



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico de la Solicitud de aprobación al Programa de Transición

**Campo Xolotl asociado a la
Asignación AE-0151-M-Uchukil**

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Mayo, 2023



Contenido

I. IDENTIFICACIÓN DEL ASIGNATARIO Y DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN	3
II. ELEMENTOS GENERALES DEL PROGRAMA	6
III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN	7
IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN TÉCNICO	8
V. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PROGRAMA DE TRANSICIÓN	11
A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DEL YACIMIENTO DENTRO DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN	11
B) ANTECEDENTES DE EXPLORACIÓN Y EVALUACIÓN	13
C) ACTIVIDADES Y METAS FÍSICAS	22
D) PROGRAMA DE INVERSIONES	25
E) MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	26
F) APROVECHAMIENTO DE GAS	35
VI. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PROGRAMA DE TRANSICIÓN	37
VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGO	38
VIII. SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO	39
a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país:	39
b) La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos:	39
c) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país:	39
d) Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos:	40
IX. CONCLUSIONES	40
X. RECOMENDACIONES	40

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9Akw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjCg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9UfHlg5J228VTjlsxYqgtaoUyVvwnKWItOQiTeTbtOQwmBiJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DWOibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmXgXL8l6RhYL4iG5mnwBeDSZQjoBKRYQWA==

I. IDENTIFICACIÓN DEL ASIGNATARIO Y DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN

El 28 de agosto de 2019, la Secretaría de Energía (en adelante, **SENER**) con la previa opinión técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, **Comisión**) resolvió otorgar a Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, **Asignatario**) el Título de Asignación AE-0151-UCHUKIL, para realizar actividades de Exploración y extracción de Hidrocarburos, con fundamento en los artículos 6 de la Ley de Hidrocarburos.

Asimismo, el 28 de julio de 2021 la SENER, con la previa opinión de la Comisión modificó el Título de la Asignación AE-0151-UCHUKIL, para quedar identificado como el Título de Asignación AE-0151-M-UCHUKIL, el cual se encuentra vigente.

El Asignatario promovente de la solicitud de aprobación del Programa de Transición asociado al Campo Xolotl (en adelante, **Campo**) que se encuentra dentro de la Asignación AE-0151-M-UCHUKIL (en adelante **Asignación**), es el Asignatario.

En la

Asignación	AE-0151-M-UCHUKIL
Estado y Municipio	Aguas Territoriales del Golfo de México, frente a las costas del estado de Tabasco.
Área de Asignación	1,107.6 km ²
Fecha de Otorgamiento del Título	28 de agosto de 2019
Vigencia	30 años a partir del 28 de agosto de 2019
Tipo de Asignación	Exploración y Extracción de Hidrocarburos
Derechos (Anexo 1 Título de Asignación)	Las Actividades Petroleras amparadas por esta Asignación podrán realizarse en todas las formaciones geológicas
Restricciones	El Asignatario no podrá realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en los traslapes con las siguientes Áreas de Asignación y en su caso, posteriores modificaciones: A-0369-2M-Campo Xanab A-0373-2M-Campo Yaxché AE-0006-8M-Amoca Yaxché-04
Yacimientos y/o Campos	Suuk, Tlamatini e Itta..
Colindancias	AE-0006-7M-Amoca-Yaxché-04, A-0369-2M-Campo Xanab y A-0373-2M-Campo Yaxché.

Tabla 1 se muestran los datos generales de las Áreas de Asignación.

Asignación	AE-0151-M-UCHUKIL
Estado y Municipio	Aguas Territoriales del Golfo de México, frente a las costas del estado de Tabasco.
Área de Asignación	1,107.6 km ²

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9Akw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjCg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKScfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxbshR9Ufhlg5J228VTjlsxYqgtaoUyVvWNKWtOQiCTeTbtOQwmBiJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DWOibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0k8SVxaFJaiIkQmxgXL8l6RhYL4iG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

Fecha de Otorgamiento del Título	28 de agosto de 2019
Vigencia	30 años a partir del 28 de agosto de 2019
Tipo de Asignación	Exploración y Extracción de Hidrocarburos
Derechos (Anexo 1 Título de Asignación)	Las Actividades Petroleras amparadas por esta Asignación podrán realizarse en todas las formaciones geológicas
Restricciones	El Asignatario no podrá realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en los traslapes con las siguientes Áreas de Asignación y en su caso, posteriores modificaciones: A-0369-2M-Campo Xanab A-0373-2M-Campo Yaxché AE-0006-8M-Amoca Yaxché-04
Yacimientos y/o Campos	Suuk, Tlamatini e Itta..
Colindancias	AE-0006-7M-Amoca-Yaxché-04, A-0369-2M-Campo Xanab y A-0373-2M-Campo Yaxché.

Tabla 1. Datos generales de la Asignación
(Fuente: Comisión con información del Asignatario)

El campo Xolotl se encuentra dentro de la asignación exploratoria AE-0151-M-UCHUKIL, ubicado en aguas territoriales del Golfo de México a 22 KM de la Terminal Marítima Dos Bocas, Tabasco y a 4.5 km al noroeste del campo Mulach, como se muestra en la Figura 1.

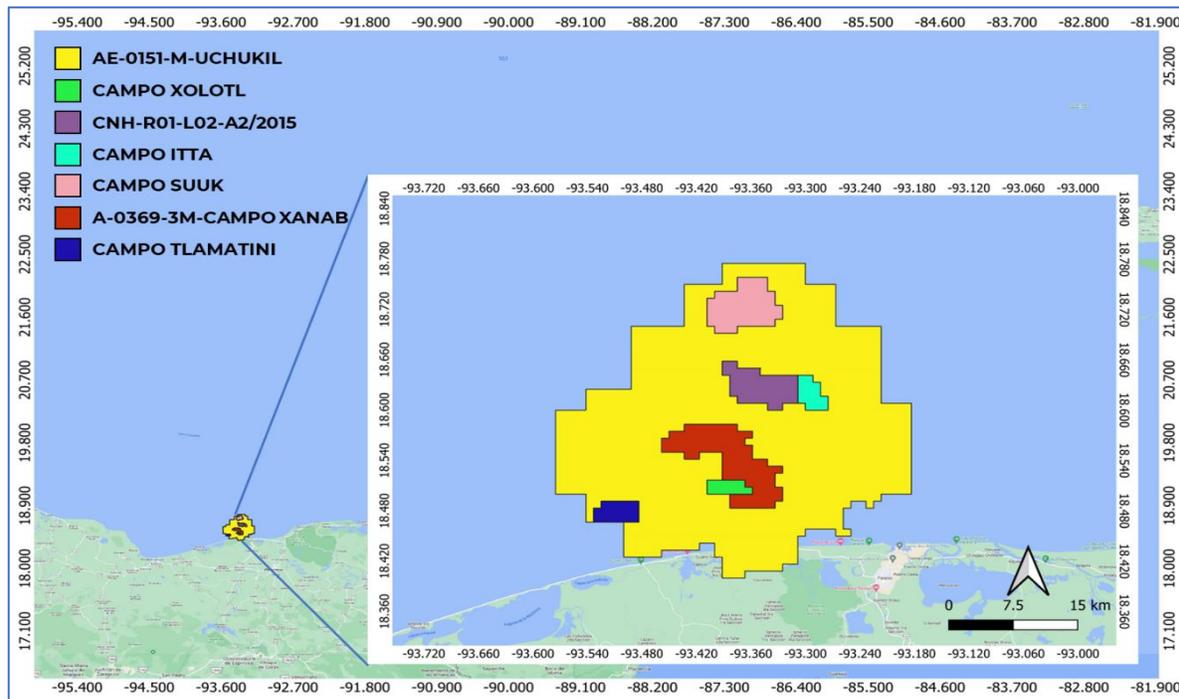


Figura 1. Ubicación del Área de Asignación AE-0151-M-UCHUKIL.
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9AkW8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94ki6UN+WEBaLdXwkJWHewcfyVjGgBcbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxbshR9Ufhlg5J228VTjlsxYqGtaoUyVvNkWTtOQicTeTtBtOQwmBIj0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DW0ibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmxgXL8l6RhYL4iG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

Los vértices que delimitan el área de la Asignación están definidos por las coordenadas contenidas en el Anexo 1 del Título de Asignación, mismas que se muestran en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93°18'00"	18°45'00"	27	93°19'30"	18°24'30"
2	93°16'00"	18°45'00"	28	93°22'30"	18°24'30"
3	93°16'00"	18°42'00"	29	93°22'30"	18°24'00"
4	93°13'30"	18°42'00"	30	93°23'30"	18°24'00"
5	93°13'00"	18°36'30"	31	93°23'30"	18°25'30"
6	93°11'00"	18°36'30"	32	93°24'00"	18°25'30"
7	93°11'00"	18°30'00"	33	93°24'00"	18°26'30"
8	93°13'00"	18°30'00"	34	93°25'00"	18°26'30"
9	93°13'00"	18°29'30"	35	93°25'00"	18°26'00"
10	93°13'30"	18°29'30"	36	93°27'30"	18°26'00"
11	93°13'30"	18°29'00"	37	93°27'30"	18°25'30"
12	93°14'00"	18°29'00"	38	93°30'00"	18°25'30"
13	93°14'00"	18°29'30"	39	93°30'00"	18°28'00"
14	93°15'00"	18°29'30"	40	93°32'30"	18°28'00"
15	93°15'00"	18°29'00"	41	93°32'30"	18°30'00"
16	93°15'30"	18°29'00"	42	93°34'30"	18°30'00"
17	93°15'30"	18°27'30"	43	93°34'30"	18°36'00"
18	93°15'00"	18°27'30"	44	93°32'30"	18°36'00"
19	93°15'00"	18°27'00"	45	93°32'30"	18°37'30"
20	93°16'00"	18°27'00"	46	93°29'30"	18°37'30"
21	93°16'00"	18°27'30"	47	93°29'30"	18°42'00"
22	93°18'00"	18°27'30"	48	93°26'00"	18°42'00"
23	93°18'00"	18°27'00"	49	93°26'00"	18°45'00"
24	93°18'30"	18°27'00"	50	93°23'30"	18°45'00"
25	93°18'30"	18°25'00"	51	93°23'30"	18°46'30"
26	93°19'30"	18°25'00"	52	93°18'00"	18°46'30"

Tabla 2. Coordenadas geográficas del polígono de la Asignación AE-0151-M-Uchukil.
(Fuente: Título de la Asignación)

De igual manera, en la Figura 2 se muestra el polígono del área de evaluación del Campo Xolotl y en la Tabla 3 se presentan sus coordenadas geográficas.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9AkW8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94ki6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTthUKScfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9Ufhlg5J228VTjlsxYqgtaoUyVvNkWTtOQiCTeTbtOQwmBiJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4Dw0ibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0k8SVxaFJaiIkQmxgXL8l6RhYL4iG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

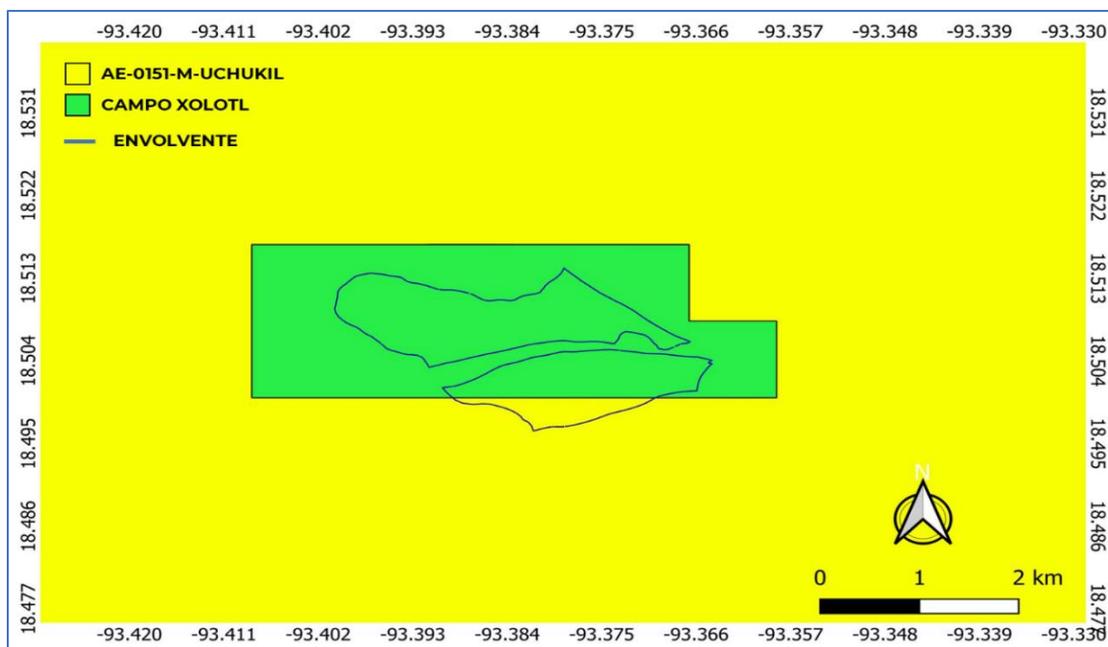


Figura 2. Polígono del área de evaluación del Campo Xolotl.
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario)

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93°22'00"	18°30'30"	4	93°24'30"	18°30'00"
2	93°21'30"	18°30'30"	5	93°24'30"	18°31'00"
3	93°21'30"	18°30'00"	6	93°22'00"	18°31'00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices del Polígono del área de evaluación del Campo Xolotl. (Fuente: Informe de Evaluación del Campo Xolotl)

II. ELEMENTOS GENERALES DEL PROGRAMA

Alcance

El alcance del Programa de Transición (en adelante, **Programa**) presentado por el Asignatario es continuar con la producción de forma temprana del Campo Xolotl, mediante la continuidad operativa del pozo Xolotl-1DEL en el yacimiento Mioceno Superior 1 (en adelante, **MS-1**) en el bloque norte, aunado a la perforación y terminación del pozo Xolotl-2 en el bloque sur, así como maximizar el valor económico de hidrocarburos correspondientes al Campo.

