiciones de Muestreo		Condiciones de Apertura	
	Numero de Muestra	Tipo de Muestra	Numero de Cilindro		Presión Kg/cm <sup>2</sup> (a)	Temperatura °C	Presión Kg/cm <sup>2</sup> (a)	Temperatura °C
Superficie	1,2	Gas de separador	A02925	Sí	28,16	51,4	18,98	21,1

	1,4	Gas de separador	A02978	Sí	28,16	51,4	17,23	20,8
	1,6	Gas de separador	A03043	Sí	28,16	51,4	14,76	21,3

Tabla 5 Listado de las muestras de superficie del pozo Tlalkivak-1EXP  
(Fuente: Asignatario).

La Tabla 7 muestra las características de los fluidos del yacimiento del Campo Tlalkivak de las muestras y análisis PVT efectuados:

Propiedades de los fluidos	Tlalkivak 1-EXP JSK
Tipo de hidrocarburos	Aceite Volatil
Densidad °API	42.4
Factor volumétrico del aceite (Bo, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> ) @Pi	2.215
Relación Gas-Aceite en separador (RGA, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	394.4
Presión de saturación (kg/cm <sup>2</sup> a)	320.34
Temperatura de yacimiento (°C)	165
Presión Inicial (kg/cm <sup>2</sup> a)	584

Tabla 6 Características del fluido del yacimiento, campo Tlalkivak  
(Fuente: Asignatario).

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

Los resultados interpretados de las pruebas de presión producción, realizadas en el campo Tlalkivak, se muestran en la Tabla 8. Esta información es base para la construcción de modelos de pozo y yacimientos.

Parámetros de pozo		Unidades
Almacenamiento (Ci/Cf)	0.0022 / 0.0059	b/psi
Daño inicial (S) -2.5	-2.5	
dS/dQ	0.0011	1/bd
Parámetros de yacimiento		Unidades
Permeabilidad (k)	4.1	mD
Pi @ 4662.85 mvbnm (Sensor)	519	Kg/cm <sup>2</sup>
Capacidad de flujo (kh)	2367.45	Md-ft
Parámetros de frontera		
Falla sellante	41	m

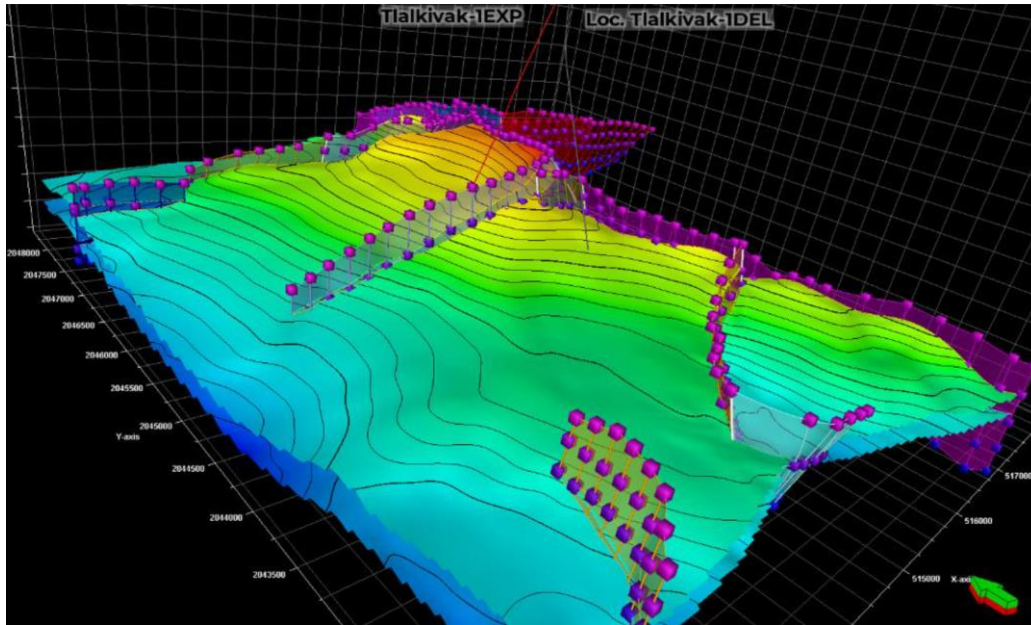
Tabla 7 Resultados de las pruebas de presión-producción del pozo Tlalkivak-1EXP JSK  
(Fuente: Asignatario).

### Modelo de yacimiento

Con la finalidad de estimar los volúmenes originales de aceite y gas del yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano descubierto en el campo Tlalkivak, a partir de la

perforación del pozo exploratorio Tlalkivak-1EXP, se integró en un modelo geocelular la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como la información de análisis PVT de fluidos recuperados.

A partir de la interpretación sísmica, se modeló el marco estructural del área del yacimiento, en el modelo se consideraron los horizontes sísmicos de cima y base de yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano, así como 7 fallas y los límites definidos contra sal, Figura 7.



*Figura 7 Marco estructural del yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano.  
(Fuente: Asignatario).*

La definición vertical para el modelado del yacimiento se realiza a partir de la cima de yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano y definiendo cada zona por la columna estratigráfica encontrada hasta la base y subdividiéndose en celdas (capas) de menos de 1 metro de espesor aproximadamente, con el propósito de controlar y representar las variaciones verticales encontradas en las curvas de la evaluación petrofísica al escalarlas a la malla del modelo, Figura 8.



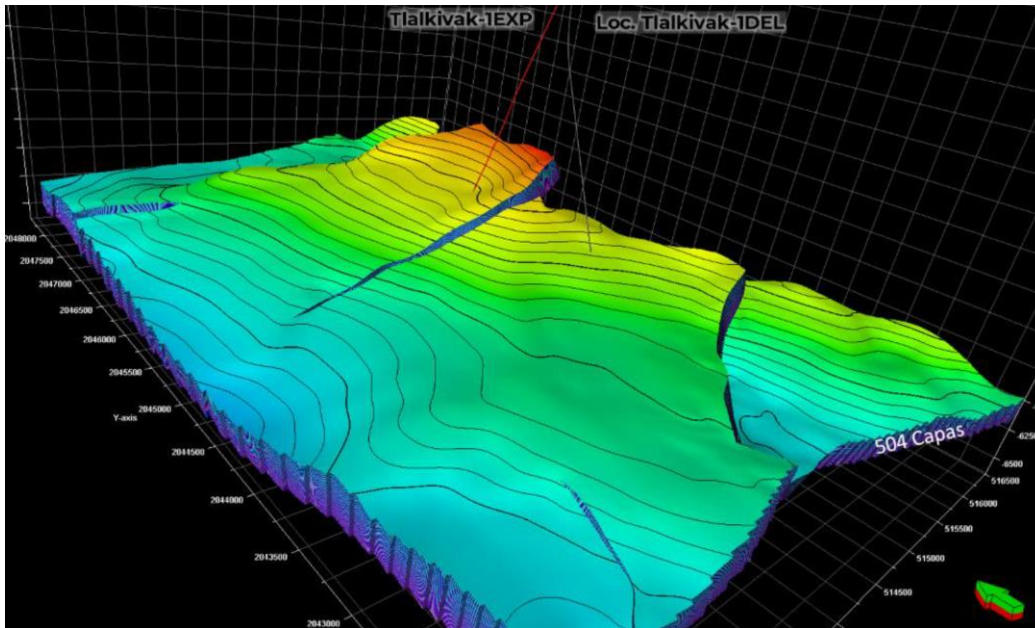


Figura 8 Modelo estructural mostrando las zonas  
(Fuente: Asignatario).

Con la información adquirida por el pozo Tlalkivak-1EXP, como son registros geofísicos (evaluación petrofísica) y el análisis de muestras de canal, se confirmó el yacimiento de aceite y gas de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Como parte de la evaluación del descubrimiento se realizó el estudio de caracterización de yacimientos y con los resultados de la integración del modelo sísmico-estructural, sedimentario y petrofísico en el modelo geológico integral tridimensional, se estimaron para el yacimiento un total de volumen original de aceite de 85.85 MMb y 189.14 MMMpc de gas, Tabla 10.

Clasificación	Tipo de hidrocarburo	Área (km <sup>2</sup> )	Ø (%)	Sw (%)	Hn (m)	Boi (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Volumen Original	
								Aceite (MMb a CA)	Gas (MMMpc a CA)
1P	Aceite	2.8	6.2	27.3	98.9	2.215	392.4	35.89	079.07
2P		3.75	6.3	24.3	116.7			59.42	130.92
3P		6	6.3	25.9	107.7			85.85	189.14

Tabla 8 Volúmenes originales y reservas de hidrocarburos del yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano, campo Tlalkivak  
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).

