



CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos

ASIGNACIÓN AE-0151-M-UCHUKIL, CAMPO TLAMATINI
PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

MAYO 2023



@CNH_MX



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



@cnh.mx

Contenido

I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN	3
II. ELEMENTOS GENERALES DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	4
III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN	5
IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN	6
V. ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN	7
A) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN.	7
B) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN.	8
C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS.	10
D) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO.	16
E) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN DE DESARROLLO VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA.	19
F) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO.	23
G) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.	32
H) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL	38
2024-2043	49
I) EVALUACIÓN ECONÓMICA	53
VI. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	57
VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	60
VIII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL	60
IX. SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO	61
a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país	61
b) Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables	61
c) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos.....	62
d) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos en beneficio del país	62
e) <i>La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables.....</i>	62
f) El programa de aprovechamiento del gas natural	62
g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos	63
X. RECOMENDACIONES	63
XI. CONCLUSIONES	64

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIW10/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrl+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFtyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4JEDzGJzaEgg==

I. Identificación del Operador y del área de Asignación

El Operador promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (en adelante, **modificación al Plan de Desarrollo o MPDE**); de la Asignación **AE-0151-M-Uchukil** (en adelante, **Asignación**); correspondiente al campo **Tlmatini**, es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, **Asignatario, PEP u Operador**),

Los datos de la Asignación se muestran en la Tabla 1.

Asignación	AE-0151-M-Uchukil
Estado y municipio	Tabasco, Paraíso
Superficie	1,107.61 km ²
Fecha de emisión del Título Fecha de modificación 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
Profundidad para extracción	Sin restricciones a excepción del polígono interior que corresponde al Contrato del campo Hokchi y las Asignaciones de Extracción en el interior del Polígono de la Asignación que son A-0369-2M-Campo Xanab, A-0373-M-Campo Yaxché y AE-0006-7M-Amoca-Yaxhé-04.
Yacimientos y/o Campos	Ichilan (Terciario), Yaxché (Mesozoico y Terciario), Xanab (Mesozoico), Tlacame (Terciario), Xikín (Mesozoico), Uchbal (Terciario), Pokché (Mesozoico), Suuk (Mesozoico), Itta (Terciario) y Tlmatini (Terciario).
Colindancias	Al Oeste: AE-0150-Uchukil, al Norte: AE-0152-Uchukil, al Este: AE-0153-Uchukil y al Sur: A-0067-M-Campo Castarrical, AE-0141-Comalcalco, Áreas Contractuales Campo Tajón y Campo Mayacaste.

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

A manera de antecedente, se presentan las modificaciones al Título de la Asignación AE-0151-M-Uchukil (en adelante, **Título de Asignación**):

Cabe señalar que por Resolución CNH.E.67.001/2020 del 03 de diciembre de 2020, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, **Comisión o CNH**) aprobó el Plan de Desarrollo para la Extracción (en adelante, **PDE vigente o Plan de Desarrollo vigente**) asociado al entonces Título de Asignación. AE-0151-Uchukil.

Posteriormente, el 28 de julio de 2021 la Secretaría de Energía (en adelante, **Secretaría**) modificó el Título de Asignación AE-0151-Uchukil otorgado a PEP, para quedar como AE-0151-M-Uchukil, el cual se encuentra vigente.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZ
CLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFtyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQBxct1767FyTcv
L2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUvCbDRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJyzaEqg==

La ubicación del Campo Tlamatini se muestra en la Figura 1. Ubicación de la Asignación.

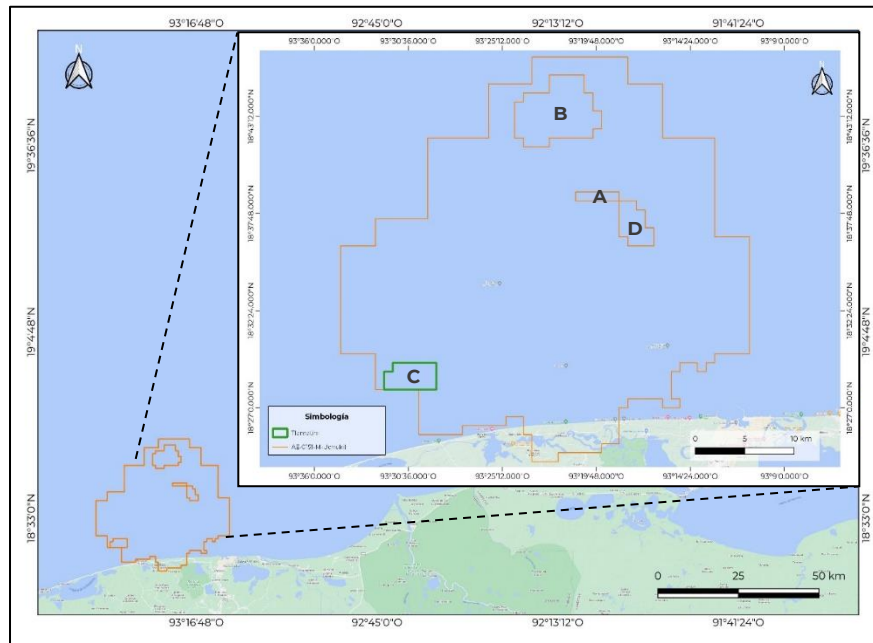


Figura 1. Ubicación de la Asignación.
(Fuente Comisión).