Además, el Asignatario tiene planteado que el hidrocarburo del pozo Xolotl-2 fluirá de forma multifásica, desde la plataforma existente Xanab-D mediante el oleogasoducto existente de: 20"Ø x 5.8 km de la plataforma Xanab-D hacia Xanab-C, posteriormente la producción seguirá su recorrido hacia la plataforma Yaxche-A por un oleogasoducto de

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9Akw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNThUKScfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9UfHlg5J228VTjlsxXyQgtaoUyVvwnKWitOQiCTeTbtOQwmBIJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DWOibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmXgXL8l6RhYL4iG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

36"Ø x 15 km hacia la estructura Yaxché-A, donde entrará al cabezal general de dicha plataforma para fluir de manera conjunta con el fluido producido de las Asignaciones A-0373-2M-Campo Yaxché, A-0369-2M-Campo Xanab, AE-0006-8M-Amoca-Yaxché-04 hacia la línea de 36" Ø x 23 km con rumbo a la Terminal Marítima de Dos Bocas (en adelante, **TMDB**), en donde se realizará la separación y el manejo de gas para su envío al C.P.G. Cactus, mientras que el aceite se enviará para su comercialización al Centro Comercializador de Crudo Palomas (en adelante, **C.C.C. Palomas**). Cabe señalar que la producción del pozo Xolotl-1DEL se enviará al Barco de Proceso y la producción de aceite se trasegará en la misma plataforma Xanab-D para seguir la misma filosofía descrita anteriormente.

Con lo anterior se contribuye a lograr las metas de producción de PEP mediante la explotación de las reservas 1P y 2P, así como continuar con la actividad de caracterización estática y dinámica del yacimiento para la reducción de riesgos asociados a la configuración del yacimiento e incertidumbre en el volumen original.

Con base en esta estrategia, el Asignatario estima recuperar un volumen acumulado de **1.59** millones de barriles de aceite (en adelante, **MMb**) y **0.71** miles de millones de pies cúbicos de gas (en adelante, **MMMpc**) en el período total de ejecución del Programa propuesto. El gas producido del pozo Xolotl-2 será por Transferencia a partir de agosto del año 2023 y el gas producido del pozo Xolotl-1DEL se enviará a quema controlada al Barco de Proceso, debido a que la presión del pozo Xolotl-1DEL no es suficiente para fluir hacia la plataforma Xanab-D.

Por otro lado, considera una inversión de **47.94** millones de dólares (en adelante, **MMusd**) y un gasto de operación de **3.94** MMusd, lo que equivale a un costo total del Programa propuesto de **51.88** MMusd.

Cabe mencionar que el Asignatario notificó el Descubrimiento del pozo Xolotl-1EXP con el escrito PEP-DG-SAPEP-GCR-206-2020 con fecha de 23 de enero de 2020.

Mediante el Oficio 240.0098/2020 del 14 de febrero de 2020, la Comisión ratificó el Descubrimiento asociado al pozo Xolotl-1EXP.

Mediante el escrito PEP-DG-SAPEP-GCR-1311-2023 con fecha de 04 de abril de 2023, el Asignatario presentó el Informe de Evaluación y la Declaración de Descubrimiento Comercial del Campo Xolotl en términos de los artículos 52, segundo párrafo y 65 de los Lineamientos.

Por otra parte, mediante el Oficio 240.0622/2023 de 16 de mayo de 2023 remitido al Asignatario, esta Comisión resolvió en sentido favorable sobre el Informe de Evaluación

III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del Dictamen Técnico del Programa propuesto, involucró la participación de cuatro Direcciones Generales de la Comisión:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9AkW8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTthUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9UfHlg5J228VTjlsXyQgtaoUyVvWNKWItOQiCTeTbtOQwmBiJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DWOibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmxgXL8l6RhYL4iG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

- Dirección General de Dictámenes de Extracción (en adelante, **DGDE**).
- Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción. (en adelante, **DGMCP**)
- Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica. (en adelante, **DGPEC**)
- Dirección General de Seguimiento de Asignaciones. (en adelante, **DGSA**)

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

La Figura 3 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, Dictamen Técnico 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.7/1/7/2023* Programa de Transición del Campo Xolotl, de la DGDE de esta Comisión.

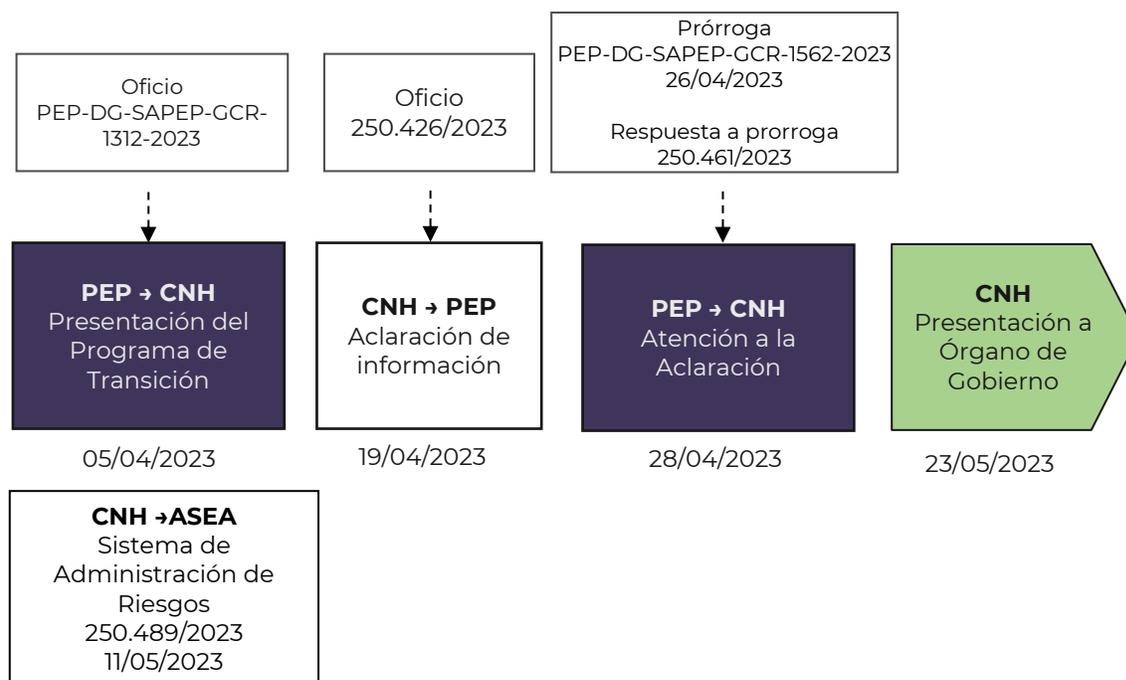


Figura 3. Cronología del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Resolución.
(Fuente: Comisión)

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9AkW8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjCg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9UfHlg5J228VTjlsXyQgtaoUyVvWNKWItOQiCTeTbtOQwmBiJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DWOibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmxgXL8l6RhYL4iG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

Se verificó que el Programa propuesto por el Asignatario cumple con el criterio establecido en el artículo 69, fracción II de los “Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos publicados en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, **DOF**) el 12 de abril de 2019” mismos que han sido modificados por acuerdos publicados en el DOF el 31 de marzo y el 20 de agosto, ambos de 2021 (en adelante, **Lineamientos**):

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, a través de un Plan de Desarrollo para la Extracción.

Para efectos de lo anterior, la Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 45, 65, 66, fracción II, 69 fracción II, 70, 71, y el Anexo III, apartado I.B. de los Lineamientos.

Cabe señalar, que el presente Dictamen Técnico se emite en atención a que el Asignatario manifestó expresamente pretender llevar a cabo actividades de Producción Temprana y derivado de ello, presentó el Programa de Transición de conformidad con lo establecido en el artículo 52, segundo párrafo en relación con el artículo 65 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, así como 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.

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 (en adelante, LORCME), así como los artículos 19, 65, 66, fracción II, 69, fracción II, 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.

En consecuencia, la solicitud cumple con los requisitos establecidos en el artículo 65 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- a) El Asignatario presentó el Programa propuesto conforme al formato APT y su instructivo, en el plazo establecido para tal efecto.
- b) Adjuntó el documento con la información y el nivel de detalle establecidos en el Anexo III, apartado I.B de los Lineamientos.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9Akw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9UfHlg5J228VTjlsxYqgtaoUyVvNkWItoQicTeTbtoQwmBIj0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DWOibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmXgXL8l6RhYL4iG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

- c) Adjuntó el Informe de Evaluación y la Declaración de Descubrimiento Comercial en términos de los artículos 52 y 56 de los Lineamientos.
- d) Acreditó el pago de aprovechamiento, adjuntando el comprobante de pago respectivo mediante el esquema de pagos electrónicos e5cinco.

Ahora bien, cabe señalar que el artículo 52 de los Lineamientos establece lo siguiente:

“Artículo 52. Del informe de evaluación.

(...)

Quando los Asignatarios Petroleros pretendan llevar cabo actividades de Producción Temprana, deberán solicitar a la Comisión la aprobación de un Programa de Transición en términos del artículo 65 de los presentes Lineamientos e incluir en el informe de evaluación lo siguiente:

*I. **Manifestación expresa** de la intención de llevar a cabo actividades de Producción Temprana, y*

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

(...)”

[Énfasis añadido]

Asimismo, el artículo 66, fracción II 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:*

(...)

II. Para el caso previsto en el artículo 65 de los Lineamientos, al momento de la presentación del informe de evaluación.

[Énfasis añadido]

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

- a) Mediante el oficio PEP-DG-SAPEP-GCR-1311-2023 con fecha de 04 de abril de 2023, el Asignatario presentó ante esta Comisión el Informe de Evaluación, en el cual manifestó expresamente su intención de llevar a cabo actividades de Producción Temprana, así como su compromiso de cumplir con las obligaciones asociadas a la producción de Hidrocarburos hasta la aprobación del Programa de Transición en cumplimiento a lo establecido por el artículo 52, segundo párrafo, fracciones I y II de los Lineamientos.
- b) En respuesta, mediante oficio 240.0622/2023 de 16 de mayo de 2023 , la Comisión resolvió en sentido favorable el Informe de Evaluación para el yacimiento MS-1 y MS-2.
- c) De manera simultánea, el Asignatario presentó mediante el Oficio PEP-DG-SAPEP-GCR-1311-2023 de 04 de abril de 2023, la Declaración de Descubrimiento Comercial en

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9Akw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjCg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxbshR9UfHlg5J228VTjlsXyQgtaoUyVvwnKwItOQiCTeTbtOQwmBIJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DW0ibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmXgXL8l6RhYL4iG5mnwBeDSZQjoBKRYQWA==

cumplimiento con el artículo 65 de los Lineamientos, en relación con el artículo 56 del mismo ordenamiento.

- d) Asimismo, mediante escrito PEP-DG-SAPEP-GCR-1312-2023 recibido el 05 de abril de 2023, el Asignatario presentó para su aprobación, la propuesta del Programa de Transición, ello en consideración de lo establecido en los artículos 65 y 66, fracción II de los Lineamientos.

Por lo antes expuesto, resulta procedente conocer respecto del Programa propuesto, toda vez que fue presentada en términos de lo dispuesto en los artículos 52, segundo párrafo, 66, fracción II, 70, último párrafo, de los Lineamientos.

V. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PROGRAMA DE TRANSICIÓN

a) Características Generales y propiedades del yacimiento dentro del Área de Asignación

Las principales características geológicas, petrofísicas, de propiedades de los fluidos y de los yacimientos descubiertos dentro de las Asignaciones, se muestran en la Tabla 3.