En la Figura 9 Sección geológica entre los pozos Tlalkivak-1DEL y Tlalkivak-1EXP se muestra una sección geológica-estructural con orientación Suroeste-Noreste pasando por el pozo Tlalkivak-1EXP y el pozo delimitador Tlalkivak-1DEL, esta sección permite visualizar las características estructurales, disposición de los paquetes de rocas que se atravesaron en el pozo, así como los espesores en profundidad de los horizontes geológicos del Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico de los bloques que componen el campo, sin embargo los límites de los yacimientos están representados por una secuencia salina hacia el Noreste y cierre contra falla normal hacia el Sureste.

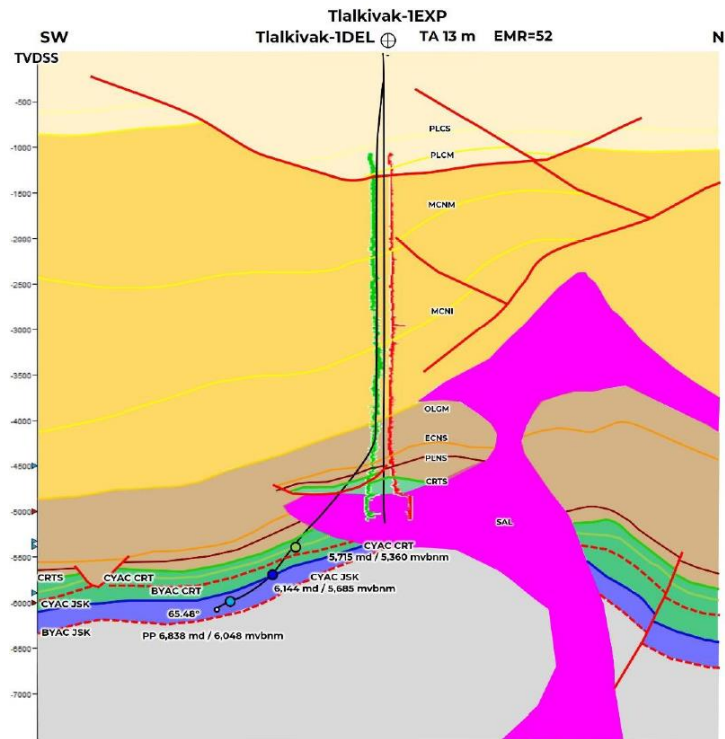


Figura 9 Sección geológica entre los pozos Tlalkivak-1DEL y Tlalkivak-1EXP (Fuente: Asignatario).

Los límites verticales del yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano se definieron a partir de la evaluación petrofísica y de la información proporcionada por las pruebas de presión-producción en el pozo Tlalkivak-1EXP. La Tabla 11, describe los límites verticales del yacimiento en el pozo.

Yacimiento	Límite vertical
Jurásico Superior Kimmeridgiano	En el pozo Tlalkivak-1EXP se definió el límite vertical de la cima del yacimiento a 5,760 mdbmr / 5,519 mvbnm, la base del yacimiento a 6,034 mdbmr / 5,771 mvbnm, definido a partir de la evaluación petrofísica y de la información proporcionada por las pruebas de presión-producción, definido con categoría de reserva probada.

Tabla 9 Límite vertical, yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano (Fuente: Asignatario).

El límite areal fue definido por la configuración estructural del yacimiento a la cota de los límites convencionales establecidos. El límite del yacimiento y la distribución de las categorías de reservas se muestra en la sección y configuración estructural de la Figura 10, Figura 11 y Tabla 12.

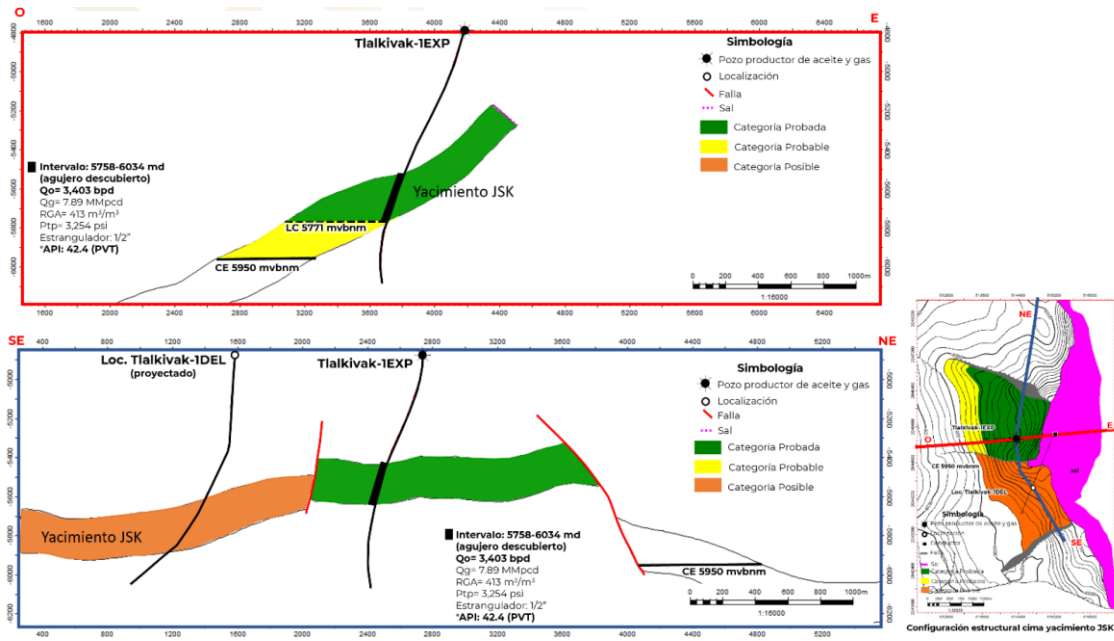


Figura 10 Secciones estructurales mostrando los límites vertical y areales en el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano, así como la distribución con categorías de reservas (Fuente: Asignatario).

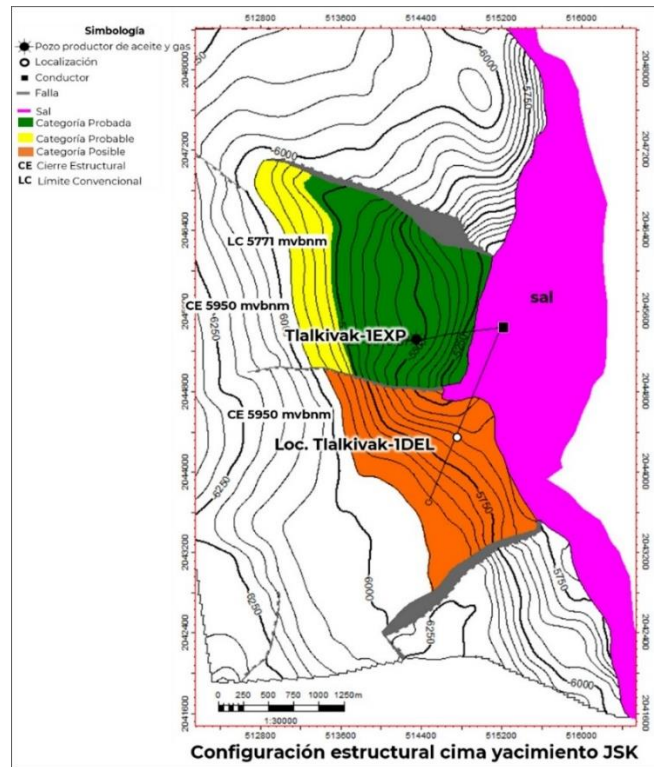


Figura 11 Configuración estructural la cima de yacimiento, Jurásico superior Kimmeridgiano, mostrando la distribución areal de sus categorías de reservas, campo Talkivak (Fuente: Asignatario).





Concepto	Sep-2022	Oct. 2022	Nov. 2022	Dic. 2022	Ene. 2023	Feb. 2023	Mar. 2023	Abr. 2023	May. 2023	TOTAL
(Número)										
<b>Inversión (MMUSD)</b>	32,77	32,77	21,09	21,09	25,39	4,56	11,38	7,1	7,1	<b>161.15</b>
Gastos de Op. (MMUSD)	0	0	0	0	0,21	0,37	1,01	1,21	1,25	5,19
Otros egresos <sup>1</sup> (MMUSD)	0	0	0	5,96	1,3	1,05	3,17	2,14	3,11	16,73

Tabla 11 Actividades físicas y costos contemplados en el Programa propuesto  
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).

Nota Las actividades programadas de septiembre y octubre de 2022, corresponden únicamente a actividades de procura y transporte.