Los vértices que delimitan el polígono C, de la Asignación correspondiente al Campo Tlamatini están definidos por las coordenadas geográficas que se muestran en la **¡Error! N o se encuentra el origen de la referencia.!**

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93°31'30"	18°29'00"
2	93°31'30"	18°29'30"
3	93°29'00"	18°29'30"
4	93°29'00"	18°28'00"
5	93°32'00"	18°28'00"
6	93°32'00"	18°29'00"

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

II. Elementos generales de la modificación al Plan de Desarrollo

La presente MPDE de la Asignación AE-0151-M-Campo Tlamatini, permitirá tener un volumen producido de 36.52 millones de barriles (en adelante, **MMb**) de aceite y 21.83 miles de millones de pies cúbicos (en adelante, **MMMpc**) de gas en el horizonte de producción de mayo de 2023 a diciembre de 2043. Del volumen total de gas a producir

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXiWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrl+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFfTyHDHBInyoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUvCbDZR+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJyzaEqg==

0.94 MMMpc no serán aprovechados, este último dato de volumen no forma parte de la reserva propuesta del campo. El beneficio por inyección de agua representa una producción acumulada de aceite de 22.93 MMB y una producción acumulada de gas de 8.96 MMMpc. La inversión requerida para esta modificación al plan de desarrollo en el periodo marzo 2023-2045 es de 315.40 millones de dólares (en adelante, MMUSD). Todas las actividades físicas proyectadas en la presente modificación al Plan de Desarrollo se ejecutarán dentro de la vigencia de la Asignación AE-0151-M-Uchukil. Campo Tlamatini, es decir hasta el 28 de agosto de 2049.

III. Relación cronológica del proceso de revisión

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

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

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

La Figura 2 muestra el diagrama del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto de la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo presentada por el Operador para su aprobación.

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente **CNH:5S.7/3/9/2023**, modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación AE-0151-M-Uchuki Campo Tlamatini de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrl+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFtyHDHBInyoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJyzaEqg==

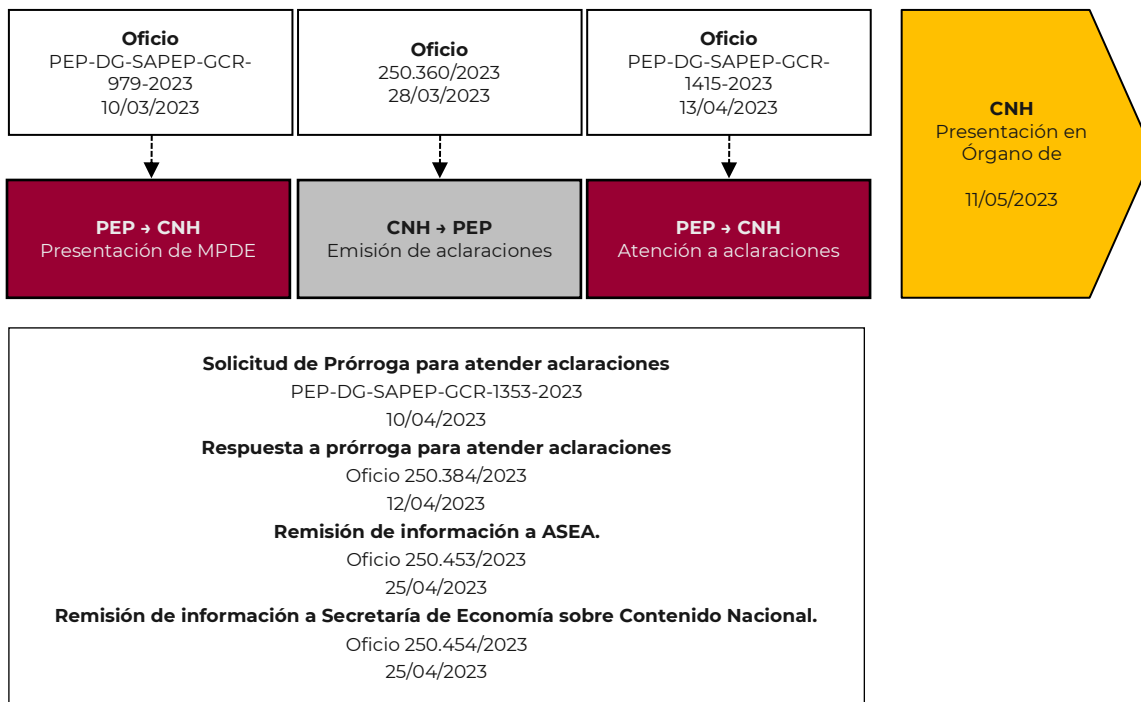


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación.
(Fuente: Comisión).

IV. Criterios de evaluación utilizados para la emisión del Dictamen

Se verificó que las modificaciones propuestas por el Operador fueran congruentes y se alinearán a lo señalado en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (en adelante, **LORCME**).

La Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 22, 25, 26 y 59 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 y reformados el 31 de marzo y 20 de agosto del 2021 (en adelante, **Lineamientos**).

Adicionalmente, se realizó el análisis de la modificación al Plan de Desarrollo al amparo de lo establecido en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, **LTMMH**) publicados en el DOF el 29 de septiembre de 2015 y modificados por acuerdos publicados en el DOF el 11 de febrero y 2 de agosto, ambos de 2016, 11 de diciembre de 2017 y 23 de febrero de 2021.