Asignación		AE-0151-M-UCHUKIL			
Era		Cenozoico			
Formación		Mioceno Superior			
Bloque		Bloque norte		Bloque sur	
Yacimientos		MS-1	MS-2	MS-1	MS-2
Área km ²		2.97	2.30	1.26	1.51
Año de Descubrimiento		2019	2019	2019	2019
Fecha de inicio de producción		2021	2021	2021	2021
Profundidad promedio del yacimiento (mv)		3,568	3,464	3,568	3,464
Tipo de Yacimiento		Aceite Negro			
Pozos	Productores	1	-	-	-
	Cerrados con posibilidades	-	-	-	-

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9Akw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9Ufhlg5J228VTjlsXyQgtaoUyVvWNKWItOQiCTeTbTOQwmBiJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DW0ibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmxgXL8l6RhYL4iG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

Asignación		AE-0151-M-UCHUKIL			
Era		Cenozoico			
Formación		Mioceno Superior			
Bloque		Bloque norte		Bloque sur	
Yacimientos		MS-1	MS-2	MS-1	MS-2
	Cerrados sin posibilidades	-	-	-	-
	Taponados	1	-	-	-
	Periodo	Neógeno			
	Época	Mioceno			
	Cuenca	Provincia Salina del Istmo			
	Litología	Arenisca			
	% Saturación inicial promedio de agua	36.5	31.4	37.2	41.3
Propiedades Petrofísicas	Porosidad promedio %	19.77	19.50	18.19	18.32
	Permeabilidad promedio (mD)	250	287.34	245	287.34
	Espesor neto promedio (m)	16.28	6.72	14.2	20.95
	Densidad °API	25.2	25.2	25.2	25.2
Propiedades de los Fluidos	Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento (cP)	1.58	1.62	1.58	1.62
	Factor de volumen inicial de aceite (Boi) (m ³ @cy/m ³ @cs)	1.247	1.288	1.247	1.288
	Densidad relativa del gas	0.659	0.635	0.659	0.635
	Poder calorífico del gas (BTU/scf)	1026.8	1026.8	1026.8	1026.8
	Presión de Saturación (kg/cm ²)	198.4	198.4	198.4	198.4
	Temperatura °C	101	100.1	105.1	102.6

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmyL7Zwbl7gWLe9AkW8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94ki6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9Ufhlg5J228VTjlsXyQgtaoUyVvWNKWItOQiCTeTbtOQwmBiJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DW0ibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmxgXL8l6RhYL4iG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

Asignación		AE-0151-M-UCHUKIL			
Era		Cenozoico			
Formación		Mioceno Superior			
Bloque		Bloque norte		Bloque sur	
Yacimientos		MS-1	MS-2	MS-1	MS-2
	Presión inicial (Kg/cm ²)	490	488.5	522.5	500
Propiedades del Yacimiento	Presión actual (Kg/cm ²)	490	488.5	522.5	500
	Mecanismo de empuje principal	Expansión roca-fluido	Expansión roca-fluido	Expansión roca-fluido	Expansión roca-fluido

Tabla 3. Características generales del Campo Xolotl.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario)

b) Antecedentes de Exploración y Evaluación

Exploración y Evaluación

La perforación del pozo exploratorio Xolotl-1EXP inició operaciones el 03 de octubre de 2019, perforó a la profundidad total de 3,890 mdbmr/3,851 mvbnm y finalizó operaciones el 24 de diciembre de 2019. Se identificaron tres yacimientos, dos de aceite y gas denominados Ms-1 y Ms-2; y un yacimiento más somero de gas denominado Ms-3, litológicamente constituidos de areniscas depositadas en sistema de canales y lóbulos de ambiente de talud de edad Mioceno superior.

Las actividades llevadas a cabo en el periodo de evaluación se iniciaron con la información adquirida por la perforación del pozo Xolotl-1EXP, en el cual se realizó la prueba de presión producción en el intervalo 3,532-3,558 mdbmr, midiéndose un gasto de aceite de 2,220 bpd, gasto de gas de 0.56 MMpcd, gasto de agua de 104 bpd, una presión en superficie de 2,159 psi, RGA de 45 m³/m³, resultado productor de aceite y gas.

Como parte de la evaluación, se actualizó el estudio de caracterización de yacimientos, por lo que se determinó continuar con las actividades de evaluación con el objetivo de dar certidumbre a las áreas asociadas a reservas estimadas, mediante la perforación de un pozo delimitador Xolotl-1DEL.

La perforación del pozo delimitador Xolotl-1DEL inició su perforación el 05 de agosto de 2020, el cual, perforó su primer agujero piloto a la profundidad total de 4,105 mdbmr/3,610 mvbnm y una segunda trayectoria horizontal a la profundidad de 4,663 mdbmr/3,510 mvbnm, finalizando la prueba de presión producción convencional y sus actividades el 09 de febrero de 2021, resultando productor de aceite y gas. Y posterior el pozo delimitador Xolotl-1DEL fluye hacia la estructura Xanab-D realizando la prueba de alcance extendido acorde al programa de evaluación.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9AKw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjCg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxbshR9Ufhlg5J228VTjlsxYqgtaoUyVvwnKWitOQiCTeTbtOQwmBIj0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DWOibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiikQmXgXL8l6RhyL4lG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

Durante el periodo de evaluación se adquirió información tal como registros geofísicos de resistividad, espectroscopia de rayos gama, litodensidad, neutrón, sónico dipolar, resonancia magnética, micro imágenes resistivas, registro mineralógico y registro de hidrocarburos, así mismo, se integró la información de reportes litológicos de pozo, petrografía, petrofísica básica y difracción de rayos-X (muestras de canal, núcleos convencionales y núcleos de pared).

Con base en lo anterior y la información sísmica procesada, se generaron los modelos de velocidades, estructurales, sedimentarios y petrofísicos, así como un estudio de inversión sísmica. Finalmente, se realizó la actualización del estudio de caracterización de los yacimientos que permitió documentar, la geometría tanto externa como interna, las principales características de la roca almacén, propiedades petrofísicas y de fluidos y los límites verticales y áreales de cada yacimiento.

Los resultados obtenidos de la actualización del estudio de caracterización permiten proponer un volumen original de hidrocarburos y determinar que la información obtenida con la perforación del pozo exploratorio y delimitador es suficiente para concluir el proceso de evaluación del campo, debido a:

La información sísmica 3D se considera de buena calidad y permite mapear y conocer la geometría externa de los tres yacimientos, principalmente el Ms-1 y Ms-2 por su espesor y extensión.

Los atributos sísmicos básicos y la inversión sísmica calibrada con la información de los pozos perforados permiten precisar la distribución de la roca almacén (geometría interna) y confirmar el ambiente sedimentario de lóbulos y canales amalgamados. Adicionalmente en los yacimientos Ms-1 y Ms-2 se logró interpretar con la inversión sísmica atributos relacionados a fluidos asociados a la presencia de hidrocarburos.

Los registros geofísicos adquiridos en los pozos, la recuperación de un núcleo convencional y de 19 núcleos de pared en Xolotl-1EXP, análisis de las muestras de canal tanto en el pozo Xolotl-1EXP como en el Xolotl-1DEL_Piloto permiten confirmar los límites verticales para los yacimientos Ms-1 y Ms-2 mediante el contacto de fluidos aceite-agua; con esta información, el modelo petrofísico de ambos pozos se robustece y en consecuencia se da a mayor certidumbre a los parámetros petrofísicos empleados en el modelo estático para la estimación de reservas.

Con el probador de formaciones utilizado en el pozo Xolotl-1EXP se logró obtener el gradiente de hidrocarburos en el yacimiento Ms-1 y Ms-2, se midieron presiones de los yacimientos y recuperaron muestras representativas de fluidos de la formación.

El pozo Xolotl-1DEL_Piloto reduce la incertidumbre en la distribución areal del yacimiento Ms-3 debido a que se identificó la presencia de areniscas, pero sin condiciones de yacimiento.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmyL7Zwbl7gWLe9AkW8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9UfHlg5J228VTjlsXyQgtaoUyVvNKWtOQiCTeTbtOQwmBIJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DW0ibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmxgXL8l6RhYL4iG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

Por lo que, la información adquirida en el periodo de evaluación permitió dar certidumbre a las áreas asociadas a los volúmenes originales y de reservas de hidrocarburos de los yacimientos descubiertos.

Identificación del intervalo considerado yacimiento

Previo al descubrimiento al campo Xolotl y considerado el “bloque sur” se realizó la perforación de los pozos Xolotl-1EXP y Xolotl-1DEL, la información sísmica utilizada para documentar el campo fue el volumen sísmico: Tsimin Tojual 3DTZ región 6 que cubre un área de 650 km² adquirido por la compañía Geokinetics en al año 20011-2013 como se observa en la Figura 4.

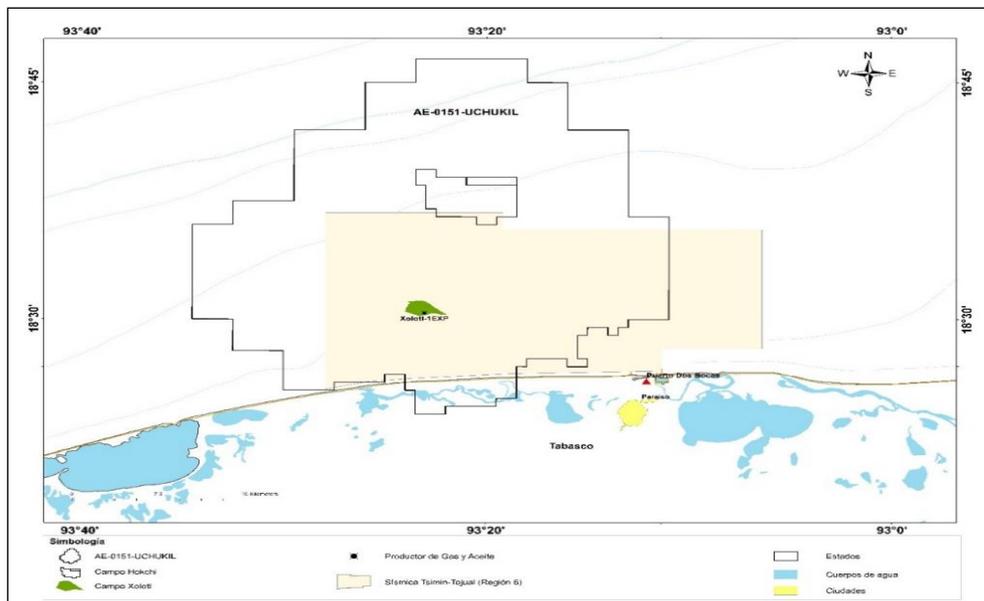


Figura 4. Ubicación del volumen sísmico Tsimin Tojual 3DTZ.
(Fuente: Información ingresada por el Asignatario)

La trampa asociada a la localización Xolotl-1EXP es tipo combinada donde la componente estructural se refiere a una estructura de echado suave con orientación Este-Oeste, tiene cierre contra fallas normales hacia la parte N, E y S, mientras que se observa ligero cierre propio en la dirección W, hacia donde también se esperan cambios de facies laterales por su definición en el estudio de inversión y AVO. En el objetivo se observan reflectores sísmicos asociados a facies canalizadas, donde la distribución de facies estuvo condicionada por un evento de contracción regional durante el MM-MS (Chiapaneco).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9AkW8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjCg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTthUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9UfHlg5J228VTjlsxxyQgtaoUyVvWNKWItOQiCTeTbtOQwmBiJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DWOibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmxgXL8l6RhyL4lG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

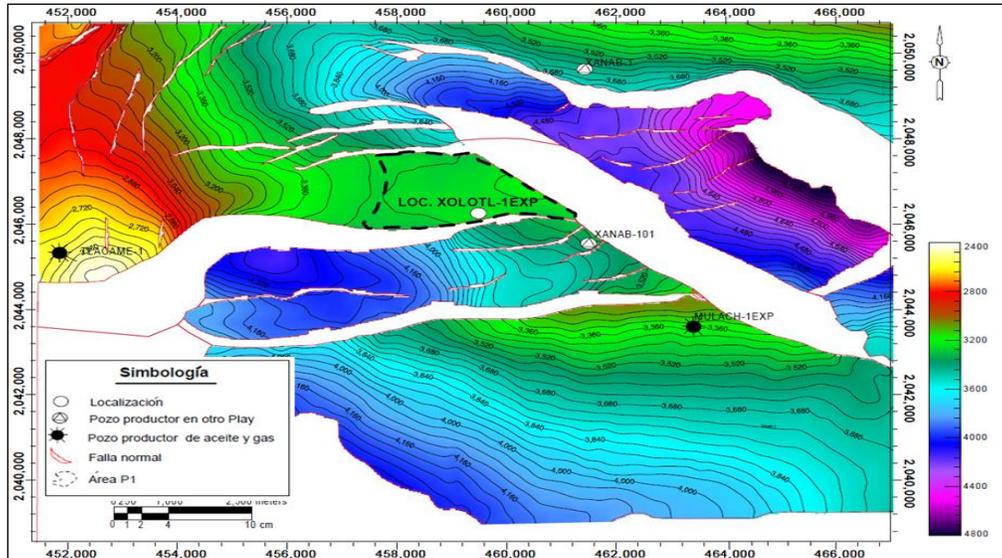


Figura 5. Configuración estructural objetivo 1 Mioceno superior, localización Xolotl-1EXP.
(Fuente: Información ingresada por el Asignatario)

Con respecto al “bloque sur” se cuenta con una trampa de tipo combinada que presenta un cierre propio con echado suave hacia el W mientras que presenta cierre contra fallas normales hacia el N y S, se observan anomalías de amplitud parecidas a las anomalías asociadas al campo Xolotl por lo que se espera encontrar facies canalizadas similares.

A partir de la información de registros geofísicos obtenida por el pozo Xolotl-1EXP y Xolotl-1DEL, se generaron sismogramas sintéticos para la calibración tiempo-profundidad. Los insumos utilizados para la generación del sismograma sintético fueron: los registros sísmicos, densidad y como control de calidad los registros de rayos gamma y resistividad; se utilizó una ondícula teórica tipo Ricker de fase cero y frecuencia constante de 16 Hz en el pozo. Los registros sísmico y densidad solo se adquirieron de la profundidad de 3,150 a 3,882 md, en el resto de la columna se utilizaron curvas estimadas de sísmico y densidad.