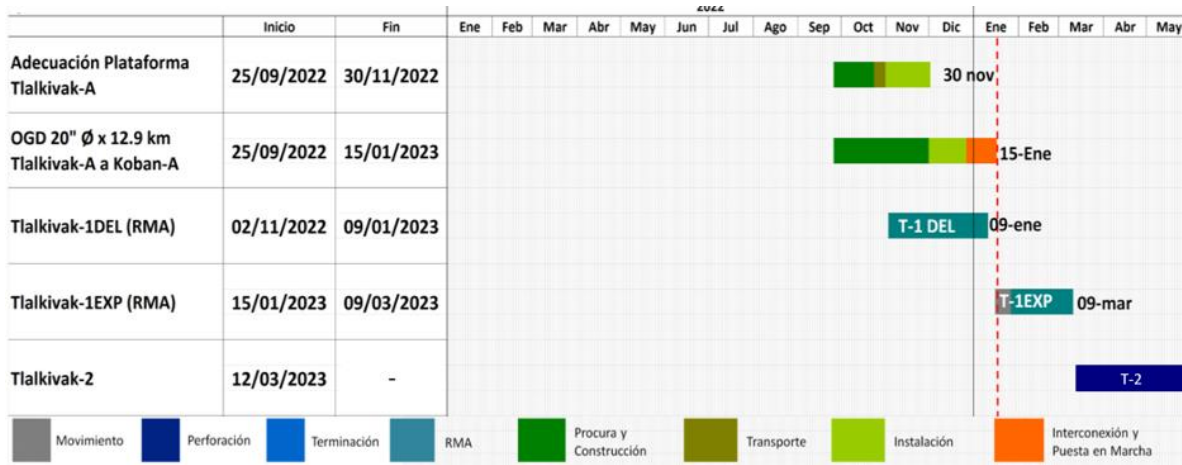


Figura 12 Cronograma de obras del campo Tlalkivak  
(Fuente: Asignatario).

Nota Las actividades programadas de septiembre y octubre de 2022, corresponden únicamente a actividades de procura y transporte.

Asimismo, se le recuerda que, una vez concluido el Programa de Evaluación, el Programa de Transición podrá ser prorrogado anualmente hasta en tanto cuente con la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción, siempre que se solicite su modificación.

A continuación, se presentan los pronósticos de producción contemplados en el Programa de Transición propuesto, Tabla 14, Tabla 15, Figura 13 y Figura 14.

Concepto	Sep. 2022	Oct. 2022	Nov. 2022	Dic. 2022	Ene. 2023	Feb. 2023	Mar. 2023	Abr. 2023	May. 2023
<b>Prod. de aceite (Mbd)</b>	0	0	0	0	1.2903	2.5000	6.1406	7.6300	7.6300
<b>Prod.Acum.aceite MMb)</b>	0	0	0	0	0.0400	0.1100	0.3004	0.5293	0.7658
<b>Prod. de gas (MMpcd)</b>	0	0	0	0	2.7944	5.4141	13.2984	16.5238	16.5238
<b>Prod.Acum.gas MMMpc)</b>	0	0	0	0	0.0866	0.2382	0.6505	1.1462	1.6584

Tabla 12 Pronósticos de producción estimados en el Programa propuesto  
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).

Pozo	Objetivo	Fluido	Sep. 2022	Oct. 2022	Nov. 2022	Dic. 2022	Ene. 2023	Feb. 2023	Mar. 2023	Abr. 2023	May. 2023
Tlalkivak-1DEL	JSK	Aceite (bpd)	0	0	0	0	1.290	2.500	2.500	2.500	2.500
Tlalkivak-1DEL		Gas (MMpcd)	0	0	0	0	2.794	5.414	5.414	5.414	5.414
Tlalkivak-1DEL		Agua (bpd)	0	0	0	0	0.002	0.016	0.044	0.085	0.134
Tlalkivak-1EXP		Aceite (bpd)	0	0	0	0	0	0	3.641	5.130	5.130
Tlalkivak-1EXP		Gas (MMpcd)	0	0	0	0	0	0	7.884	11.110	11.110
Tlalkivak-1EXP		Agua (bpd)	0	0	0	0	0	0	0.064	0.174	0.275

Tabla 13 Pronósticos de producción de aceite estimados por pozo en el Programa propuesto (Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).

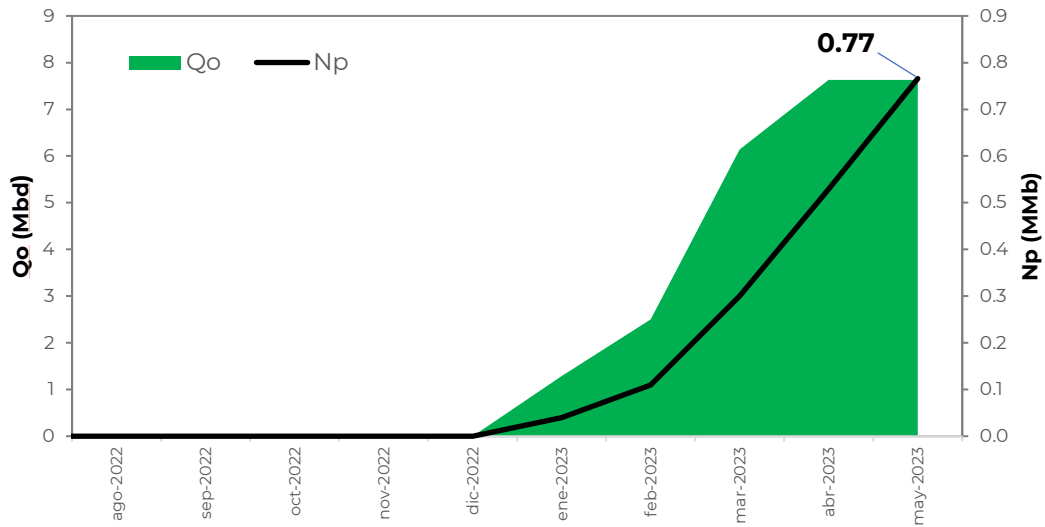


Figura 13 Pronóstico de producción de aceite del Programa propuesto (Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).

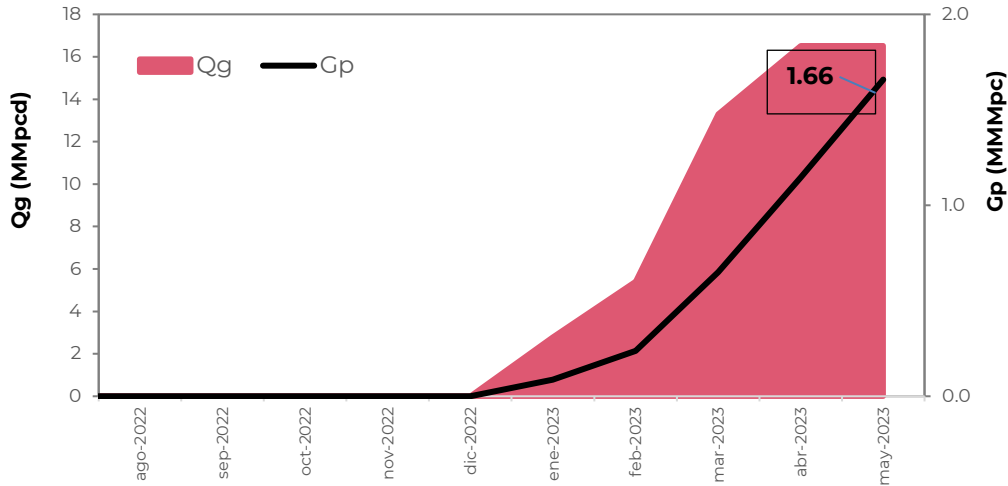


Figura 14 Pronóstico de producción de gas del Programa propuesto  
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).

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 que no se tiene identificado un contacto agua-aceite en el yacimiento JSK. Por lo que, a la fecha no tiene certeza del contacto agua-aceite que pudiera existir en el yacimiento JSK del Campo Tlalkivak.
- El pozo propuesto está ubicado a no más de dos espaciamientos respecto del pozo existente Tlalkivak-1EXP.

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, gas y agua obtenida en los primeros pozos contemplados.

Lo anterior, a fin de determinar el contacto agua aceite, derivado de que en pozos de campos análogos con gastos iniciales similares a los estimados en el Campo Tlalkivak en el yacimiento JSK, se ha comenzado a producir agua de formación.

Derivado de las actividades propuestas por el Asignatario en el presente Programa, se resalta lo siguiente

- El Programa propuesto contempla actividades que no se encuentran contempladas dentro de la vigencia de Programa propuesto.

Al respecto, se extrae el último párrafo del Artículo 71.