Finalmente se verificó que la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción cumpliera con los requisitos establecidos en el artículo 22 de los Lineamientos, de lo cual se concluye que el Operador:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGdZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFtyHDHBInyoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhG3xRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGjzaEqg==

- a) Presentó la información mediante el formato MP y el instructivo establecidos por la Comisión;
- b) Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo;
- c) Presentó el documento que integra los apartados del Plan que sufren modificación, y
- d) Presentó una tabla comparativa de los cambios que se proponen, así como la justificación técnica de las modificaciones al Plan de Desarrollo aprobado con la información y nivel de detalle establecido en el Anexo II de los Lineamientos.

V. Análisis del cumplimiento de los criterios de evaluación

a) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN.

Las modificaciones propuestas al Plan de Desarrollo vigente actualizan los supuestos establecidos en el artículo 62 fracciones III, VII, VIII y XI de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

Incremento o decremento del quince por ciento o más de la inversión.

Al considerar los montos erogados a la fecha y los montos programados en la MPDE, se observa un decremento de **28%** con respecto a los montos totales del Plan de Desarrollo vigente. Por lo tanto, se actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción III, de los Lineamientos.

Implementación de algún método de recuperación secundaria o mejorada

La modificación al Plan de Desarrollo considera la implementación de un método de recuperación secundaria como mantenimiento de presión en el yacimiento MS-1, a través de la inyección de agua de mar en un pozo inyector (Tlamatini-51) a partir de mayo 2023.

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

Aprovechamiento de gas

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado de la Asignación fue aprobado, el 03 de diciembre de 2020 mediante la Resolución CNH.E.67.001/2020, en esta modificación al Plan de Desarrollo se actualiza el pronóstico de producción, la Meta de Aprovechamiento de Gas Natural asociado (en adelante, **MAG**) de 98% y la máxima Relación Gas Aceite (en adelante, **RGA**) de 109.3 (m³/m³).

Derivado de la disminución de la presión en la cabeza de los pozos y para continuar con el desarrollo del Campo, se requiere implementar durante el periodo de mayo de 2023 a abril de 2024 un sistema que reduzca la contrapresión de los pozos mediante la separación bifásica en la plataforma Tlamatini-A, para facilitar el flujo y evitar condiciones

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlnoySkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4JEDzGJyzaEgg==

de igualación de presión. Este sistema incluye un sistema de generación eléctrica que demanda 0.05 MMpcd de gas, por lo que, en este periodo y previa medición, una parte del gas producido del campo será destinado para autoconsumo, enviando el restante a destrucción controlada.

Actualmente la Asignación AE-0151-M-Uchukil campo Tlamatini, no tiene la posibilidad de utilizar la totalidad del gas que produce como autoconsumo debido a que no cuenta con instalaciones en su área de Asignación para realizar una separación y acondicionamiento de gas, ni con instalaciones o equipos propios que puedan aprovechar el gas producido. Razón por la cual se actualiza la MAG de 98% a 100% a partir del año 2025, así como, la máxima RGA de 109.3 (m³/m³) a 446.3 (m³/m³).

Finalmente, dada las condiciones actuales de Campo, el comportamiento de la producción, se actualiza el periodo para el cumplimiento de la MAG pasando de 98% que se tenía contemplado alcanzar en 2021 a 100%, el cual se proyecta que se alcanzaría en 2025, en el mismo tenor, la máxima RGA se modifica de 109.3 (m³/m³) a 446.3 (m³/m³). De esta manera la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción VIII, de los Lineamientos.

Variación del treinta por ciento o más del volumen de Hidrocarburos a Producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo.

Cuando el Área de Asignación o Contractual produzca 5,000 barriles o más promedio anual de Petróleo se sujetará a lo siguiente:

Exista una variación ± treinta por ciento o más del volumen a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo.

Concepto	Aceite MMb	%
Volumen de aceite Plan vigente 2022	8.77	100
Volumen de aceite recuperado 2022*	3.45	39.3
Diferencia en volumen y en %	-5.32	-60.7

Tabla 3. Diferencia de volumen producido 2022.
(Fuente: Comisión)

De la tabla anterior se observa que el volumen de aceite recuperado por el Operador en el año 2022 resulto con una variación del 60.7% a la baja respecto de lo contemplado a recuperar en ese mismo año.

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

b) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN.

Asignación o Contrato	AE-0151-M-Uchukil
Campo	Tlamatini

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIW10/tqdDcze+nVysfNRCOImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVcbDRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJzaEqg==