En la Figura 6 muestra el modelo petrofísico integral del pozo Xolotl-1EXP identificando tres yacimientos, el más profundo denominado Ms-1, el cual con la interpretación del modelo petrofísico y las muestras de fluidos recuperadas con el probador de formaciones se identifica el contacto aceite-agua a 3,568 mdbmr/3,529 mvbnm, el espesor total es de 36 m y 24 m impregnados de hidrocarburos lo que representa un 66.5% de relación neto-bruto, a porosidad promedio de 20.7%, saturación de agua de 36.5% y permeabilidad absoluta de 250 mD. Para el yacimiento Ms-2 con apoyo del modelo petrofísico y los resultados de probador de formaciones se identificaron que límites del yacimiento son físicos y presenta un contacto de fluidos gas-aceite a 3,451 mdbmr/3,412 mvbnm con espesor total de 37 m y 29.6 m impregnados de hidrocarburos lo que representa un 80% de relación neto-bruto, la porosidad promedio de 24.4%, saturación de agua de 31.4% y permeabilidad absoluta de 287.3 mD y para el yacimiento Ms-3 se definieron límites físicos por cambio litológico y por resultados del modelo petrofísico combinado con la muestra recuperada con el probador de formaciones se identificó que se trata de un yacimiento de gas con espesor total de 4 m y 3.5 m de espesor impregnado que

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9AkW8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hRInHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGgBcbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTthUKScfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxbshR9UfHlg5J228VTjIsxYqgtaoUyVvNKNWtOQICtETBtOQwmBIJ0Dc6lLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DWOibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0k8SVxaFJaiIkQmxgXL8l6RhYL4lG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

representa un 87.6%, la porosidad promedio es de 25.1%, saturación de agua de 26.5% y 346 mD de permeabilidad absoluta. La información es abundante y de buena calidad lo que permite obtener productos de baja incertidumbre petrofísica.

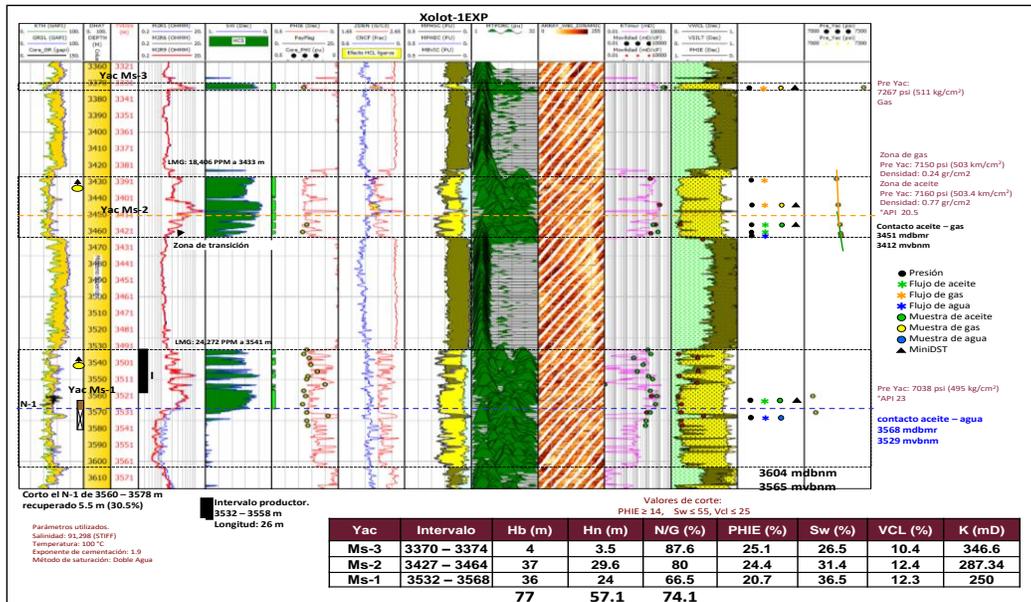


Figura 6. Evaluación petrofísica del pozo Xolotl-1EXP.
(Fuente: Información ingresada por el Asignatario)

Para los pozos Xolotl-1DEL_Piloto y Xolotl-1DEL_Horizontal se utilizó la salinidad del agua de formación definida en el pozo Xolotl-1EXP para el exponente de cementación “m” se utilizó 1.92 que es ligeramente mayor al aplicado en el pozo Xolotl-1EXP esto sustentado en el hecho de no contar con núcleos de pared y/o convencional que permitan realizar análisis de propiedades eléctricas.

Se identificó la extensión areal de la roca almacén para el yacimiento Ms-1 por resultados del modelo petrofísico se definió el límite de la roca almacén por contacto de fluidos a 4,023 mdbmr/3,542 mvbnm, el espesor total es de 22.6 mv y 9.7 mv de espesor impregnado lo que representa un 42.9% de relación neto-bruto con porosidad promedio de 20.6%, saturación de agua de 37.2% y 211 mD de permeabilidad absoluta, para el Ms-2 por resultados del modelo petrofísico se definió el contacto de fluidos aceite-agua a 3,886 mdbmr/3,427 mvbnm con espesor total de 15 mv, espesor impregnado de 9.5 mv que representa un 63.5% de espesor neto-bruto, porosidad promedio de 22%, saturación de agua de 41.3% y permeabilidad absoluta de 245 mD. Se identificó la extensión de la roca almacén del Ms-3 con espesor total de 1.6 mv sin condiciones de yacimiento.

Para el yacimiento Ms-2 en el campo Xolotl, los pozos Xolotl-1DEL_Piloto y Xolotl-1DEL_Horizontal encontraron la cima 24 mv y 30 mv respectivamente, en relación con el pozo Xolotl-1EXP, para este yacimiento los pozos han definido los límites verticales para el contacto gas-aceite a 3,451 mdbmr/3,412 mvbnm en el pozo Xolotl-1EXP y para el contacto aceite -agua a 3,886 mdbmr/3,427 mvbnm en el pozo Xolotl-1DEL_Piloto y 3,968

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUmcyL7Zwbl7gWLe9AkW8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGgBcbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNthUKScfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9UfHlg5J228VTjIsxXyQgtaoUyVwNKWitoQICtETBtoQwmBIj0Dc6lLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4Dw0ibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVaFJaiIkQmxgXL8l6RhYL4lG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

mdbmr/3,434 mvbnm para el pozo Xolotl-1DEL_Horizontal. Se observa una ligera disminución de la porosidad hacia el pozo Xolotl-1DEL_Piloto pasando de 24.4 a 22% reflejado en la saturación de agua y la permeabilidad.

Geología

El modelo sedimentario del Campo Xolotl corresponde a complejos arenosos de abanicos, canales y desbordes, depositados en un ambiente de talud (Batial superior) de edad Mioceno Superior. La roca almacén es de buena calidad ya que presenta buenas características en cuanto a porosidad y permeabilidad.

La trampa asociada es de tipo combinada (estructural-estratigráfica) donde la componente estructural se refiere a una estructura de echado suave con orientación Este-Oeste, tiene cierre contra fallas normales hacia la parte N, E y S, mientras que en la dirección W se observa ligero cierre propio, y es hacia esa misma zona a donde también se esperan cambios de facies laterales por su definición en el estudio de inversión y AVO. En el objetivo se observan reflectores sísmicos asociados a facies canalizadas, donde la distribución de estas estuvo condicionada por un evento de contracción regional durante el Mm-Ms (Evento Chiapaneco).

En la figura 7 se muestra la configuración estructural en profundidad del yacimiento Ms-1 que en el sentido de la geometría de la trampa está conformada por la estructura anticlinal con su eje principal NW-SE y flancos con echados suaves buzando al NE y SW principalmente; al este su eje principal cambia de dirección NE_SW. Al sur, se encuentra limitada por una falla normal con dirección W-E y con caída al sur y al este por falla normal con dirección NW-SE y caída al NE. El límite vertical hacia su base es representado por el contacto aceite-agua a 3,529 mvbnm encontrado por el pozo Xolotl-1EXP y por el Xolotl-1DEL_Piloto a 3,542 mvbnm.

Para el yacimiento Ms-2 la trampa es similar a la del yacimiento Ms-1, ya que está constituida por una estructura anticlinal con eje principal NW-SE y flancos buzando al NE y SW. Hacia el este, el eje de la estructura cambia en dirección NE-SW. Así mismo, la geometría de la trampa se encuentra limitada al sur y este por fallas normales con caída al sur y este respectivamente. El límite vertical hacia la base se encuentra definido por el contacto aceite-agua definido por el Xolotl-1DEL_Piloto a 3,886 mdbmr/3,427 mvbnm.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9Akw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjCg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9Ufhlg5J228VTjlsXyQgtaoUyVvNkWItOQiCTeTbtOQwmBiJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DWOibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmxgXL8l6RhYL4iG5mnwBeDSZQjoBKRYQWA==

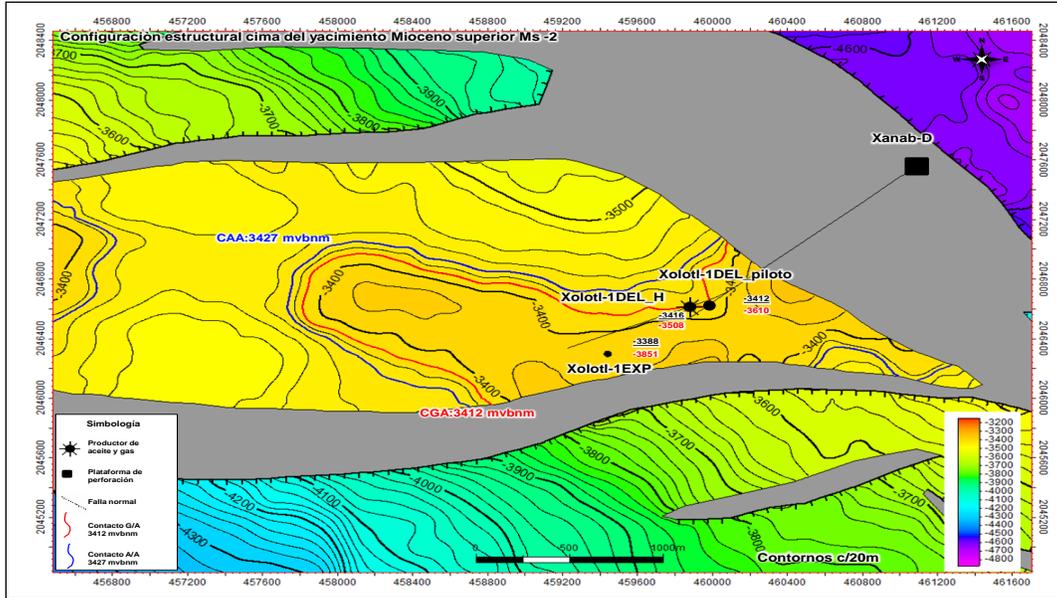


Figura 7. Configuración estructural en profundidad del yacimiento Ms-1 que muestra las características de la geometría externa del yacimiento. (Fuente: Información ingresada por el Asignatario)

Fluidos

El Campo Xolotl cuenta con cuatro muestras de fondo recolectadas en el pozo Xolotl-1EXP, las cuales provienen del yacimiento Mioceno Superior 1 (MS-1).. En la Tabla 5 se presenta un resumen de la información de las características del fluido del campo Xolotl caracterizado por PVT.

Propiedades de los fluidos	MS
Tipo de hidrocarburos	Aceite Negro
Densidad °API	25.2
Factor volumétrico del aceite (m ³ /m ³) @Pi	1.263(*)
Relación gas/aceite en separador (m ³ /m ³)	79 (*)
Presión de saturación (kg/cm ² a)	198
Temperatura yacimiento (°C)	102
Presión inicial (kg/cm ² a)	490

*Datos del factor volumétrico de formación del aceite y Relación gas/aceite, corregidos utilizando la metodología por Muhanmmad A. Al-Marhoun

Tabla 5. Características del fluido caracterizado, campo Xolotl. (Fuente: Información ingresada por el Asignatario)

La Tabla 6 muestra la composición del fluido original del yacimiento, hasta la fracción C₇₊.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7zwb17gWLe9AKw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEBaLdXwkJWHewcfyVjGgBcbz/Bafk997E6qCo+Yo3uRNNTthUKScfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxbshR9UfHlg5J228VTjlsxxyQgtaoUyVvNKWtOQICtTbtOQwmBIj0Dc6lLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DW0ibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmXgXL8l6RhYL4lG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

Muestra	1.3
Componentes	% Mol
N ₂	0.231
CO ₂	0.361
H ₂ S	0.0
C ₁	40.367
C ₂	3.949
C ₃	5.369
iC ₄	0.849
nC ₄	3.031
iC ₅	1.243
nC ₅	1.817
C ₆	2.481
C ₇₊	40.302

Tabla 6. Composición del fluido de la muestra recombinada.
(Fuente: Información ingresada por el Asignatario)

Resultados de la prueba de presión-producción efectuada al Pozo Xolotl-1EXP.

En el pozo Xolotl-1EXP se realizó una prueba de presión-producción con aparejo DST. La primera limpieza del pozo comenzó el 05 de diciembre del 2019 aportando aceite a tanques de surgencia, posteriormente se realizó un cierre del pozo por alcanzar la disponibilidad de los tanques de surgencia, a continuación, se abrió pozo alineado al barco de proceso para un segundo periodo de limpieza, se inició con el aforo del primer estrangulador en programa y se cerró pozo debido a malas condiciones climatológicas. Finalmente se abrió pozo para continuar con el programa de toma de información y se realizó la curva de incremento con cierre en fondo, concluyendo actividades de toma de información el día 14 de diciembre del 2021.

La información de producción y duración de la prueba de presión-producción y la prueba de alcance extendido realizada en el yacimiento MS-1 para el pozo Xolotl-1EXP se presenta en la Tabla 7.