*“Artículo 71. De la vigencia del Programa de Transición (...)*

*Para el caso del Programa de Transición previsto en el artículo 65 Bis de los Lineamientos, éste **podrá tener una duración hasta por la duración del plazo de evaluación asociado al Programa de Evaluación que, en su caso, se lleve a cabo de manera paralela.** Una vez concluido el Programa de Evaluación, el Programa de Transición podrá ser prorrogado anualmente hasta en tanto cuente con la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción, siempre que se solicite su modificación.”*

**[Énfasis añadido]**

- En ese sentido, no obstante, el Asignatario presentó actividades del periodo de mayor al aprobado en el Programa de Evaluación, la Comisión en cumplimiento del Artículo 71, tercer párrafo de los Lineamientos, emite el pronunciamiento únicamente respecto de las actividades comprendidas del **periodo iniciando de la aprobación del programa a mayo 2023.**

Al respecto, se extraen los siguientes párrafos de los artículos 9, 10 y 72 de los Lineamientos:

**“Artículo 9. De los procedimientos establecidos en las Asignaciones y Contratos.** Los Operadores Petroleros deberán cumplir con los plazos establecidos en las Asignaciones o Contratos que correspondan, para la presentación de los Planes, notificación de un Descubrimiento, declaración de Descubrimiento Comercial, Programas de Evaluación, Programas Piloto, Programas de Transición; Programas de Trabajo y Presupuesto, Programas Operativos Anuales y demás procedimientos administrativos materia de los Lineamientos.(...)”

**“Artículo 10. De la aprobación previa de los Planes.** Los Operadores Petroleros deberán obtener la aprobación de la Comisión previo al inicio de la ejecución de las actividades del Plan de Exploración y del Plan de Desarrollo para la Extracción.”

**“Artículo 72. De la modificación del Programa de Transición.**

(...)

- I. Cuando el Operador Petrolero requiera una ampliación de la vigencia del Programa de Transición, la cual se podrá conceder hasta por un año más, o en el caso de campos

marinos podrá concederse hasta por dos años más, deberá realizar la presentación de la solicitud con cuando menos cuarenta días hábiles previos al término de la vigencia de dicho programa.

(...)

III. Cuando derivado de los resultados obtenidos al amparo de las actividades del Programa de Transición se requiera incorporar actividades adicionales, a que hace referencia el artículo 65 de los Lineamientos, el Operador Petrolero deberá solicitar la modificación al Programa de Transición.

IV. Cuando derivado de los resultados obtenidos al amparo de las actividades del Programa de Evaluación se requiera incorporar actividades adicionales al Programa de Transición, a que hace referencia el artículo 65 Bis de los Lineamientos, el Operador Petrolero deberá solicitar la modificación al Programa de Transición.”

En ese contexto, la aprobación de la Modificación del Programa de Transición o Plan de Desarrollo para la Extracción para el Campo Tlalkivak es condición necesaria para dar continuidad a cualquier actividad que no se encuentre comprendida dentro del periodo aprobado, incluyendo la conclusión de la perforación y terminación del Pozo Tlalkivak-2. En ese sentido el Asignatario tiene la obligación de poner a consideración de la Comisión la aprobación de una Modificación del Programa de Transición o Plan de Desarrollo para la Extracción) el cual integre la totalidad de la duración de la actividad en comento.

### Perforación de pozos

En la Tabla 16 se describen el pozo tipo de perforación y terminación en función de sus características como objetivo general, formación, profundidad, geometría, diseño de tuberías, terminación, tecnologías, costo, tiempo de ejecución, equipo necesario, recuperación final estimada, y otros parámetros de importancia.

Tipo	Campo	Descripción de los objetivos geológicos	Geometría	Profundidad vertical total	Profundidad desarrollada total
I	TLALKIVAK	JSK	J	5789	6200
	Tipo de terminación	Costo total de la perforación	Costo total de la terminación	Duración de la perforación	
	Sencilla	34.1	5.41	113	

Tabla 14 Características generales del pozo programado  
(Fuente: Asignatario).

Se considera la perforación del pozo Tlalkivak-2 a no más de dos espaciamientos respecto al pozo existente Tlalkivak-1EXP, con el objetivo de maximizar la recuperación de hidrocarburos, donde el espaciamiento fue definido de 600 metros, con base a las pruebas de presión de producción del pozo Tlalkivak-1EXP y la recuperación final esperada por pozo en JSK y la información del campo análogo Xanab, se estimó un radio de drene de 300 metros, lo anterior se muestra en la Figura 15.

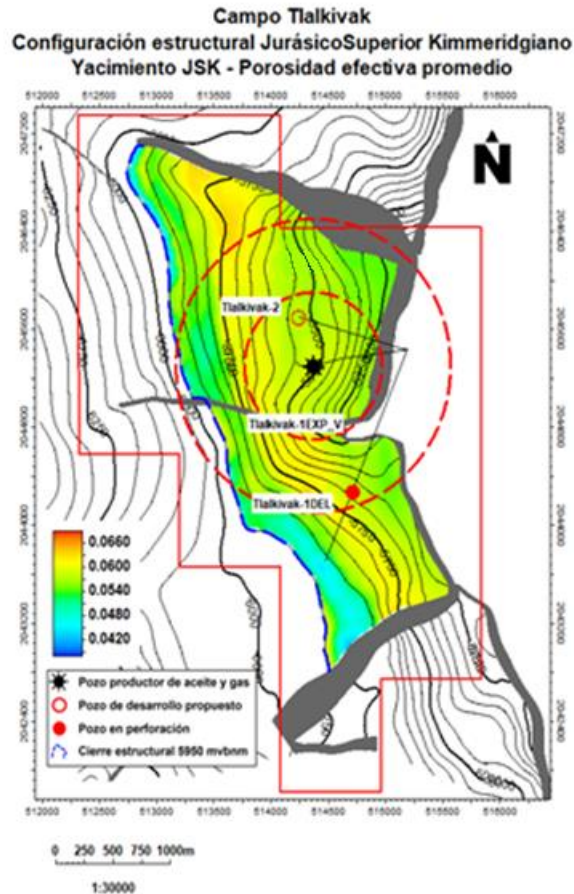


Figura 15 Pozo de desarrollo asociados al Programa de Transición para la producción temprana, JSK. (Fuente: Asignatario).

En la Figura 16, se presentan el estado mecánico del pozo tipo I para el desarrollo del campo Tlalkivak, que contemplan cinco etapas de perforación para el JSK: 20", 16", 13 5/8", 9 7/8" y 7 5/8". Considera una terminación sencilla en agujero entubado y aparejo de producción sencillo de 4 1/2", para producir el intervalo perteneciente al Jurásico Superior Kimmeridgiano, 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.

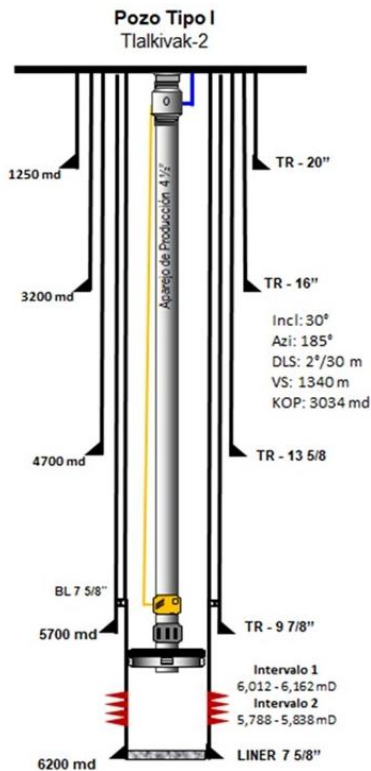


Figura 16 Estados mecánicos Tipo I  
(Fuente: Asignatario).

## Ductos e infraestructura

Para el manejo y acondicionamiento de la producción durante la ejecución del Programa de Transición desde la plataforma futura Tlalkivak-A hacia el CP Litoral-A se considera el tendido de un oleogasoducto marino de 20" Ø x 12.9 km de Tlalkivak-A hacia Koban-A, desde donde se utilizarán ductos e infraestructura existentes, tal como se muestra en la Figura 17.