Yacimiento	MS-1
Área del yacimiento (Km ²)	4.97
Año de Descubrimiento	2019
Fecha de inicio de producción	2021
Profundidad promedio (mv)	3471
Tipo de Yacimiento	Aceite negro
Pozos	
Productores	6
Cerrados con posibilidades	0
Cerrados sin posibilidades	0
Taponados	1
Marco geológico	
Era	Cenozoico
Periodo	Neógeno
Época	Mioceno
Cuenca	Provincia Salina del Istmo
Play	Mioceno
Régimen tectónico	Extensivo
Ambiente de depósito	Canales y bordes de talud
Litología	Areniscas
Propiedades petrofísicas	
Saturación inicial promedio de agua (%)	34,447
Saturación actual promedio de agua (%)	34,447
Saturación inicial promedio de gas (%)	N/A
Saturación actual promedio de gas (%)	N/A
Porosidad promedio (%)	20,742
Permeabilidad promedio (mD)	89.3
Espesor bruto promedio (m)	147.9
Espesor neto promedio (m)	47.9
Relación neto/bruto	55.6
Propiedades de los fluidos	
Densidad API	22.44
Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento (cP)	3.06
Viscosidad del aceite en el punto de burbuja (cP)	2.12
Contenido de azufre (%)	0
Factor de volumen de aceite inicial (Boi) (m ³ /m ³)	1.19
Factor de volumen aceite en punto de burbuja (Bob) (m ³ /m ³)	1.22
Factor de volumen de aceite actual (Bo actual) (m ³ /m ³)	N/A
Relación de solubilidad inicial (Rsi) (mpc/bl)	388.6
Relación de solubilidad en el punto de burbuja (Rsb) (mpc/bl)	388.6
Factor de volumen de gas inicial (Bgi) (m ³ /m ³)	0.0074
Factor de volumen de gas en el punto de burbuja (Bgb) (m ³ /m ³)	N/A
Factor de volumen de gas actual (Bg actual) (m ³ /m ³)	N/A
Factor de compresibilidad del gas (Z)	0.8539
Densidad relativa del gas	0.7593
Poder calorífico del gas (BTU/pc).	1492.4
Presión de saturación o rocío (kg/cm ²)	189.47
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (mpc/bl)	8,920,539,264
Relación condensado gas (bl/mpc)	N/A
Propiedades del Yacimiento	
Temperatura (°C)	98.9
Presión inicial (kg/cm ²)	494
Presión actual (kg/cm ²)	361
Mecanismo de empuje principal	Expansión roca-fluido
Mecanismo de empuje secundario	Empuje hidráulico

Tabla 4. Características generales de los Yacimientos de la Asignación.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGdZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZ
CLV/QeNzPy7pN9W6t9OnBFfTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQBxct1767FyTcv
L2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUvCbDzR+fuij0gvBe+6PCZxO4jEDzGJzaEqg==

c) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS.

Evolución histórica del Volumen Original de Hidrocarburos de la Asignación

La Asignación se encuentra asociada al Yacimiento Mioceno Superior 1. Para el cual, la evolución histórica de sus volúmenes originales de aceite y gas, considerando la información Oficial consolidada al 1 de enero de 2022 y la que ingresó el Asignatario como parte de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción (en adelante, MPDE), se incluyen en las **Figuras 3 y 4** a nivel Asignación.

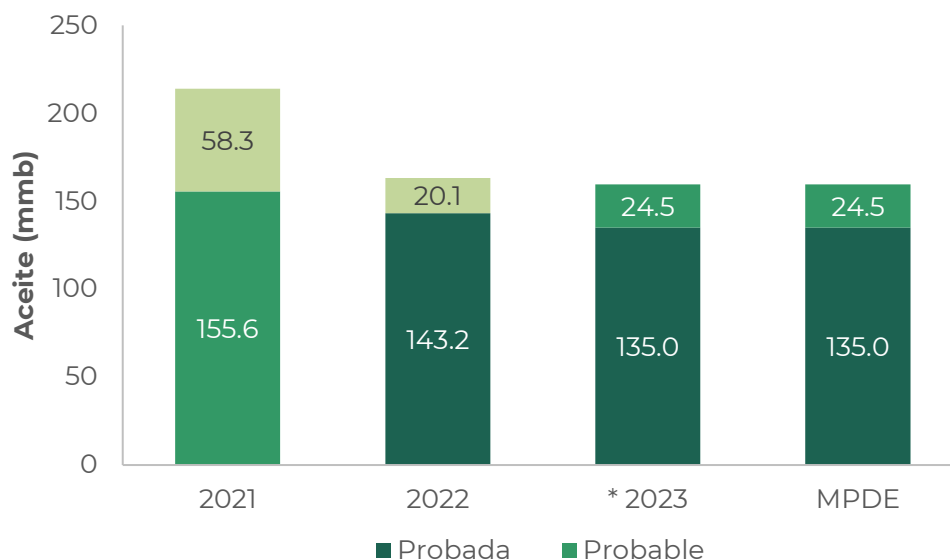


Figura 3. Evolución histórica del volumen original de aceite.
(Fuente: Comisión con información del Operador).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrL+/E74JRSuOZCLv/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBInyoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJyzaEgg==

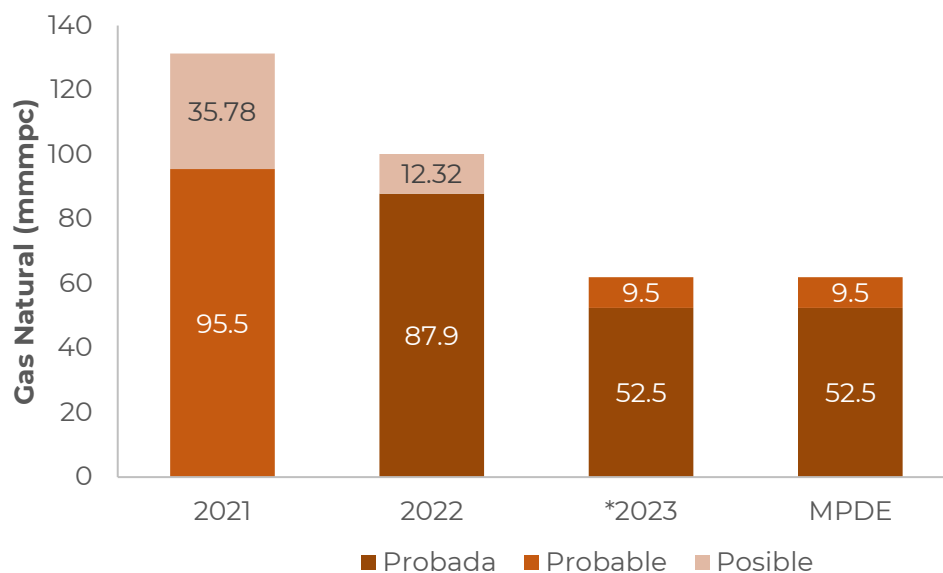


Figura 2. Evolución histórica del volumen original de gas.
(Fuente: CNH con información del Operador).