Pozo	Actividad	Fecha	Hora	Duración	Estrangulador	Qo	Qw	Qg
		dd/mm/aaaa	hh:mm:ss	hr	pg	bd	bd	MMpcd
Xolotl-1EXP	Prueba DST	07/12/2019	20:26:28	9.56	1/8	839.2	0.84	0.086
		08/12/2019	06:00:18	6.31	0	0	0	0
		08/12/2019	12:19:06	24.89	1/4	1639.0	14	0.258
		09/12/2019	13:12:30	1.10	3/8	2220.0	104	0.556
	Prueba de presión-producción	27/01/2021	04:29:47	14.70	1/2	-	-	-
		27/01/2021	19:11:44	8.94	5/8	-	-	-
		28/01/2021	04:08:03	267.39	3/4	5152	-	2.53
		08/02/2021	07:31:24	10.04	0	0	-	0
		08/02/2021	17:33:38	10.74	1/2	3415	-	1.66

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmyL7Zwbl7gWLe9AkW8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKScfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9UfHlg5J228VTJlxsxyQgtaoUyVvWNKWtOQicTeTbtOQwmBij0Dc6lMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DW0ibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0k8SVxaFJaiIkQmxgXL8l6RyL4lG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

	09/02/2021	04:18:19	61.57	5/8	4603	-	2.23
Prueba de alcance extendido	11/02/2021	17:52:33	2189.15	7/8	5569	-	2.30
	13/05/2021	23:01:35	4.13	0	0	-	0
	14/05/2021	03:09:25	1047.84	7/8	3355	-	1.30

Tabla 7. Información del periodo de flujo durante la prueba DST, pozo Xolotl-1EXP, yacimiento MS1. (Fuente: Información ingresada por el Asignatario)

En la Figura 8 se muestra el comportamiento de la temperatura, presión y producción de aceite durante la prueba DST del pozo Xolotl-1EXP realizada en el yacimiento MS-1.

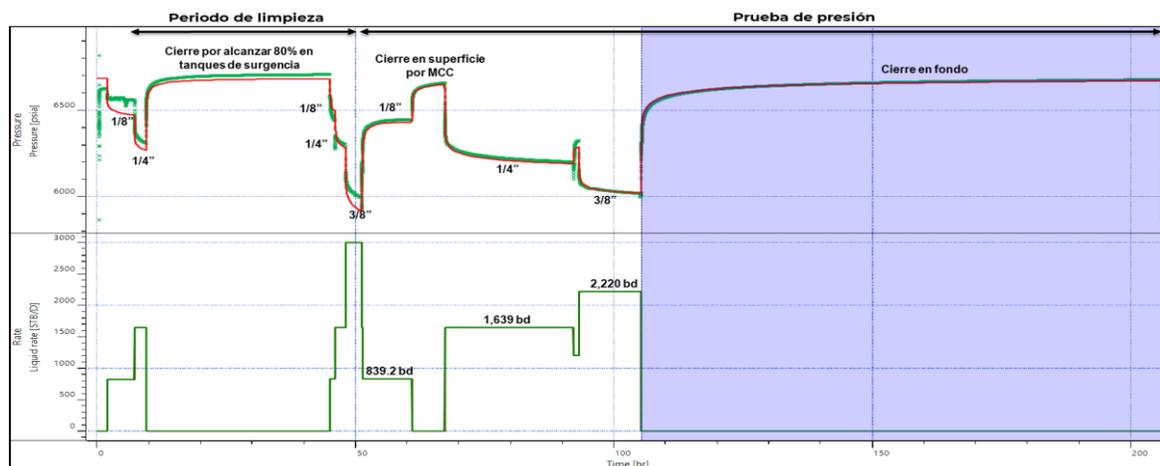


Figura 8. Información registrada de presión y temperatura del sensor de fondo y gasto promedio de producción de aceite durante la prueba DST del pozo Xolotl-1EXP, yacimiento MS-1. (Fuente: Información ingresada por el Asignatario)

Los datos de salida del modelo ajustado para la prueba con aparejo DST del pozo Xolotl-1EXP en el yacimiento MS-1 se presentan en la Tabla 8. Se ajustó un modelo de flujo radial con almacenamiento y daño constante en un yacimiento homogéneo e infinito.

Parámetros de pozo		unidades
Almacenamiento (C)	2.93E-4	b/psi
Daño	-1.19	
Parámetros de yacimiento		unidades
Permeabilidad	126.6	mD
Capacidad de flujo	8,930.54	mD-ft
Pi @ sensor 3272 mdbmr	470.05	kg/cm ²
Radio de investigación	500.3	m
Volumen asociado a radio de investigación	11.04	MMb
Parámetros de frontera		
Tipo de frontera	Infinito	

Tabla 8. Datos de salida de la prueba DST, Xolotl-1EXP, yacimiento MS-1. (Fuente: Información ingresada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9AKw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTthUKScfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxbshR9Ufhlg5J228VTjlsxYqGtaoUyVwNkWItOQiCtTbtOQwmBIJ0Dc6lMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DWOibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0k8SVxaFJaiIkQmxgXL8l6RhYL4lG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

c) Actividades y metas físicas

De acuerdo con la información presentada en el Programa propuesto, el Asignatario contempla la ejecución de la actividad física, inversión y gastos de operación presentados en la Tabla 9 a partir de junio de 2023.

Concepto	Jun. 2023	Jul. 2023	Ago. 2023	Sep. 2023	Oct. 2023	Nov. 2023	Dic. 2023	Ene. 2024	Feb. 2024	Mar. 2024	Abr. 2024	May. 2024	Total
Perforación (Número)	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Terminación (Número)	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Inversión (MMUSD)	15.72	18.95	5.13	1.9	1.9	1.9	1.9	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	47.94
Gastos de Op. (MMUSD)	0.19	0.18	0.39	0.47	0.46	0.43	0.44	0.33	0.31	0.29	0.24	0.21	3.94

Tabla 9. Actividades físicas y costos contemplados en el Programa de Transición propuesto.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario)

A continuación, se presentan los pronósticos de producción contemplados en el Programa de Transición propuesto, Tabla 10, Figuras 10 y 11, considerando recuperar 1.59 MMb de aceite y 0.71 MMMpc de gas.

Concepto	Jun. 2023	Jul. 2023	Ago. 2023	Sep. 2023	Oct. 2023	Nov. 2023	Dic. 2023	Ene. 2024	Feb. 2024	Mar. 2024	Abr. 2024	May. 2024
Prod. Aceite (MBD)	2.74	2.52	5.14	6.26	5.98	5.81	5.68	4.18	4.18	3.71	3.18	2.66
Prod. Acum. Aceite (MMB)	0.08	0.16	0.32	0.51	0.69	0.87	1.04	1.17	1.29	1.41	1.50	1.59
Prod. de gas (MMPCD)	1.227	1.124	2.296	2.800	2.673	2.594	2.530	1.870	1.870	1.656	1.421	1.189
Prod. Acum. Gas (MMMPC)	0.04	0.07	0.14	0.23	0.31	0.39	0.47	0.52	0.58	0.63	0.67	0.71

Tabla 10. Pronóstico de producción estimados en el Programa de Transición propuesto.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario)

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9AkW8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEBaLdXwkJWHewcfyVjCg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTthUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9Ufhlg5J228VTjlsxyQgtaoUyVvNKNWtOQiCTeTbtOQwmBiJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DW0ibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHb0K8SVxaFJaiIkQmXgXL8l6RhYL4iG5mnwBeDSZQjoBKRYQWA==

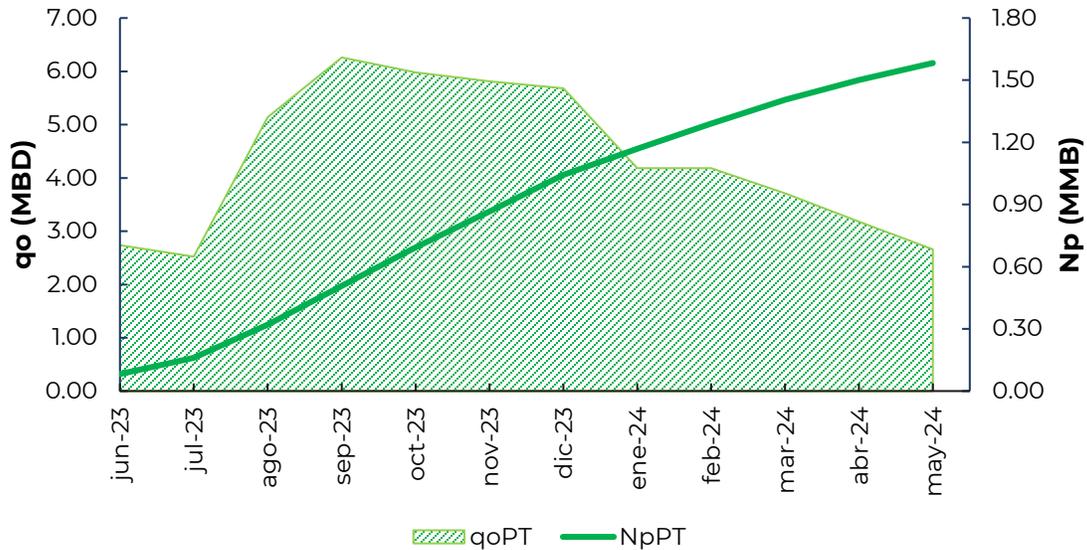


Figura 10. Pronóstico de producción de aceite del Programa propuesto.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario)

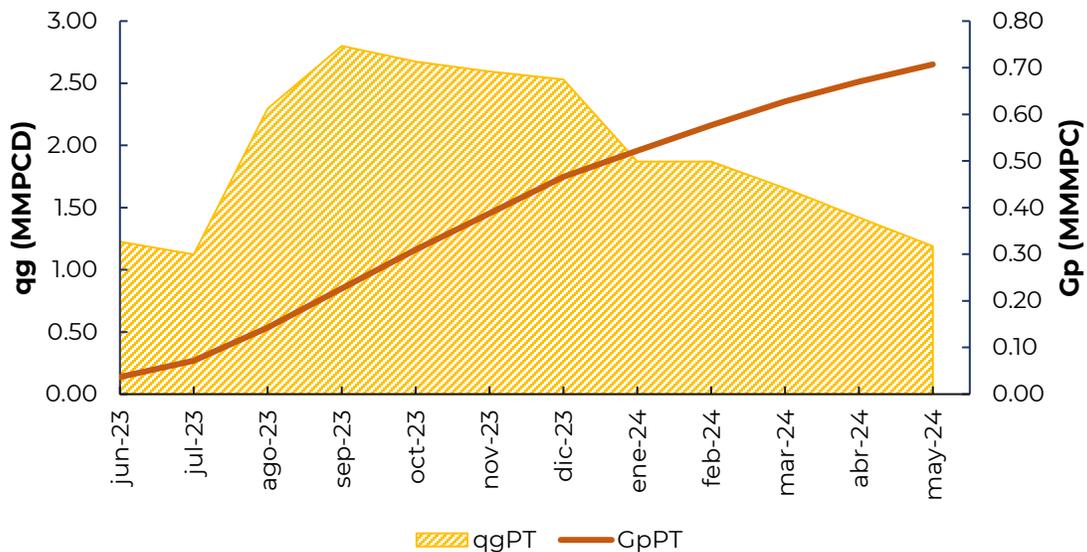


Figura 11. Pronóstico de producción de gas del Programa propuesto.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario)

El Asignatario hace mención que durante la ejecución del Programa acumulará una producción total de gas de 0.71 MMMpc, es importante mencionar que el pozo Xolotl-1DEL considera continuar fluyendo a barco de proceso, derivado a que fluirlo al oleogaseoducto no es viable operativamente, ya que la contrapresión está en el orden de 42 kg/cm², la producción de gas del pozo Xolotl-1DEL se enviará a quema controlada en

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9AkW8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9UfHlg5J228VTjlsXyQgtaoUyVvwnKw1tOQiCTeTbtOQwmBiJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DWOibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmxgXL8l6RhyL4lG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

el Barco de Proceso. El pozo Xolotl-2 fluir de forma multifásica, desde la plataforma existente Xanab-D hacia Xanab-C, posteriormente la producción seguirá su recorrido hacia la plataforma Yaxche-A para fluir de manera conjunta con el fluido producido de la Asignación A-0373-2M-Campo Yaxché, A-0369-2M-Campo Xanab y la Asignación AE-0006-8M-Amoca-Yaxché-04 (Campos Mulach, Tetl, Tlacame, Uchbal, Suuk y Xikin) con rumbo a TMDB en donde se realizará la separación y el manejo de gas para su envío al C.P.G. Cactus mientras que el aceite se enviará para su comercialización al C.C.C. Palomas. Durante la duración del Programa de Transición se considera la Transferencia de un volumen de gas total.

Perforación de Pozos

La estrategia de perforación que el Operador presenta es disponer de una plataforma autoelevable (en adelante, **PAE**), la cual va a realizar las actividades relacionadas con la ejecución de perforación y terminación de 1 pozo direccional tipo "J" (Xolotl-2), terminado en agujero entubado, cementado y disparado. Con dicha estrategia se logra la ejecución de las actividades planteadas en el Programa de Transición.

El estado mecánico del pozo tipo I para el desarrollo del campo Xolotl, se muestra en la Figura 12.