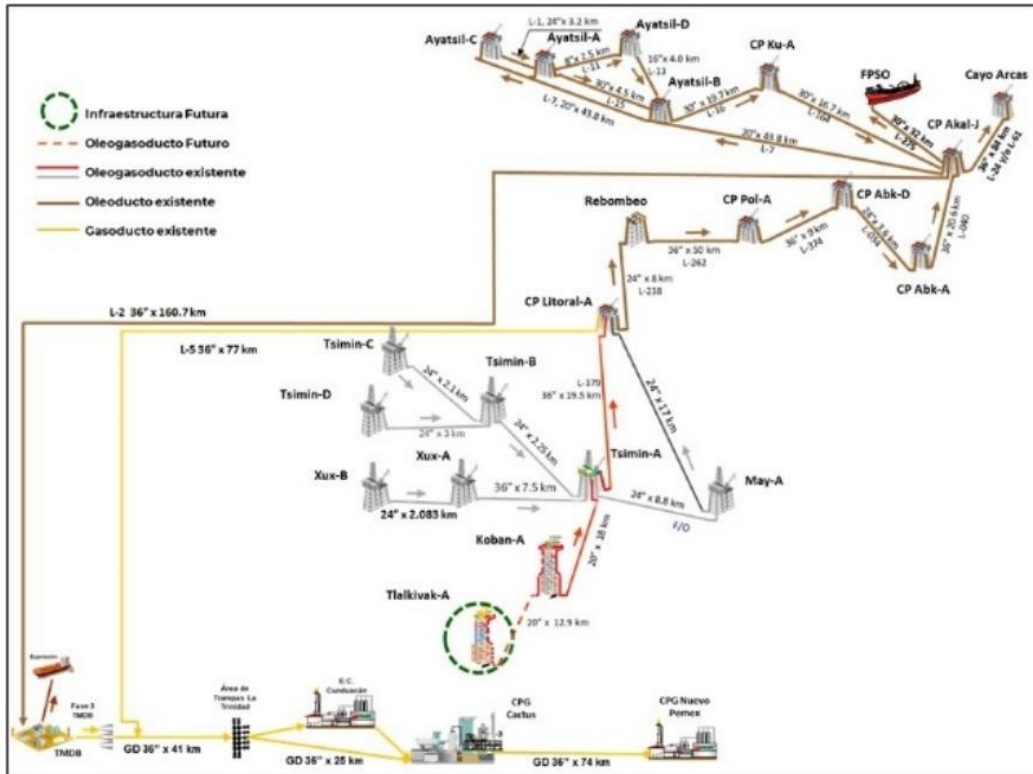


Figura 17. Esquema de transporte del área Asignación AE-0154-2M-Chalabil campo Tlalquivak (Fuente: Asignatario).

### Toma de Información o estudios

Para la toma de información del Programa propuesto el Asignatario considera lo siguiente: pruebas presión-producción, registros de presión de fondo cerrado y fluyentes, registros de saturación de hidrocarburos, muestras de fluidos para análisis PVT, núcleos de fondo y/o de pared. Adicionalmente se considera la actualización del modelo estático y la construcción de un modelo de simulación y su actualización periódica tal como se detalla en la Tabla 17.

Concepto	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9
Monitoreo de presión mediante sensores de presión de TP, TR y LDD						28	31	30	31
Prueba de aforo de producción en superficie.						2	4	4	4
Toma de muestra para análisis PVT								2	
Análisis PVT (Expansión a composición constante, agotamiento a volumen constante y prueba de separador)								1	
Prueba dinámica de presión producción con sensor de fondo									1
Actualización del modelo dinámico									1
Registros de Hidrocarburos						1	1	1	
Núcleos							1		
Muestras de Canal						1	1	1	

Concepto	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9
Cromatografía de gas						1	1	1	
Registro LWD en tiempo real						2	2		
Registros básicos y especiales con cable						3	6		

Tabla 15. Estudios Toma Información Preparatorio para la Extracción  
(Fuente: Asignatario).

#### d) PROGRAMA DE INVERSIONES

En la Tabla 16 Desglose del Costo Total del proyecto (MMUSD) 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 167.30 millones de dólares que corresponden a la Actividad Petrolera de Desarrollo y Producción, distribuidos en 162.11 millones de dólares de inversión y 5.19 en gastos de operación.

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Monto (MMUSD)
Desarrollo	General	4.06
	Perforación de Pozos	20.46
	Construcción Instalaciones	121.00
Producción	General	1.13
	Intervención de Pozos	19.69
	Operación de Instalaciones de Producción	0.87
	Ductos	0.08
Total general		167.30

Tabla 16 Desglose del Costo Total del proyecto (MMUSD)  
(Fuente: Comisión con la 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 fue presentado de conformidad con 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.

### **e) Manejo y Medición de la producción de Hidrocarburos**

Respecto a la cuantificación de los hidrocarburos producidos en el Campo Tlalkivak durante el Programa de Transición estos serán medidos en la plataforma Tlalkivak-A (instalación futura prevista para finales de noviembre de 2022) de manera operacional aguas abajo de un separador de prueba mediante un sistema de medición másico de tipo Coriolis, esto, tanto para petróleo y gas, cabe aclarar que el TAG de identificación se reportará a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) una vez que este entre en operación. La mezcla de hidrocarburos continúa su recorrido mediante un oleogasoducto de 20" Ø hacia la plataforma Koban-A, donde se mezcla con la producción del campo Koban y continuar el recorrido hacia Tsimin-A a través de un oleogasoducto de 20" Ø lugar donde se incorpora la producción de los campos Tsimin y Xux, por último, la mezcla de hidrocarburos es enviada mediante un oleogasoducto de 36" Ø hasta el Centro de Proceso (en adelante, CP) Litoral-A para su separación, acondicionamiento y compresión. Una vez que el petróleo es separado y acondicionado en CP Litoral-A contará con medición de tipo de referencia en la plataforma CA-Litoral-A mediante un medidor másico de tipo Coriolis identificado con TAG FE-5100 seguido de una medición de Transferencia en la instalación PB-Litoral-A a través de un medidor másico de tipo Coriolis identificado con TAG PA-3103, siguiendo con el recorrido del petróleo, a la salida del CP-Litoral-A cuenta con 3 posibles destinos, el primero de ellos es el CP-Akal-J donde el hidrocarburo será medido de manera referencial mediante un Sistema de Medición no intrusivo de tipo ultrasónico identificado con TAG PA-5000, posteriormente, el petróleo sigue su recorrido a la plataforma E-Ku-A1 y es medido a través de un medidor másico de tipo Coriolis, cabe resaltar que esta medición se contempla de Transferencia y posteriormente el petróleo se trasiega hacia la Terminal Marítima (en adelante, TM) Dos Bocas y Centro Comercializador de Crudo (en adelante, CCC) Palomas, instalaciones que

fueron propuestas por el Asignatario como Puntos de Medición provisional para petróleo, cabe señalar que en TM Dos Bocas el petróleo también es medido de manera de Transferencia con un medidor de flujo de tipo turbina identificado con TAG SM-800; también se cuenta con dos destinos para el petróleo, los cuales son TM Cayo Arcas y la Unidad Flotante de producción, almacenamiento y transferencia de petróleo (en adelante, FPSO Yùun Kak' náab), que también fueron propuestos como Puntos de Medición provisional. Ver Figura 18

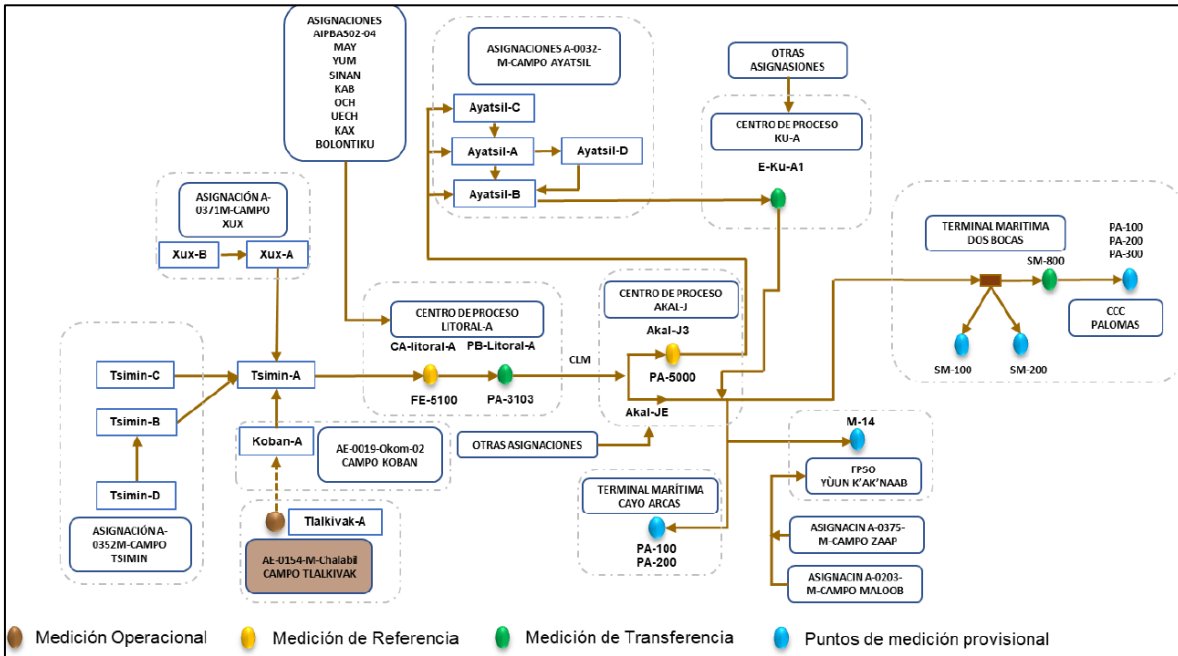


Figura 18 Manejo y medición de petróleo del durante el Programa de Transición del Campo Tlalkivak (Fuente Asignatario).