Evolución histórica de las Reservas asociadas

La propuesta de la MPDE asociada a la Asignación contempla recuperar, en el horizonte de mayo de 2023 a diciembre de 2043, un volumen de 36.52 MMb de aceite y 21.83 MMMpc de gas, lo que corresponde a la totalidad de las Reservas de aceite al límite económico en la categoría 3P. No obstante, el Asignatario manifestó que descontó el gas no aprovechado durante el periodo mayo de 2023 a abril 2024 asociado a la derivación de la producción a la Planta reductora de Contrapresión. Es por lo anterior, que en la presente MPDE considera una Reserva de gas de 20.89 MMMpc. En las **Figuras 5 y 6** se muestra la evolución histórica de las Reservas del Contrato, así como las propuestas en la MPDE.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrc2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUUVCbDRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJyzaEqg==

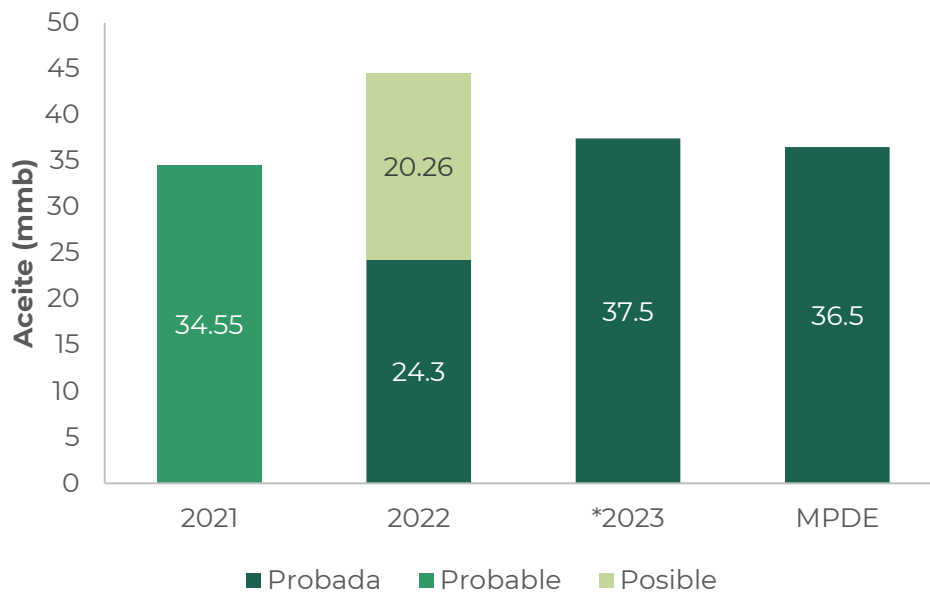


Figura 3. Evolución de las Reservas de aceite.
(Fuente: Comisión con información del Operador).

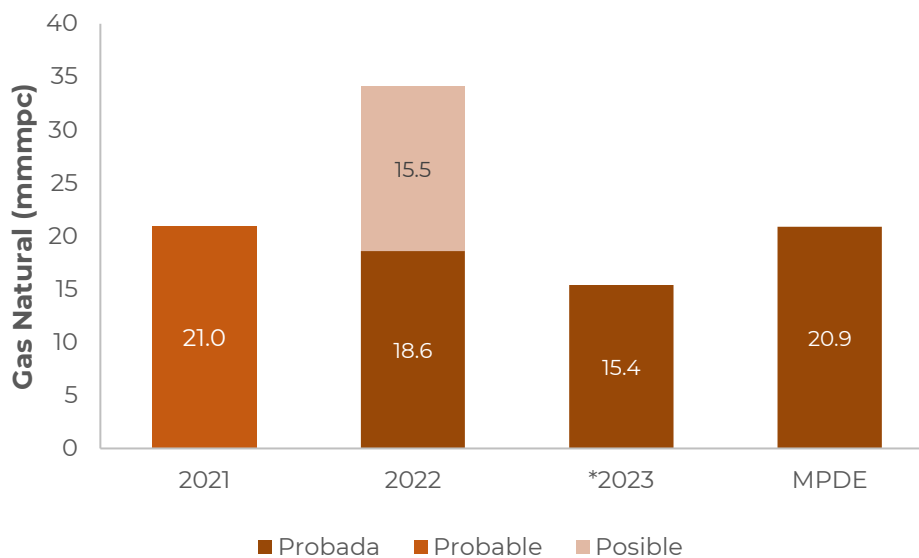


Figura 4. Evolución de las Reservas de gas.
(Fuente: Comisión con información del Operador).