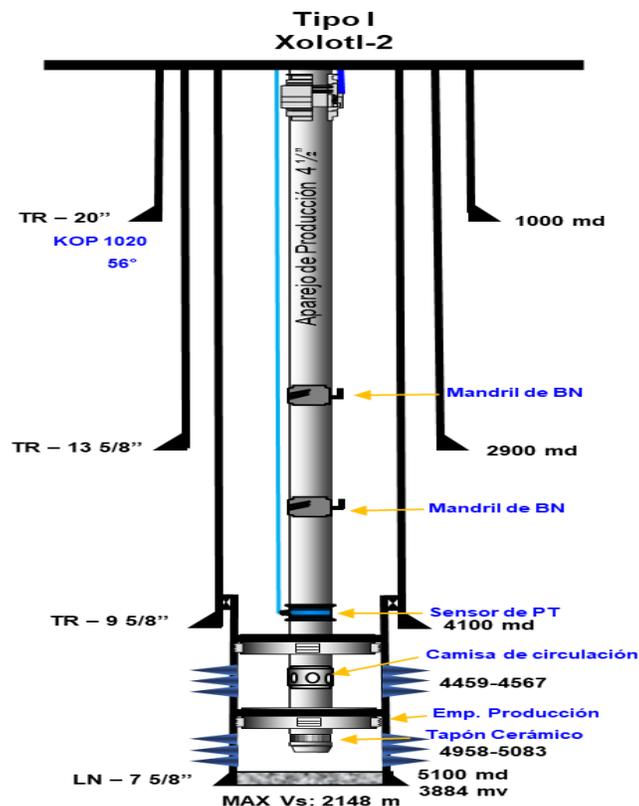


Figura 12. Estados mecánicos Tipo I Perforación.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9AkW8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjCg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9UfHlg5J228VTjlsxYqGtaoUyVvWNKWtOQiCTeTbtOQwmBiJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DW0ibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmXgXL8l6RhYL4iG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

Ductos e Infraestructura

Para el manejo y acondicionamiento de la producción durante la ejecución del Programa de Transición se utilizará la red de ductos e infraestructura existente desde la plataforma existente Xanab-D hacia la TMDB.

Para el manejo de la producción, desde la plataforma Xanab-D hacia la TMDB para su acondicionamiento, se utilizarán 3 ductos existentes que a continuación se describen:

- Un (01) OGD 20" Ø x 5.8 km de Xanab-D a Xanab-C.
- Un (01) OGD 36" Ø x 15.0 km de Xanab-C a Yaxche-A.
- Un (01) OGD 36" Ø x 23.0 km de Yaxche-A hacia la TMDB.

Toma de Información o estudios

Para la toma de información del campo Xolotl, en la propuesta del Programa de Transición se consideran: pruebas presión-producción, registros de presión de fondo cerrado y fluyentes, registros de saturación de hidrocarburos, muestras PVT. Adicionalmente se consideran la actualización del modelo estático de los yacimientos y la construcción de un modelo de simulación.

d) Programa de inversiones

En la tabla 11 se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la solicitud de aprobación del Programa de Transición presentado por el Asignatario, 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, emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, publicados en el DOF el 6 de marzo de 2015 y sus respectivas modificaciones del 6 de julio de 2015 y 28 de noviembre de 2016*

El Programa de Inversiones de la solicitud de aprobación al Programa de Transición contempla la erogación de 51.88 millones de dólares que corresponden a la Actividad Petrolera de Desarrollo y Producción.

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Monto (MMUSD)
Desarrollo	General	3.94
	Perforación de Pozos	33.63
Producción	General	1.71
	Operación de Instalaciones de Producción	12.60
Total general		51.88

Tabla 11. Desglose del Costo Total del proyecto (MMUSD)
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Notas:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9Akw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94ki6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjCg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKScfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9Ufhlg5J228VTjlsXyQgtaoUyVvwnKWitOQiCteTbTOQwmBIJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4Dw0ibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmxgXL8l6RhYL4iG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

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 Tabla III.44 Programa de inversiones.xlsm 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 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, emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público*, publicados en el DOF el 6 de marzo de 2015 y sus respectivas modificaciones del 6 de julio de 2015 y 28 de noviembre de 2016 *Lineamientos*.

e) Medición de la producción de Hidrocarburos

Los hidrocarburos producidos provenientes del campo Xolotl serán conducidos y cuantificados mediante 2 recorridos (recorrido 1 y 2), el primero asociado con la producción del pozo Xolotl-1DEL y el segundo asociado con la producción del pozo Xolotl-2, realizando la medición como se describe a continuación.

Recorrido 1. Asociado con el recorrido de la producción del pozo Xolotl-1DEL, el cual durará hasta el mes de diciembre de 2023, el Asignatario manifestó que el pozo no cuenta con energía natural suficiente para fluir de forma directa hacia la plataforma Xanab-D (instalación más cercana al campo), por lo cual la producción se envía a un barco de proceso, instalación en la que se realiza la limpieza, separación primaria y medición de cada una de las fases (petróleo, gas y agua). Es importante resaltar que dicho barco de proceso cuenta con medidores masicos tipo Coriolis identificado con el TAG FE-4131 para petróleo y un medidor Coriolis para el agua identificado con el TAG FE-4133 y para el gas utiliza un medidor de presión diferencial tipo V-Cone identificado con el TAG FE-4137, cabe destacar que el Gas separado se enviará hacia su destrucción controlada a través de un quemador ecológico, esto posterior a su medición y derivado a que no existe infraestructura dentro del barco para realizar el aprovechamiento del gas, el proceso del barco se muestra en la figura 13.

Una vez que los líquidos (petróleo y agua) sean separados y medidos, serán enviados hacia su almacenamiento dentro del barco, para su posterior trasiego hacia la plataforma Xanab-D, finalmente la producción del pozo Xolotl-1DEL en conjunto con los hidrocarburos provenientes del campo Xanab fluirán hacia la Terminal Marítima Dos Bocas (en adelante, TMDB) y Centro Comercializador de Crudo Palomas (en adelante, CCC Palomas) por el corredor Xanab-D / Xanab-C / Yaxche-A / TMDB / CCC Palomas ,

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9AkW8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEBaLdXwkJWHewcfyVjGg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9UfHlg5J228VTjlsXyQgtaoUyVvNKNWtOQiCTeTbtOQwmBIJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DW0ibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmXgXL8l6RhYL4iG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

donde existe medición del tipo referencial en la Batería Litoral de la TMDB por medio del Sistema SM-6200 a través de los medidores del tipo Coriolis, adicionalmente existe medición de tipo Transferencia en la TMDB en los Sistemas SM-400 con tecnología de medición tipo másica Coriolis y SM-800 con elementos de medición del tipo Turbina, finalmente los Puntos de Medición provisional para petróleo se ubicarán en la TMDB y CCC Palomas, ver figura 14.

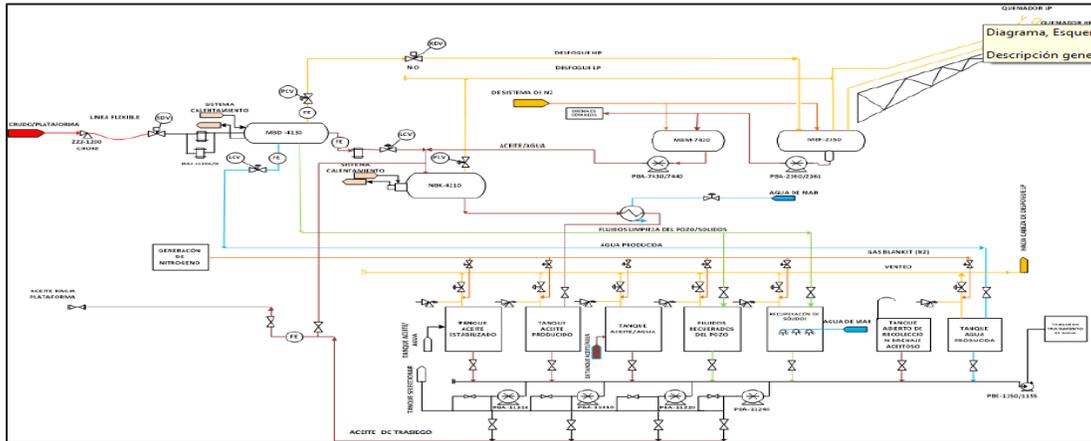


Figura 13. Manejo y procesamiento de los hidrocarburos en el barco de proceso.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Recorrido 2. Asociado con el recorrido de la producción del pozo Xolotl-2 el cual iniciará en el mes de agosto de 2023, la producción de manera multifásica fluirá directamente hacia la plataforma Xanab-D, en la plataforma Xanab-D se realizará la Medición Operacional con los Sistemas de Medición del tipo Placa de Orificio para petróleo y gas, la mezcla de hidrocarburos se transportará hacia la Batería Litoral en la TMDB por el corredor Xanab-D / Xanab-C / Yaxche-A / TMDB, y una vez separados los hidrocarburos, el petróleo se manejará de la misma forma a lo mencionado previamente para el recorrido 1, ver figura 14.

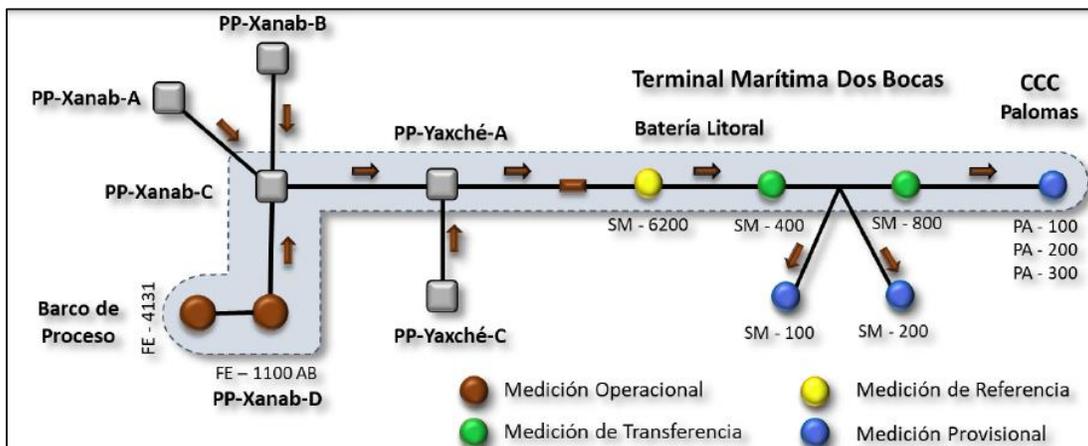


Figura 14. Manejo y Medición del Petróleo correspondiente al Campo Xolotl.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUmcyL7Zwbl7gWLe9AKw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94ki6UN+WEbaLdXwKJWHewcfyVjGgBcbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTthUKScfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxbshR9UfHlg5J228VTjIsxXyQgtaoUyVvNKNWtOQicTeTbtOQwmBiJ0Dc6lMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DWOibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0k8SVxaFJaiIkQmxgXL8l6RhYL4IG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

Por otro lado, el Gas obtenido del proceso de separación de la Batería Litoral se cuantificará en los Sistemas de Medición identificados con los TAG FE-104 con elemento primario de medición tipo V-cone, FE-6201 y FE-6204 con elementos primarios de medición del tipo ultrasónico, posteriormente se realizará la medición de transferencia en los Sistemas de Medición identificados mediante los TAG FE-11401, FE-12401 y FE-13401 con elementos primarios de medición tipo Placa de Orificio, previo a su envío a los Complejos Procesadores de Gas (en adelante, **CPG**) Cactus y Nuevo Pemex, instalaciones propuestas como Puntos de Medición provisional para gas, ver figura 15.

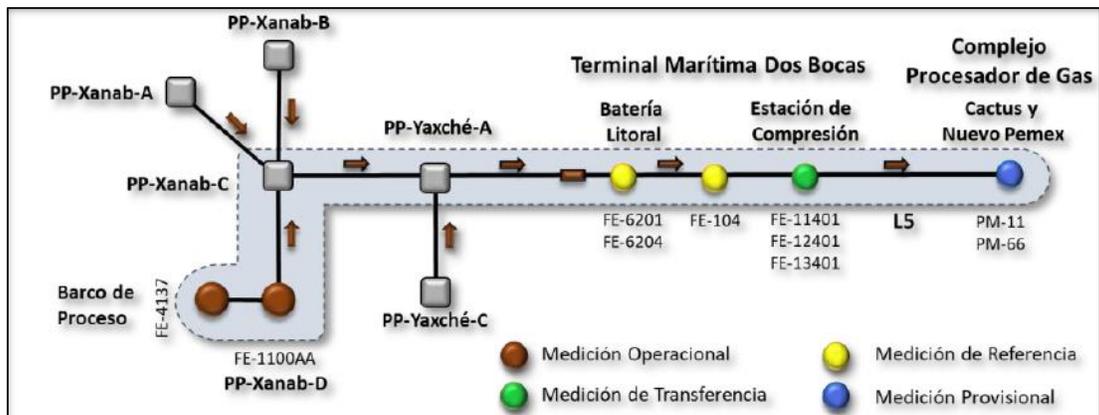


Figura 15. Manejo y Medición del Gas (Forma 2) del pozo Xolotl-2.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Por lo anteriormente descrito, el Asignatario presenta como parte de su Programa de Transición la propuesta de los Puntos de Medición provisional para Petróleo y Gas de conformidad con lo establecido en el artículo 42 BIS, de 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 sus 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;

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9AkW8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9UfHlg5J228VTjlsxYqGtaoUyVvWNKWtOQiCtTbtOQwmBiJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DWOibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmxgXL8l6RhyL4iG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

- 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 verificó la información de la propuesta de los Puntos de Medición provisional, con base en lo siguiente:

I. Identificación del Punto de Medición provisional propuesto

Punto de Medición provisional para Petróleo.

El Punto de Medición provisional para Petróleo propuesto para el Campo Xolotl son los siguientes:

- **C.C.C. Palomas:** Sistemas de Medición PA-100, PA-200 y PA-300 con medidores de tipo Ultrasónico y Turbina como elementos primarios de medición.
- **TMDB:** Sistemas de Medición SM-100 y SM-200 con elementos primarios de medición del tipo Turbina.

Punto de Medición provisional para Gas.