Por otro lado, en cuanto al manejo y medición del gas después de la separación en el CP Litoral-A, se contará con medición referencial con medidores de Presión diferencial de tipo V-Cone y Placa de Orificio identificados con TAG FE-5101 FE-5301 A/B, además, de medidores de flujo de tipo ultrasónicos identificados con TAG PA-5101 y PA-5102, en cuanto a la medición de transferencia, esta, se realizará en TM Dos Bocas mediante un Sistema de medición de presión diferencial identificado con TAG PA-1200, por último, el Asignatario presentó la propuesta de los Puntos de Medición provisional ubicados en las instalaciones de los Complejos Procesadores de Gas (en adelante, CPG) Cactus y Nuevo Pemex.

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 y Cactus. Ver Figura 19.

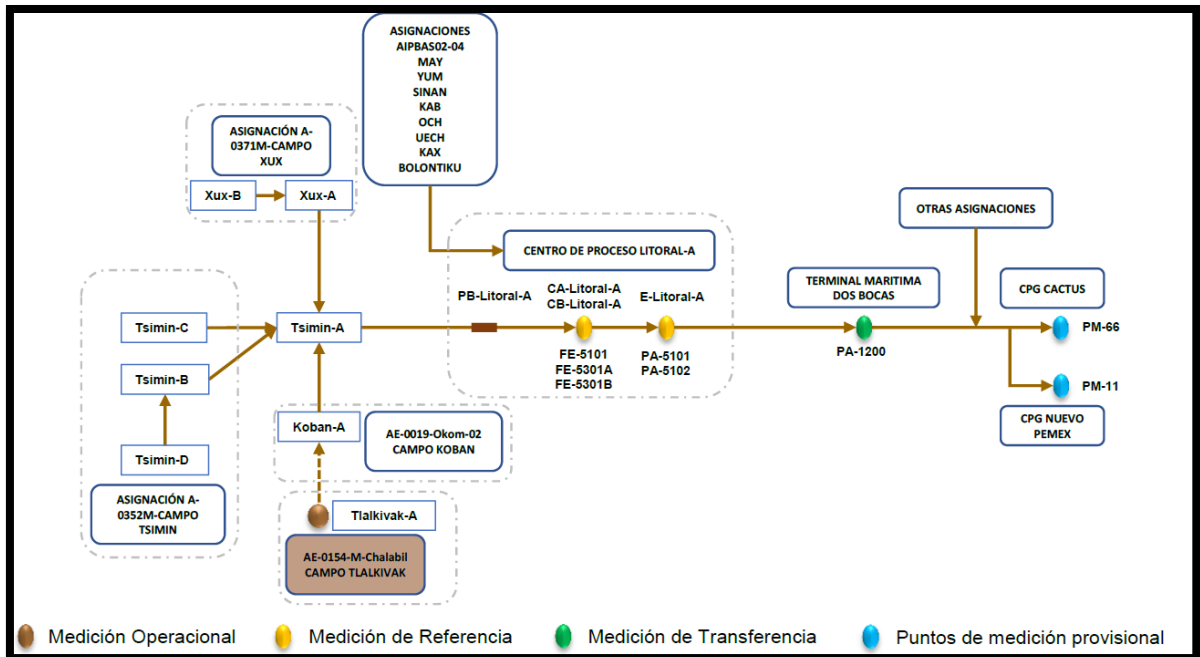


Figura 19 Manejo y medición de gas y condensado del durante el Programa de Transición del Campo Tlalkivak (Fuente Asignatario).

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 CP-Litoral-A en los separadores de segunda y tercera etapa identificados con TAG FA-3100 y FA-3101 y en los equipos para deshidratación y desalado, esta se enviará al sistema de tratamiento de agua congénita ubicado en la plataforma PB-Litoral-A para finalmente descargarse al mar previa medición mediante un medidor de flujo de tipo magnético.

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 Tlalkivak 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.
- **Terminal Marítima Cayo Arcas:** Sistemas de Medición identificados con el TAG PA-100 y PA-200, con elementos primarios de medición de tipo Desplazamiento Positivo.
- **Terminal Marítima Dos Bocas:** Sistemas de Medición identificados con el TAG SM-100 y SM-200 con elementos primarios de medición de tipo Turbina.
- **FPSO Yùum K'ak'náab:** Sistemas de Medición identificados con el TAG M14 con elementos primarios de medición de tipo Ultrasónico.

### Punto de Medición provisional de Gas

Los Puntos de Medición provisionales para gas propuestos para el Programa de Transición del Campo Tlalkivak 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 Tlalkivak 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 Tabla 19.

Puntos de Medición Provisional	TAG de identificación	Tecnología de medición	Latitud	Longitud
<b>C.C.C. Palomas (Petróleo)</b>	PA-100, PA-200 y PA-300.	Ultrasónico	18.07655068	-94.29820576
<b>TM Dos Bocas (Petróleo)</b>	SM-100; SM-200	Turbina	18.439925	-93.173094
<b>TM Cayo Arcas (Petróleo)</b>	PA-100; PA-200	Desplazamiento Positivo	20.16445	-91.96237
<b>FPSO Yúum K'ak'náab (Petróleo)</b>	M14	Ultrasónico	19.5995	-92.29272
<b>C.P.G. Cactus (Gas)</b>	PM-66	Placa de orificio	17.89934089	-93.18586705
<b>C.P.G. Nuevo Pemex (Gas)</b>	PM-11	Placa de orificio	17.850714	-93.126619
<b>C.P.G. Nvo Cactus (Condensado)</b>	FE-420 y FE-1420	Coriolis y Ultrasónico	17.8992944	-93.1868583
<b>C.P.G. Nvo Pemex (Condensado)</b>	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: CNH con información del 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 Litoral Tabasco 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.**

De acuerdo con la información presentada por el Asignatario, asociada al Programa de Transición del Campo Tlalkivak de la Asignación AE-0154-2M-Chalabil, el Asignatario para el proceso de la asignación de la producción de los pozos Tlalkivak-1EXP, Tlalkivak-1DEL y Tlalkivak-2, desde los Puntos de Medición provisionales para hidrocarburo líquido (Centro Comercializador de Crudo Palomas, Terminal Marítima Dos Bocas, FPSO Yùum K'ak'náab y Terminal Marítima Cayo Arcas) y gaseoso (Complejo Procesador de Gas Cactus y Nuevo Pemex), considerando las mediciones a boca de pozo en la plataforma Tlalkivak-A, Centro de Proceso Litoral-A y Centro de Proceso Akal-J, que las mediciones se registren diariamente en el sistema institucional vigente y se incorporen en el Sistema Integral de Información de Producción (SIIP), donde se establecerán los movimientos y manejo de la molécula de hidrocarburos líquidos y gaseosos para obtener los factores de reparto operativo en cada punto que confluyan.

Derivado de lo anterior, y en cumplimiento del artículo 42 Bis de los LTMMH, así mismo, el Asignatario manifiesta el empleo del "Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Aceite en la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS02", "Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Producción de Gas Natural en la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS02" y Procedimientos de medición y determinación de la participación volumétrica, donde se considera la medición del tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal para la cuantificación de la producción de los hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Por otra parte, considerando que en el Centro Comercializador de Crudo Palomas, Terminal Marítima Dos Bocas, FPSO Yùum K'ak'náab y Terminal Marítima Cayo Arcas, así como, el Complejo Procesador de Gas Cactus y Nuevo Pemex, confluye la producción de más de una Asignación, además de la corriente de los pozos del Campo Tlalkivak, el Asignatario tiene considerado llevar a cabo la repartición volumétrica de hidrocarburos, donde se sumen todas las entradas y las salidas para repartir proporcionalmente en los puntos que participan volumétricamente, así también, se consideran las existencias en tanques y ductos, aforos de pozos, traspasos y desincorporación de gas para los cálculos generales para realizar los balances de la producción de la Asignación AE-0154-2M-Chalabil.