La variación de las Reservas presentadas en la MPDE respecto de las cifras oficiales al 1 de enero de 2022 de la Asignación al límite económico en la categoría 1P corresponden a 12.25 Mmb (50.5%) para el aceite y 2.31 MMMpc (12.4%) para el gas. Mientras que en la

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.
Sello Digital:
mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrL+/E74JRSuOZ
CLv/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcv
L2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJyzaEqg==

categoría 3P de 8.01 Mmb (-18%) para el aceite y 13.19 MMMpc (-38.7%) para el gas. El Asignatario manifestó que, dichas variaciones se encuentran asociadas a la actualización del modelo estático y dinámico que fundamenta los pronósticos de producción del comportamiento primario y la inyección de agua, además, a la actualización de la producción del Campo, la redefinición de la ventana del pozo inyector Tlamatini-51 INY, así como el ajuste en la caracterización del fluido.

Asimismo, en el Plan vigente aprobado a través de la Resolución CNH.E.67.001/2020 en diciembre de 2020 (Reservas al 1 de enero de 2021), el Operador consideraba únicamente Reservas en la categoría probable, dada la etapa de desarrollo en la que se encontraba el Campo, sin embargo, las Reservas propuestas en la MPDE contemplan el comportamiento de los pozos perforados en 2021, así como la implementación de un proceso de Recuperación secundaria.

Es por lo anterior, que el factor de recuperación final de aceite y gas esperado en la MPDE para el Campo Tlamatini presenta un incremento respecto al Plan vigente y las cifras oficiales al 1 de enero de 2022. La comparación de los factores de recuperación final de aceite esperados al límite económico de la Asignación, considerando las cifras oficiales y las de la MPDE, se presenta en la **Figuras 7** y **Figura 8**.

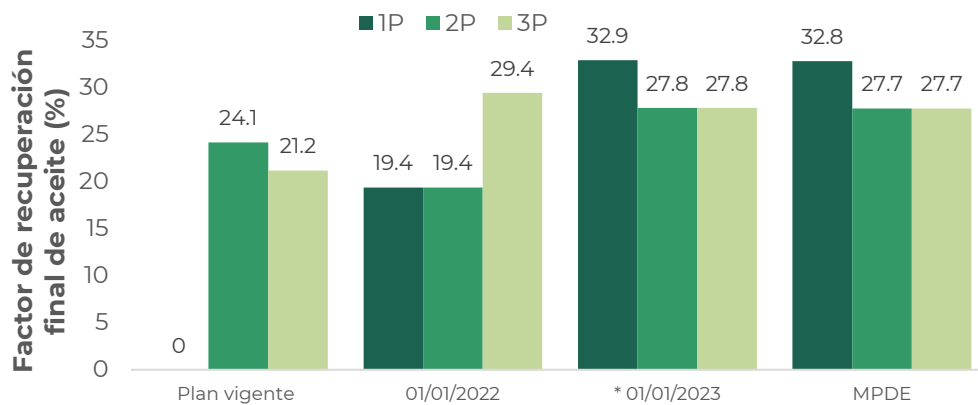


Figura 5. Factor de recuperación final del aceite.
(Fuente: CNH con información del Operador).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrl+/E74JRSuOZCLv/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFtyHDHBInyoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E44boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUUVCbDRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJyzaEqg==

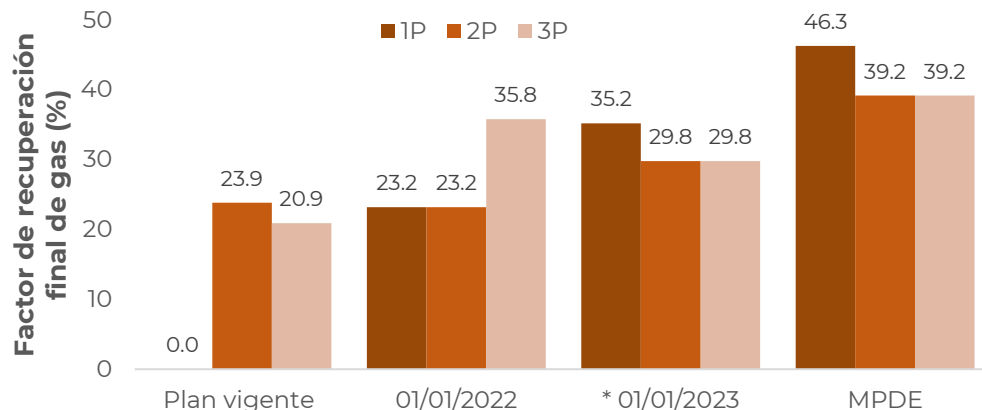


Figura 6. Factor de recuperación final del gas.
(Fuente: Comisión con información del Operador).

Actividad física asociada a la MPDE

La comparación de la actividad física de la modificación al Plan de Desarrollo respecto al Plan Vigente y las cifras oficiales se muestra en la **Tabla 5**.

Actividad física	Plan vigente	1 de enero de 2022	MPDE
Terminación	6	1	0
RMA	0	0	1

Tabla 5. Comparación de las actividades que sustentan las reservas entre las cifras oficiales al 1 de enero de 2022 y la propuesta de MPDE. Fuente: CNH y Asignatario.