Los Puntos de Medición provisionales para gas propuestos para el Campo Xolotl son los siguientes:

- **CPG Cactus:** Sistema de Medición PM-66 con medidores de placa de orificio como elementos primarios de medición.
- **Centro procesador de Gas Nuevo Pemex:** Sistemas de Medición identificados con el TAG PM-11 con medidores del tipo presión diferencial Placa de orificio como elemento primario 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 y Gas, los cuales se muestran a continuación en la siguiente tabla 12.

Puntos de Medición Provisionales	Tag	Latitud	Longitud
CCC Palomas (petróleo)	PA-100, PA-200 y PA-300.	18.07655068	-94.29820576
TMDB (petróleo)	SM-100 y SM-200	18.43992510	-93.17309610
CPG Cactus (Gas)	PM-66	17.899818	-93.185721
CPG Nuevo Pemex	PM-11	17.850714	-93.126619

Tabla 12. Coordenadas geográficas de los Puntos de Medición provisional de Petróleo, Gas y Condensado. (Fuente: Información ingresada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9AkW8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTthUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9Ufhlg5J228VTjlsxYqgtaoUyVvNkWTtOQiCTeTbtOQwmBIJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DWOibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmXgXL8l6RhYL4iG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

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 la propuesta deberá de contener entre otras cosas, el Responsable Oficial de Medición, el Asignatario entregó la información de los datos generales del Responsable Oficial y el oficio de designación correspondiente, conforme a lo estipulado en los artículos 9 y 42 inciso XIV de los LTMMH, mediante el cual se designa al Coordinador del Grupo Multidisciplinario de Operación de Pozos e Instalaciones del Activo de Producción Litoral de Tabasco como Responsable Oficial de Medición Titular y al Encargado del Grupo Multidisciplinario de Mantenimiento del Activo de Producción Litoral de Tabasco como Responsable Oficial de Medición Suplente, es importante señalar que los datos de los Responsables Oficiales fueron entregados a esta Comisión y se encuentra bajo resguardo de la misma; aunado a ello, se acredita que el Responsable Oficial está facultado de conformidad con lo establecido en el artículo 9 y cuenta con las competencias técnicas acordes con la propuesta de los Puntos de Medición provisional para Petróleo y Gas derivado del Programa de Transición del Campo.

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

El Asignatario propone como parte del mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo para la aprobación de los Puntos de Medición provisional (Terminal Marítima Dos Bocas y Centro Comercializador de Crudo Palomas para Petróleo y Complejo Procesador de Gas Cactus y Nuevo Pemex para Gas), los procedimientos para la medición y determinación de la participación volumétrica de los Hidrocarburos líquidos y gas en los sistemas de medición tipo operacional, referencial, transferencia y provisional para la Asignación. En los cuales se considera la medición operacional en la plataforma de perforación Xanab-D y en el Barco de Proceso, para su posterior envío a las plataformas Xanab-C y Yaxché-A, mismas en las cuales se conjuntan en los cabezales de dichas plataformas, las otras corrientes de las Asignaciones del Campo Yaxché, Campo Xanab y el Campo Mulach, para su envío a la TMDB, donde se realizará la medición de referencia en la Batería de Separación Litoral, para su posterior medición de transferencia en la salida de la Batería para petróleo y en la Estación de Compresión para gas y su envío a los Puntos de Medición provisional.

Cabe mencionar que la producción del pozo Xolotl-1DEL será de junio a diciembre de 2023, durante dicho periodo se enviará su producción al Barco de Proceso, ya que no cuenta con las condiciones suficientes de presión para incorporarse al cabezal de producción de la plataforma Xanab-D. En el Barco de Proceso, la producción de gas se cuantificará y se enviará a quema controlada durante todo su horizonte de producción hasta diciembre de 2023, mientras que la producción de petróleo será cuantificada y trasegada a la plataforma Xanab-D para su distribución. Respecto a la producción del pozo Xolotl-2 será de agosto 2023 a mayo 2024, dicha producción será enviada en flujo multifásico hacia la plataforma Xanab-D, derivado de las condiciones favorables de

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz29ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9AKw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94ki6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9Ufhlg5J228VTjlsxYqgtaoUyVvNkWItOQiCTeTbTOQwmBIJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DW0ibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmxgXL8l6RhYL4iG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

presión para fluir al cabezal de la plataforma, donde será cuantificada y no se enviará a quema el gas.

Derivado de la confluencia de la corrientes de otras Asignaciones, se establece la distribución de la producción del Campo, en función de la medición de los Puntos de Medición provisional, a través de factores de distribución obtenidos de cada una de las corrientes que confluyen a dichos Puntos de Medición provisional, así mismo, considerando factores de los procesos de acondicionamiento, tratamiento, empaques, desempaque, autoconsumo, encogimiento y mediciones que intervienen en el proceso de distribución de los hidrocarburos del campo, mismos que son utilizados como algoritmos en el Sistema Integral para la Administración de la Producción de PEP.

De la medición de Condensado, el Asignatario hace mención que, durante el proceso de separación, enfriamiento, rectificación, compresión y transporte de los hidrocarburos, los posibles líquidos que son recuperados se recirculan hasta obtener un volumen representativo, para posteriormente ser incorporados en la corriente de aceite, mismos que no se cuantifican por no disponer de equipos de medición para dichos líquidos, por lo que no se solicitan Puntos de Medición provisional. Sin embargo, para la determinación de los condensados teóricos en la corriente gaseosa, el Asignatario hace mención que, para determinar el volumen, se realizará con base al API MPMS 14.5 Manual of Petroleum Measurement Standards, haciendo el uso del análisis cromatográfico del gas medio.

La toma de muestra será de manera manual, con una frecuencia diaria para la determinación de la cantidad de % agua y sedimentos de la corriente de aceite, en el Laboratorio del Centro de Proceso de Litoral A, así mismo, se determinará la calidad por cada uno de los pozos, para el pozo Xolotl-1DEL se realizará en el Barco de Proceso donde se medirá la producción del pozo y para el pozo Xolotl-2, se determinará en el cabezal, con un separador de prueba de la plataforma Xanab-D, la frecuencia de la toma de muestra en los pozos, será de manera quincenal una vez medidos los pozos.

Respecto al manejo del agua del campo, se hace mención que es procesada en una Planta de Tratamiento de agua congénita y descargada en el mar a través de un difusor marino, así mismo el drenaje pluvial, se colecta el agua de lluvia que se acumula en toda la Terminal, que pudiera contener aceite la cual se envía a tratamiento en la TMDB.

En la filosofía de medición de hidrocarburo en Barco de Proceso para la producción de agua, existe una línea en separador trifásico que mide dicha corriente con un medidor tipo Coriolis, después es enviado al tanque de almacenamiento de agua producida para posteriormente ser bombeada hacia la Planta de Tratamiento y después al tanque de almacenamiento de agua tratada y finalmente el agua separada es reintegrada junto con el aceite durante las operaciones de trasiego.

- **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.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9Akw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9UfHlg5J228VTjlsxYyQgtaoUyVvWNKWtOQiCTeTbTOQwmBIJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DW0ibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmxgXL8l6RhYL4iG5mnwBeDSZQjoBKRYQWA==

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

El aceite producido en el área de Asignación para ambas etapas tiene como calidad característica una densidad cercana a los 25.2 °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 como se observan en las Tablas 13 y 14:

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 13. Análisis típico de Crudo Maya.
(Fuente: Comisión)

Componentes	%Mol
N2	0.416
CO2	0.649
H2S	0
Metano	72.595
Etano	7.021
Propano	9.018
i-Butano	1.266
i-Pentano	1.217
n-Pentano	1.546
n-Butano	4.123
Hexanos	1.193

Tabla 14. Análisis típico de Crudo Istmo.
(Fuente: Comisión)

En cuanto a los puntos de venta, el Asignatario señala que para el petróleo el punto de venta se ubicará en Centro Comercializador de Crudo Palomas y Terminal Marítima Dos Bocas.

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

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9Akw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjCg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9Ufhlg5J228VTjlsxYyQgtaoUyVvWNKWItOQiCTeTbtOQwmBiJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DW0ibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHfB0K8SVxaFJaiIkQmxgXL8l6RhYL4iG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

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. 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.

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 1.156214412 [usd/barril], mientras que para el gas el Asignatario manifiesta que será de 0.28443787 [usd/Mpc]

Por lo anteriormente expuesto, se considera que, con la información proporcionada por el Asignatario, se da cumplimiento al numeral 3.1.5. de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos al ser consistente con la filosofía de operación del Operador Petrolero y considerando la infraestructura disponible.

IV. Programa de Diagnósticos

El Asignatario presenta el programa de trabajo para el Diagnóstico de los Sistemas de Medición, con el cual se planea garantizar el aseguramiento en el resultado de las mediciones en los Puntos de Medición provisional para petróleo y gas propuestos, dando cumplimiento con lo establecido en los LTMMH.

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 250.473/2023 de fecha 04 de mayo del 2023, respectivamente a lo cual mediante Oficio No. 352-A-I-061 de fecha 04 de mayo del 2023, 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 para el Campo que se encuentra dentro de la, Asignación "...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la Comisión relacionado con esta propuesta", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

1. De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
2. Observar lo establecido en el artículo 8 de los LTMMH en lo relativo a los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos medidos.
3. De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los Hidrocarburos por medir en el Punto de Medición cumplan con las

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9AkW8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTthUKScfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9UfHlg5J228VTjlsXyQgtaoUyVvWNKWItOQiCTeTtOQwmBIJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DWOibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmXgXL8l6RhYL4iG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

características de Calidad que se establezcan en el Dictamen Técnico que al efecto emita la Comisión.

4. De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los LTMMH, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo 2 de dichos LTMMH.
5. Dado que en el Punto de Medición propuesto 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 el Punto de Medición provisional propuesto por el Asignatario cumple con lo establecido en los LTMMH, es decir, es posible llevar a cabo la medición y determinación del volumen y calidad de cada tipo de Hidrocarburo del Campo, en términos del presente análisis técnico y la evaluación correspondiente.

Obligaciones del Asignatario:

1. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el Programa de Transición por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen.
2. El Asignatario deberá presentar la información del balance y producción en los formatos definidos por la Comisión, en el Anexo I 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, distinguiendo la producción de petróleo, condensado, gas natural, agua y el número de pozos operando por campo.
3. El Operador Petrolero deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico en laboratorio del Gas Natural producido, así como un análisis cromatográfico en el Punto de Medición para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.
4. El Asignatario deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión, sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre correspondientes al Punto de Medición provisional.
5. El Asignatario deberá dar aviso a la Comisión de la entrada en funcionamiento, reparaciones, errores y reemplazo de los Sistemas de Medición como se estipula en los artículos 48, 49, 50 y 51 de los LTMMH.
6. El Asignatario deberá dar aviso a la Comisión cuando se presente alguno de los casos que se estipula en el artículo 52, fracciones I, II, III, IV y V de los LTMMH.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9AkW8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKScfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9UfHlg5J228VTjlsxYqgtaoUyVvNkWItoQicTeTbtOQwmBiJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DWOibPN3BTM04w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmxgXL8l6RhYL4iG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

7. De conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Asignatario deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas, que en su caso requiera el Programa de Transición, en relación con los Puntos de Medición provisional aprobados mediante el presente Dictamen, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los LTMMH. Por lo que para el caso de que el Asignatario requiera o solicite la aprobación o modificación de un Punto de Medición provisional este deberá solicitarse a través de una solicitud de modificación del Programa de Transición o como una adición al Programa de Transición, cumpliendo con lo establecido en el Artículo 42 Bis. y/o artículo 42 Quater de los LTMMH.

Conclusión

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Asignatario, así como lo manifestado por el mismo, respecto de la propuesta de los Puntos de Medición provisional para Petróleo y Gas a producir en el Campo, los cuales para Petróleo se ubicarán en el CCC Palomas a través de los Sistemas de Medición PA-100, PA-200 y PA-300 con elementos primarios de medición del tipo Ultrasónicos y Turbina, así como en la TMDB los Sistemas de Medición SM-100 y SM-200 con elementos primarios de medición del tipo Turbina, mientras que, para Gas se ubicarán en el CPG Cactus mediante el Sistema de Medición PM-66 y en el CPG Nuevo Pemex en el Sistema de Medición PM-11 ambos con elementos primarios de medición del tipo Placa de Orificio, y con lo cual se da cumplimiento a lo dispuesto en los Lineamientos Técnicos, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción con base en lo referido en el artículo 42 Bis, en cuanto a la identificación, Ubicación, Responsable Oficial, Mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo, el Programa de Diagnósticos, así como a lo referido en el artículo 43, fracción IV de los LTMMH, concluye que la propuesta es técnicamente viable en cuanto a la determinación del volumen y calidad de los Hidrocarburos a producir durante el Programa de Transición del Campo.

f) Aprovechamiento de gas

Actualmente el Campo no cuenta con un programa para construir nueva infraestructura; debido a que su producción se manejará desde un Barco de Proceso y las plataformas existentes hasta la TMDB, mismas que cuenta con la capacidad suficiente para el manejo de la producción del campo.

El objetivo del Campo en materia de Aprovechamiento de Gas es iniciar y mantener una meta del 100% con la filosofía de operación, para asegurar el estricto cumplimiento a las “Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos”, sin embargo, debido a las condiciones operativas del pozo Xolotl-1DEL, la cual la presión no es suficiente para incorporar la producción al cabezal de producción de la plataforma Xanab-D, es necesario el envío de la producción a Barco de Proceso, donde se cuantificará la producción de gas y será

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9AKw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEBaLdXwkJWHewcfyVjGg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKScfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9UfHlg5J228VTjlsXyQgtaoUyVvNkWItoQicTeTbtOQwmBIJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4Dw0ibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmXgXL8l6RhYL4iG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

enviado a quema controlada durante todo su horizonte de producción hasta diciembre de 2023.