Respecto a la determinación de los volúmenes de condensados equivalentes del gas medido de la Asignación AE-0154-2M-Chalabil Campo Tlalkivak, el Asignatario menciona que realizará el cálculo con base al API MPMS 14.5 (Manual of Petroleum Measurement Standards) mediante el uso del análisis cromatográfico del gas medido.

En lo que refiere al agua congénita, después de ser separada en el CP-Litoral-A de la Asignación AE-0154-2M-Chalabil Campo Tlalkivak y ser cuantificada con medidores de flujo tipo magnético, esta se enviará a un tanque acumulador para tratarse y llevarse a parámetros de calidad que permitan su posterior descarga al mar.

Para la determinación de calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos, el Asignatario llevará a cabo una toma de muestra en la salida de hidrocarburos del separador de prueba de la plataforma Tlalkivak-A, en el caso de que este se encuentre fuera de operación la muestra podrá tomarse por medio de un arreglo en la bajante de los pozos, con una frecuencia mensual para los hidrocarburos, así como su correspondiente análisis en laboratorio mediante la aplicación de los estándares ASTM D-287, D-1298, D-1945, D-3230, D-4007, D-4057, D-4294 y GPA 2166.

## Comercialización de los Hidrocarburos

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

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

El aceite producido en el área de Asignación tiene como calidad característica una densidad cercana a los 44.8 °API, sin embargo, como se señaló anteriormente, éste se empleará en las dietas de elaboración de las mezclas de crudo que se realizan en Sistema Nacional de Refinación, las cuales contienen las siguientes especificaciones para su Exportación y Refinación en la Tabla 20 y Tabla 21:

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

Tabla 18 Análisis típico del Crudo "MAYA"

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

*Tabla 19 Análisis típico del Crudo "ISTMO"*

Por otro lado, se espera la calidad del gas se aproxime a los valores siguientes de la Tabla 22:

Componentes	%Mol
<b>N2</b>	0.304
<b>CO2</b>	2.448
<b>H2S</b>	0.023
<b>Metano</b>	75.124
<b>Etano</b>	13.433
<b>Propano</b>	5.484
<b>i-Butano</b>	0.788
<b>n-Butano</b>	1.442
<b>i-Pentano</b>	0.360
<b>n-Pentano</b>	0.301
<b>Hexanos</b>	0.190

*Tabla 20 Composición estimada del gas  
(Fuente: CNH con información del Asignatario).*

En cuanto a los puntos de venta, el Asignatario señala que para el petróleo el punto de venta se ubicará en el FPSO Yuum K'ak'náab, en la Terminal Marítima Cayo Arcas, en la Terminal Marítima Dos Bocas y el Centro Comercializador de Crudo Palomas.

En lo que respecta al Punto de Venta del Gas, estos se ubicaran en el Centro de Proceso de Gas Cactus y Centro de Proceso de Gas Nuevo Pemex.

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

En virtud de lo anterior, los precios de cada tipo de petróleo que componen la canasta mexicana de crudos de exportación, así como del gas comercializado en la Asignación se obtienen tomando en cuenta el diferencial histórico entre el precio de cada uno de ellos

y los marcadores referidos en el párrafo anterior, incluyendo un ajuste en su comportamiento por las estimaciones de diferentes analistas del mercado.

Es importante mencionar que el Asignatario señala que los costos asociados al transporte, almacenamiento, logística para el traslado y comercialización de Hidrocarburos entre el Punto de Medición y el punto de venta del aceite son de 1.29031 [usd/barril], mientras que para el gas el Asignatario manifiesta que será presentada cuando haya facturación de Pemex Logística y Pemex Exploración y Producción.

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

Por lo anteriormente expuesto, se considera que, con la información proporcionada por el Asignatario, se da cumplimiento al numeral 3.1.5 del anexo III de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

#### **IV. El Programa de Diagnósticos a realizar durante la implementación del Punto de Medición provisional para Aceite, 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 Tlalkivak 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 250.1142/2022 de fecha 07 de septiembre del 2022, respectivamente a lo cual mediante Oficio No. 352-A-I-137 de fecha 08 de septiembre 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 Tlalkivak Asignación AE-0154-2M-Chalabil "...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 Tlalkivak, en términos del presente análisis técnico y la evaluación correspondiente.

### **Obligaciones del Asignatario:**

- 1) En caso de que el Asignatario considere 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 LTMMH, derivado de que, de conformidad con lo establecido en los multicitados LTMMH, 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

Tlalkivak 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, de la entrada en funcionamiento de los Sistemas de Medición, 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 Tlalkivak 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-0154-2M-Chalabil, de conformidad con los artículos 10 y 36 de los LTMMH.
- 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 Tlalkivak de la Asignación AE-0154-2M-Chalabil, 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-0154-2M-Chalabil deberá de presentarse de manera mensual en los formatos definidos por la CNH, en el Anexo 1 de los LTMMH, firmados y validados por el Responsable Oficial, así mismo, se deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno.

## **Conclusiones**

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Asignatario, respecto a los Puntos de Medición provisional propuestos y ubicados en el **C.C.C. Palomas con los TAG de identificación PA-100, PA-200 y PA-300, en TM Dos**

**Bocas con los TAG SM-100 y SM-200, en TM Cayo Arcas con los TAG PA-100 y PA-200 y FPSO Yùm K'ak'náab para petróleo; en los CPG Cactus y Nuevo Pemex con los TAG de identificación PM-66 y PM-11 respectivamente para el Gas, y en los CPG Cactus y Nuevo Pemex con los TAG de identificación FE-420, FE-1420, FE-4420 I, FE-4420 II, FE-4420 III y FE-4420 para condensado**, los cuales serán utilizados para la medición de los hidrocarburos producidos en el Programa de Transición de producción temprana del Campo Tlalkivak de la Asignación AE-0154-2M-Chalabil, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción con base en lo referido en los artículos 36 y 42 Bis concluye que la propuesta es técnicamente viable para el manejo y la cuantificación del volumen y calidad de los Hidrocarburos a producir en el Campo Tlalkivak durante la vigencia del presente Programa de Transición.

Se advierte que la presente Opinión Técnica se realizó con base en la información presentada por el Asignatario y conforme lo establecido en el Artículo 42 BIS de los LTMMH, Anexo III, fracción I.B, inciso 3.1.4 de los Lineamientos, así como la normatividad vigente y aplicable.

## f) Aprovechamiento de gas

- g)** La Asignación AE-0154-2M-Chalabil campo Tlalkivak no cuenta con instalaciones para el procesamiento del gas producido, por lo que no se realiza quema de gas. El 100% del gas producido se transferirá de la plataforma Tlalkivak-A a la plataforma Koban-A perteneciente a la asignación AE-0019-2M-Okom-02 Campo Koban, a través del oleogascuto de 20" x 12.9 km. No se tiene contemplada infraestructura adicional para el aprovechamiento de gas de la Asignación AE-0154-2M-Chalabil campo Tlalkivak, sin embargo, la meta de aprovechamiento de gas es de 100% en el periodo del Programa de Transición, por lo cual la estrategia se enfocará en continuar con los programas de mantenimiento.
- h)** Se presenta las metas de aprovechamiento de gas mensual en la Tabla 23 y Tabla 24.

Programa de Gas	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
(MMpcd)												
Producción de gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autoconsumo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bombeo Neumático	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conservación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferencia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural no Aprovechado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% de aprovechamiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

*Tabla 21 Programa de aprovechamiento de gas para el año 2022  
(Fuente: Asignatario).*

Programa de Gas (MMpcd)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Producción de gas	2.794	5.414	13.298	16.524	16.524	-	-	-	-	-	-	-
Autoconsumo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bombeo Neumático	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conservación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferencia	2.794	5.414	13.298	16.524	16.524	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural no Aprovechado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% de aprovechamiento	100%	100%	100%	100%	100%	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 22 Programa de aprovechamiento de gas para el año 2023  
(Fuente: Asignatario).

## De las formas de aprovechamiento del Gas Natural Asociado

### I. Transferencia

La Asignación AE-0154-2M-Chalabil campo Tlalkivak no cuenta con instalaciones para el procesamiento del gas producido, por lo que no se realiza quema de gas. El 100% del gas producido se transferirá de la plataforma Tlalkivak-A a la plataforma Koban-A perteneciente a la asignación AE-0019-2M-Okom-02 Campo Koban.

Lo antes expuesto con fundamento en el artículo 5, fracción IV, de las DISPOSICIONES TÉCNICAS PARA EL APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL ASOCIADO, EN LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS (en adelante, Disposiciones Técnicas), publicadas en el DOF el 7 de enero de 2016 y modificadas por acuerdos publicados en el DOF el 10 de marzo de 2020 y 23 de junio de 2022.