Pronósticos de producción de la MPDE

Los pronósticos de producción, tanto de aceite, gas y agua se muestran en las **Figuras 9, 10 y 11**. El Asignatario manifestó que, los pronósticos de producción fueron generados con un modelo de simulación, dichos perfiles presentan incrementos asociados a la inyección de agua en el Yacimiento Mioceno Superior 1 a partir de julio de 2023, así como implementación de bombeo neumático en mayo de 2024.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E44boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJyaEgg==

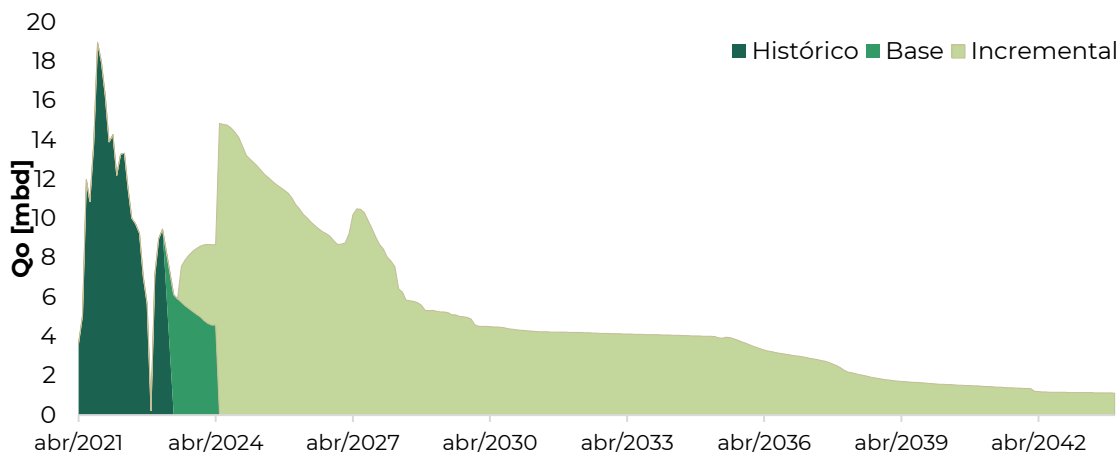


Figura 7. Histórico y pronósticos de producción mensual de aceite de la MPDE.
(Fuente: CNH y Operador).

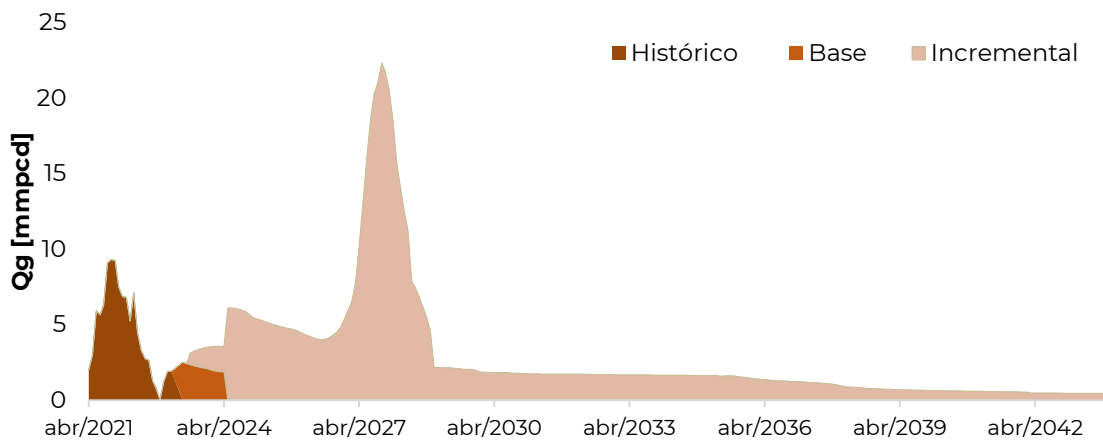


Figura 8. Histórico y pronósticos de producción mensual de gas de la MPDE.
(Fuente: Comisión y Operador).

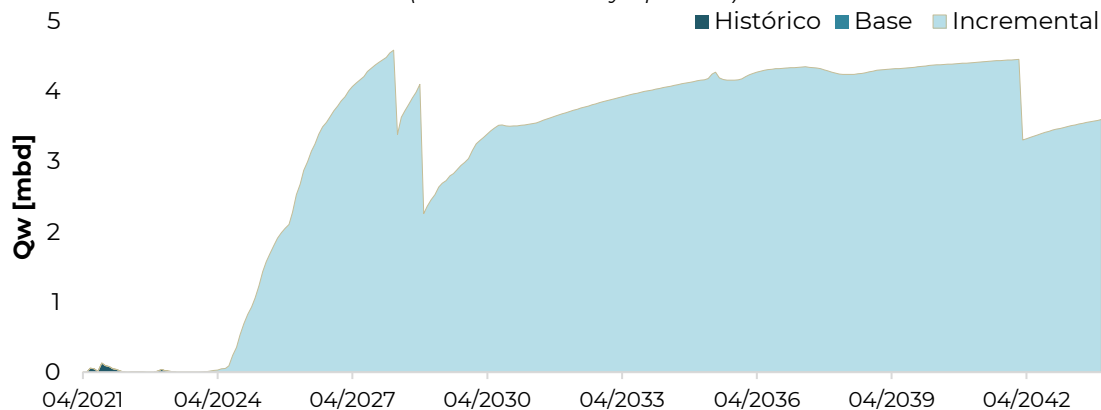


Figura 11. Histórico y pronósticos de producción mensual de agua de la MPDE.
(Fuente: Comisión y Operador).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrL+/E74JRSuOZ
CLv/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFtyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcv
L2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJyzaEqg==

Conclusiones

Derivado de la revisión de la información presentada por el Asignatario para la MPDE, se concluye que:

- Los volúmenes originales de la Asignación en la Categoría 3P presentan un decremento de aceite de 3.71MMb (-2.27%) y gas de 38.18 MMMpc (-38.1%), respecto de las cifras oficiales al 1 de enero de 2022.
- Derivado del ajuste del modelo estático y dinámico del Campo Tlamatini, la actualización en la caracterización del fluido, la redefinición de la ventana del pozo Tlamatini-51INY, así como el comportamiento de producción, las Reservas al límite económico en la categoría 1P presentan un incremento de 12.25 MMb (50.5%) para el aceite y 2.31 MMMpc (12.4%) para el gas, respecto de las cifras oficiales al 1 de enero de 2022, dichas variaciones justifican el incremento en el factor de recuperación de aceite en la categoría 1P de 19.4% a 32.8%.