Por lo anterior, la Meta de aprovechamiento de gas para el 2023, será del 57.39%, sin embargo, derivado que el pozo solo producirá hasta diciembre del 2023, la producción total de gas del pozo Xolotl-2, será transferida hacia las plataformas existentes para continuar su recorrido rumbo a la TMDB para su separación, compresión y envío al C.P.G Cactus y C.P.G Nuevo México, con lo cual se tendrá una meta de aprovechamiento de gas del 100% a partir del mes de enero de 2024. En las tablas 15 y 16 se presentan las Metas de aprovechamiento de gas mensual para los años 2023 y 2024.

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom 2023
Producción de gas	GP	-	-	-	-	-	1.227	1.124	2.296	2.800	2.673	2.594	2.530	1.277
	GA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autoconsumo	A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bombeo Neumático	B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conservación	C	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferencia	T	-	-	-	-	-	0.00	0.00	1.267	1.870	1.870	1.870	1.870	0.733
Gas Natural no Aprovechado		-	-	-	-	-	1.227	1.124	1.030	0.930	0.803	0.724	0.660	0.544
% de aprovechamiento		-	-	-	-	-	0	0	55.17	66.79	69.95	72.09	73.90	57.39

Tabla 15. Aprovechamiento de gas para el año 2023 (junio-diciembre).
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom. 2024
Producción de gas	GP	1.870	1.870	1.656	1.421	1.189	-	-	-	-	-	-	-	0.664
	GA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autoconsumo	A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bombeo Neumático	B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conservación	C	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferencia	T	1.870	1.870	1.656	1.421	1.189	-	-	-	-	-	-	-	0.664
Gas Natural no Aprovechado		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	0.000

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9Akw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94ki6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTthUKScfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxbshR9Ufhlg5J228VTjlsXyQgtaoUyVvWNKWitOQiCTeTbtOQwmBiJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4Dw0ibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmXgXL8l6RhYL4iG5mnwBeDSZQjoBKRYQWA==

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom. 2024
% de aprovechamiento		100	100	100	100	100	-	-	-	-	-	-	-	100

Tabla 15. Aprovechamiento de gas para el año 2024 (enero-mayo).
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

De las formas de aprovechamiento, se tiene considerado el aprovechamiento del gas mediante la Transferencia de acuerdo con el análisis técnico económico que se realizó con respecto a las alternativas de “Autoconsumo, Bombeo Neumático (BN) y Conservación”. Derivado que no se cuenta con infraestructura para el manejo del gas, resulta ser la alternativa seleccionada para dar cumplimiento a lo establecido en las Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos.

Así mismo, el asignatario establece el valor máximo de la relación gas-aceite para la Asignación AE-0151-UCHUKIL Campo Xolotl de $79\text{m}^3/\text{m}^3$, de conformidad con el Art. 13 de las Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos, este valor podrá variar de acuerdo con las necesidades de exploración y vida productiva del yacimiento.

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 II de los Lineamientos.

Seguimiento del Programa: 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 LORCME y 100, fracción I, inciso c. de los Lineamientos, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Asignatario en el Área de Asignación, con el fin de verificar que el proyecto se lleve a cabo, de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los Hidrocarburos.

- 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 propuesto, como se muestra en la Tabla 16.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación	1	-	-
Terminación	1	-	-

Tabla 16. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas
(Fuente: Comisión con Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9Akw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjCg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9Ufhlg5J228VTjlsxYqgtaoUyVvWNKWtOQiCTeTbtOQwmBij0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DWOibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmXgXL8l6RhYL4iG5mnwBeDSZQjoBKRYQWA==

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 17.

Actividad	Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	General	3.94	-	-
	Perforación de Pozos	33.63	-	-
Producción	General	1.71	-	-
	Operación de Instalaciones de Producción	12.60	-	-
Total		51.88	-	-

Tabla 17. Indicador de desempeño de las erogaciones ejercidas.
(Fuente: Comisión con Información presentada por el Asignatario)

iii) Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas a la ejecución de actividades de Producción Temprana para el Campo Xolotl, incrementando el valor económico en el Área de Asignación, como se muestra en la Tabla 18, la cual considera 12 meses como lo solicita el Asignatario.

Hidrocarburo	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24	Volumen por recuperar (MMb y MMMpc)
Producción de aceite programada (Mbd)	0.08	0.16	0.32	0.51	0.69	0.87	1.04	1.17	1.29	1.41	1.50	1.59	1.59
Producción de aceite real (Mbd)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porcentaje de desviación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción de gas programada (MMpcd)	0.04	0.07	0.14	0.23	0.31	0.39	0.47	0.52	0.58	0.63	0.67	0.71	0.71
Producción de gas real (MMpcd)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porcentaje de desviación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 18. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada. (Fuente: Comisión con Información presentada por el Asignatario)

VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGO

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico para el Programa de Transición asociado al Campo Xolotl situado en la Asignación Exploratoria AE-0151-M-Uchukil, sin perjuicio de la obligación del Asignatario de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Programa.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9AKw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyztEoOxjVZ94ki6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGgBcbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxbshR9UfHlg5J228VTjlsXyQgtaoUyVvNkWItOQiCtTtBtOQwmBIj0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DWOibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmXgXL8l6RhYL4iG5mnwBeDSZQjoBKRYQWA==

En tal sentido, es de señalar que fue solicitado a la ASEA su opinión del Sistema de Administración de Riesgos asociado al Programa propuesto correspondiente a la Asignación en comento mediante el Oficio 250.489/2023 de fecha 11 de mayo de 2023, sin que a la fecha exista el pronunciamiento de la ASEA.

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

Cabe señalar que el presente Dictamen Técnico se emite sin perjuicio de la obligación del Asignatario de atender la Normativa emitida por la ASEA, lo anterior atendiendo al esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los 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 LORCME, 19, 65, 69, fracción II, 70, y 71 y el Anexo III, apartado I.B de los Lineamientos.

Sobre el particular, del análisis técnico realizado, se advierte que el Programa propuesto que cumple con 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 pruebas presión-producción, registros de presión de fondo cerrado y fluyentes, registros de saturación de hidrocarburos, muestras PVT, núcleos de fondo y/o de pared a lo largo del yacimiento. Adicionalmente la actualización del modelo estático de los yacimientos y la construcción de un modelo de simulación y su actualización periódica.

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 dar continuidad operativa y prolongar el tiempo de vida productiva del Pozo, con el fin de maximizar la recuperación de Hidrocarburos en condiciones técnica y económicamente viables, a través de un Plan de Desarrollo para la Extracción.

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

Las actividades planteadas por el Operador como la perforación del pozo Xolotl-2 y la continuidad de producción del pozo Xolotl-1DEL, se consideran técnicamente viables para la Extracción de Hidrocarburos, en beneficio del país.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmyL7Zwbl7gWLe9Akw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9Ufhlg5J228VTjlsxYyQgtaoUyVvWNKWitOQiCTeTbTOQwmBIJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DWOibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmxgXL8l6RhYL4iG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

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

Para el Programa propuesto se considera que la producción de gas del pozo Xolotl-1DEL se enviará a quema controlada en el Barco de Proceso y en el caso del pozo Xolotl-2, la producción de gas será Transferida hacia Xanab-C. Lo antes expuesto con fundamento en los artículos 6 Fracción I, y 11 de las Disposiciones Técnicas.

En cumplimiento a lo indicado en el artículo 14, fracción II, inciso a), sub inciso ii), de las “Disposiciones técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos”, publicadas en el DOF el 07/01/2016 y modificadas el 10/03/2020 y 23/06/2022.

IX. CONCLUSIONES

No se omite señalar que de conformidad con el artículo 71, segundo párrafo de los Lineamientos es responsabilidad del Asignatario solicitar la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción en términos de lo estipulado en el Término y Condición Quinto del Título de Asignación, a fin de que cuente con el Plan de Desarrollo para la Extracción aprobado, mismo que le permitirá dar continuidad a las Actividades Petroleras dentro del Área de Asignación.

En consecuencia, con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión el Dictamen Técnico en sentido favorable respecto del Programa de Transición del Campo Xolotl asociado a la Asignación AE-0151-M-Uchukil, el cual tendrá una vigencia de hasta un año a partir de su aprobación de conformidad con el artículo 71 de los Lineamientos, hasta en tanto cuente con la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción.

X. RECOMENDACIONES

- Con la información del pozo a perforar y los datos de producción, se deberá actualizar el volumen original, concluir el Informe de Evaluación y el Programa de Transición y proponer el Plan de Desarrollo.
- Se recomienda efectuar un monitoreo continuo del avance del contacto agua aceite.
- De acuerdo con lo establecido en el Programa propuesto, el Asignatario deberá cumplir en tiempo y forma con el cronograma de actividades planteadas para la construcción de infraestructura para el aprovechamiento de gas, o en su caso, de ser posible, adelantar la calendarización de dichas actividades para disminuir el volumen de gas no aprovechado por la destrucción controlada del mismo.
- Presentar ante esta Comisión en tiempo y forma toda la información adquirida durante la continuidad operativa del Pozo (presión, producción, monitoreo de parámetros del yacimiento, entre otros) con el fin de dar seguimiento al avance del programa y continuar o modificar la estrategia de explotación del Campo.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9AKw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjCg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9Ufhlg5J228VTjlsxYyQgtaoUyVvwnKWtOQiCTeTbtOQwmBiJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DWOibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJailkQmxgXL8l6RhYL4iG5mnwBeDSZQjoBKRYQWA==

ELABORÓ

MTRO. RAÚL ORTIZ SALGADO

Director de área

Dirección General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ

MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ

Director General

Dirección 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 Técnico lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, respecto del Programa de Transición derivado del Informe de Evaluación asociado al Campo Xolotl asociado a la Asignación AE-0151-M-Uchukil.

Mtro. Raul Ortiz Salgado
Dirección De Seguridad De Operaciones

ELABORÓ

Firma de Raul Ortiz Salgado

Fecha de Sello Digital: 23/05/2023 12:58:57 p. m.

Sello Digital:

PA5d/S9OeQH75siOeOmak7ONaxANufOLnFDRH/DxYadoxdl/HpL6lq9iVc+u5o4kWgVQz2ymAdOILzKt4g2f5KIYgrQKBeU3cAEDFs+H76RkTJMuxj6/ErT9cp0cbKwhRPwQHWRHMiB/jScELmWtClutZeha8wz+gpPon8lcweEMEWmULqFPyrmWc2vR+/slD2sMStlfdiH4DdlWihoukzR9plkJGND4jMVVRILrWWUmnJle6IOQMtFFpNWylYALvgPtcB+urtImKOTs5VzSaNrqIEU2+P0qBOaQ/eAYizvli9DFZsu5tajhmReJ9ukxzcKzSeySumqvcS9wzvsDA==

"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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmYL7Zwbl7gWLe9Akw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGg8cbz/8afk997E6qCo+Yo3uRNNTThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxbshR9UfHlg5J228VTjlsXyQgtaoUyVvNkWTtOQiCTeTbtOQwmBiJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4Dw0ibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmXgXL8l6RhYL4iG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

establecido en los artículos 17-I y 38, quinto y sexto párrafos del Código Fiscal de la Federación, así como en la regla II.2.8.5., fracción I de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2014, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de diciembre de 2013, la integridad y autoría del presente documento se podrá comprobar conforme a lo previsto en la ficha de procedimiento 62/CFF contenido en el Anexo 1-A de la citada Resolución."

Mtro. Francisco Castellanos Páez
Director General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ

Firma de Francisco Castellanos Paez

Fecha de Sello Digital: 23/05/2023 03:56:18 p. m.

Sello Digital:

Iza1w6BeDQ5WtX98Bxg/FQJleluSIImoStzymQnQnFPymr+LmDuNL/Z7j3Y2stO8x/fg0QJKrqUIunLylpNBqcpebZvgIKRbx5n8Fa65LFw4kNRdEnhRo6F2JJr0cEt+CDQKvklEggaY2/C2koI6Xs9tvkn7NrGLMZdLEGaNdL3pljUuB6oWtXpWM4Zz/PWusZDk/OMnoE5I3dIVHLjzpVVjmGOUJ2BHxRre1Aviqg3vmJ5wAlTJAn+L23K/IcVmZOIwom/5Nj3ntORkud/XK+E0iqjCznt+liWpDNWqVdju7Q/I/Y9TADbiqpk7WIKS0pUCEPd4Hg3OJUci4xlzoSjg==

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

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmyL7Zwbl7gWLe9Akw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGg8cbz/8afk997E6qGo+Yo3uRNNThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9UfHlg5J228VTjlsxYqgtaoUyVvNKNWItOQiCTeTBtOQwmBiJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DW0ibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmXgXL8l6RhYL4lG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/05/2023 01:37:23 p. m.

Sello Digital:

q7CagLHz9ueVJUcmyL7Zwbl7gWLe9Akw8Po6CW6WEPdDQAQbXM7/MVRL4hR1nHYMAIFILSVj+Zv7vGiSWxoRwyzmtEoOxjVZ94kl6UN+WEbaLdXwkJWHewcfyVjGg8cbz/8afk997E6qGo+Yo3uRNNThUKSCfzHFte/8E0lyAw6U3ez+bpBqkJPxxbshR9UfHlg5J228VTjlsxYqgtaoUyVvNKNWItOQiCTeTBtOQwmBiJ0Dc6iLMnT4R7hrAY44eAnzVNQ4DW0ibPN3BTMo4w/EnKqaC7Ao857FHB0K8SVxaFJaiIkQmXgXL8l6RhYL4lG5mnnwBeDSZQjoBKRYQWA==