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-0154-2M-Chalabil campo Tlalkivak, que permita asegurar la maximización del factor de recuperación de hidrocarburos. (Tabla 25)

Formación	Máxima RGA (m3/m3)
JSK	392.4

Tabla 23 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 inciso a), b), c),

d) y e), 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.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución, se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Programa, como se muestra en la Tabla 26.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación de pozos	1		
Terminación de pozos	0		
Reparación Mayor	2		

Tabla 24 Indicador de desempeño de las actividades ejercidas.  
(Fuente: Asignatario).

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

Actividad	Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	General	4.06		
	Perforación de Pozos	20.46		
	Construcción Instalaciones	121.00		
Producción	General	1.13		
	Intervención de Pozos	19.69		
	Operación de Instalaciones de Producción	0.87		
	Ductos	0.08		
<b>Total</b>		167.30		

Tabla 25. Indicador de desempeño de las erogaciones ejercidas.  
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario).

- iii) Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas a la ejecución de actividades de Producción Temprana para dar continuidad operativa al campo Tlalkivak, a través de la Recuperación Mayor de 2 pozos y la perforación de un pozo, incrementando el valor económico en la asignación, como se muestra en la Tabla 28. La cual se consideran 9 meses en cumplimiento del Artículo 71, último párrafo



de los Lineamientos.

Hidrocarburo	Sep. 2022	Oct. 2022	Nov. 2022	Dic. 2022	Ene. 2023	Feb. 2023	Mar. 2023	Abr. 2023	May. 2022	Volumen por recuperar (MMb y MMMpc)
Producción de aceite programada (Mbd)	0	0	0	0	1.29	2.50	6.14	7.63	7.63	0.77
Producción de aceite real (Mbd)										
Porcentaje de desviación										
Producción de gas programada (MMpcd)	0	0	0	0	2.79	5.41	13.298	16.52	16.52	1.66
Producción de gas real (MMpcd)										
Porcentaje de desviación										

Tabla 26 Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada (Fuente: Comisión con la 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 Tlalkivak de la Asignación AE-0154-2M-Chalabil, 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 250.1389/2022 de fecha 24 de octubre de 2022, la Comisión remitió a la ASEA la información presentada por el Asignatario respecto de la solicitud de aprobación del Programa de Transición para la Extracción de Hidrocarburos del Campo Tlalkivak a fin de que determine lo conducente.

No obstante, lo anterior, esta Comisión tiene conocimiento que el 17 de julio de 2017, la ASEA asignó al Asignatario la Clave Única de Registro del Regulado (CURR) identificada con el número ASEA- PEM16001C/AI0417.

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 Tlalkivak y guarda congruencia con las características de los yacimientos.

Asimismo, 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.”

**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 el inicio de la perforación de un pozo de desarrollo se consideran técnicamente viables para la Extracción de Hidrocarburos, en beneficio del país.

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

La Asignación AE-0154-2M-Chalabil campo Tlalkivak no cuenta con instalaciones para el procesamiento del gas producido, por lo que no se realiza quema de gas. El 100% del gas producido se transfiere a la plataforma Koban-A perteneciente a la asignación AE-0019-2M-Okom-02 Campo Koban. No se tiene contemplada infraestructura adicional para el aprovechamiento de gas de la Asignación AE-0154-2M-Chalabil campo Tlalkivak, sin embargo, la meta de aprovechamiento de gas es de 100% a través de la transferencia, en

el periodo del Programa de Transición, por lo cual la estrategia se enfocará en continuar con los programas de mantenimiento.

Lo anterior, en cumplimiento a lo indicado en el artículo 14, fracción II, inciso a), sub fracción ii de las Disposiciones técnicas.

## **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.
- Dada la incertidumbre actual en la identificación del posible contacto agua-aceite para el yacimiento, se recomienda que, con la información dinámica a obtener de los pozos a perforar, si es identificado dicho contacto, se haga una nueva estimación de la productividad, los gastos críticos y verificación de los pronósticos de producción propuestos.
- 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 VSP en uno o más pozos a perforar para mejorar la caracterización estática de los yacimientos y poder dar certidumbre a los modelos de fracturas ya obtenidos.
- Cumplir en tiempo, forma y calidad con el programa de perforación del pozo Tlalkivak-2, con el objetivo de evitar costos adicionales y poder recuperar los volúmenes de hidrocarburos contemplados a producir en la etapa de Transición.
- 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 Xanaab, Jacinto, Kax, Chipilin y Cactus los cuales producen en el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano, ya que se toman como análogos, para maximizar el valor de los hidrocarburos en el campo Tlalkivak.
- La aprobación de la Modificación del Programa de Transición o Plan de Desarrollo para la Extracción para el Campo Tlalkivak es condición

necesaria para dar continuidad a cualquier actividad que no se encuentre comprendida dentro del periodo aprobado, incluyendo la conclusión de la perforación y terminación del Pozo Tlalkivak-2. En ese sentido el Asignatario tiene la obligación de poner a consideración de la Comisión la aprobación de una Modificación del Programa de Transición o Plan de Desarrollo para la Extracción) el cual integre la totalidad de la duración de la actividad en comento.

- Se recomienda al Asignatario realizar las acciones pertinentes para llevar a cabo un análisis más detallado del modelo estático del yacimiento, con un especial énfasis a la intrusión de sal, la cual, a futuro puede impactar directamente en las propiedades petrofísicas del yacimiento, como de los límites del yacimiento, así como del volumen original.

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-0154-2M-CHALABIL (Campo Tlalkivak), el cual tendrá una vigencia hasta mayo 2023 a partir de la aprobación del presente Programa.

#### **ELABORÓ**

**ING. JUAN MANUEL RODRIGUEZ MATEOS**

Dirección General de Dictámenes de Extracción

#### **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, 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 Tlalkivak, el cual se encuentra dentro de la Asignación AE-0154-2M-CHALABIL.

**Ing. Juan Manuel Rodríguez Mateos**  
**Dirección General de Dictámenes de Extracción**

**ELABORÓ**

**Firma de Juan Manuel Rodríguez Mateos**

**Fecha de Sello Digital: 29/11/2022 01:04:26 p. m.**

Sello Digital:

Bi6kqVg/sSXMwRrNxnJJo6gnaZKAzNq2LXFteFQRHGy77jp5dVMIWk65Vw7UIJF/hBcPtIQIvVO54JQKm22ELGpHJGNqQZASXtarHSWANci0UjSjnBoeQFb15JQ/fZdmVs5dY/toEqKzEoARx9irPP2tNIZ7jyRPOWAuk9SIA/BPFcUutvLXMABpTvKGLDzhdxbID0/DZTHRYzVKDGBEKb1UtEHGDHSfA+dNQsly/y6f2ZK729LDJOfsX/6c5j9Ok1u5tfbHLn7eDJE mDRxwt3YaANot8ef45AYIXl4+YwWwqRj67gkbsW4FJU+Lk/JSIHGq3bZtLkOufsoNVjrA==

"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 11:58:20 a. m.**

Sello Digital:

WsnXLimK8Ar1IN9mot7eMqfckzFYLMUZ3yk2IPGX9jLu/Rjz9VuZBWL5dY9Y6c/2IYSKON1+B4ItU+NZD6hAe7ubrBi1CNpF0noWjjVpp46MCpQHRK3J+k2YT3jy/yjmfyD/B1/xb8/P40IG7FPGD1Tyeu+a0cb08yCyvokgC5FYQeCWJmfstRtafD5aVjxfqkKdknHISO9Ec+L7OrPidgM2uCCA+MQctK2XYXdXt/edjyG6WW/uPjn/NSRQVijcO7tCmRt8ECEozMU/4jC ZL5Ll04vWGTobL2YhBe8Jc3mh3u7M6xu90HoX7hBljPalKhtanUcws4huqfAYjZdy8g==

"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 12:17:52 p. m.**

Sello Digital:

Jb1HJno/tkoojiz0r0ApYqYkwrlqmUht8P8uh6W9xdIJBRX895HHZ2osnYyZXgavz0OSG8Xfz3T/D56yVzJhLJ2QiDhiByHE18p2BRa9eyBkk5hBAKFB8m4mhNCCp8ukNAsx/DI hnEfnMiLZdWUvD+J3k/gv2QvDLN0gvXsu47ttY7nW4FlzwlmyPmyxbGHtvArA6gi3YYk255Y54F25zscSmeBktTWZxnTG4MzoQbqxjtOWl4uStpo4oGqHwS+gfv0UPma8B Yg+oHxwwtidqUVopvgrH1Bo1IAMBjlyJ3bun9d7+Uf4fwdWnv4/GCVrW26ivt9Rb6s1DTykQ==

"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."