Asimismo, las variaciones de las Reservas que se presentan en la MPDE respecto del Plan vigente se encuentran asociadas al desarrollo de la actividad en 2021, al comportamiento de producción, así como a la implementación de un proceso de Recuperación secundaria en el Campo Tlamatini.

En este contexto, una vez aprobado el Plan de Desarrollo y conforme a lo que establece el artículo 19 último párrafo, de los Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación, las modificaciones realizadas a las Reservas del Plan deberán ser documentadas por el Asignatario para su certificación y revisión durante el siguiente ciclo posterior a la aprobación.

d) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO.

Alternativa 1 (seleccionada)

Esta propuesta tiene como objetivo la explotación del yacimiento MS-1 y considera la producción de los 6 pozos, actualmente en explotación Tlamatini-9, Tlamatini-8, Tlamatini-7, Tlamatini-13, Tlamatini-12 y Tlamatini-11. Todos los pozos son horizontales, terminados en agujero entubado con control de arena tipo gravel pack y mandriles para bombeo neumático; para implementación del bombeo neumático, se considera instalar una planta de inyección de agua de mar al yacimiento sobre la cubierta de la plataforma Tlamatini-A (existente), con capacidad de 10 Mbpd a una presión de 100 kg/cm² para mantenimiento de presión y la construcción e instalación del gasoducto de 8" Ø x 1.5 km de una interconexión submarina en un gasoducto futuro de BN de 16" Ø x 22.0 Km de Tlacame-A a Tetl-A hacia Tlamatini-A, para el suministro del gas de BN.

Adicionalmente se implementará el proceso de recuperación secundaria mediante inyección de agua al yacimiento, para lo cual, se pondrá en operación el pozo inyector Tlamatini-51 y se construirá e instalará una planta de inyección de agua de mar sobre la

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVcbDRZ+fuij0gvBe+6PCZxO4jEDzGJzaEqg==

plataforma Tlamatini-A (existente) con capacidad de 10 Mbpd con presión de 100 kg/cm² para mantenimiento de presión.

Para la producción de mayo del 2023 a diciembre del 2043, considera que los pozos productores inicialmente fluirán a la Planta Reductora de Contrapresión (PRC) hasta la entrada a operación del sistema de bombeo neumático en abril del 2024, durante este período de operación de la PRC se estará realizando la destrucción controlada del gas; posterior a la entrada en operación del BN, los pozos fluirán en multifásico hacia el oleogasoducto existente; entre este intervalo de tiempo de producción, en específico para julio del 2023 se estima inicie operaciones la planta de inyección de agua, pese a la implementación del mantenimiento de producción, se requiere del BN para reactivar los pozos abatidos.

Alternativa 2

La propuesta tiene como objetivo la explotación del yacimiento MS-1 y considera los 6 pozos perforados y terminados actualmente en explotación, Tlamatini-9, Tlamatini-8, Tlamatini-7, Tlamatini-13, Tlamatini-12 y Tlamatini-11. Todos los pozos son horizontales, terminados en agujero entubado con control de arena tipo gravel pack y mandriles para bombeo neumático.

En esta alternativa la filosofía de operación para el manejo de la producción de mayo del 2023 a diciembre del 2026 considera que los pozos productores fluirán únicamente a la Planta Reductora de Contrapresión (PRC), durante este período de operación de la PRC se estará realizando la destrucción controlada del gas; los pozos fluirán hacia el oleogasoducto existente hasta su abatimiento o hasta llegar al límite económico.

Indicador ¹	Unidad	Alternativa 1	Alternativa 2
		(seleccionada)	
Volumen a recuperar de Aceite	MMb	36.51	5.37
Volumen a recuperar de Gas	MMMpc	21.83	2.20
Perforación	núm.	-	-
Terminación	núm.	-	-
Abandonos	núm.	3	2
Taponamientos	núm.	7	6
Planta de inyección de Agua	núm.	1	0
Ductos	núm..	1*	4
RMA	núm.	1	0
RME	núm.	37	4
Inversión	MMUSD	315.40	98.36
Gasto de Operación	MMUSD	96.32	13.43
VPN¹ AI	MMUSD	1,104.82	197.75
VPN DI	MMUSD	391.14	47.29
VPI²	MMUSD	178.11	77.26
VPN / VPI AI	adim.	6.20	2.56
VPN / VPI DI	adim.	2.20	0.61

¹ Notas: Las cifras pueden no coincidir por redondeo. Paridad 20.9458 pesos/USD.

²El abandono incluye dos ductos, el equipo de tratamiento e inyección de agua y plataforma ELM Tlamatini-A en conjunto.

*Gasoducto para BN

Tabla 6. Comparación de alternativas planteadas para el Plan de Desarrollo Propuesto.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

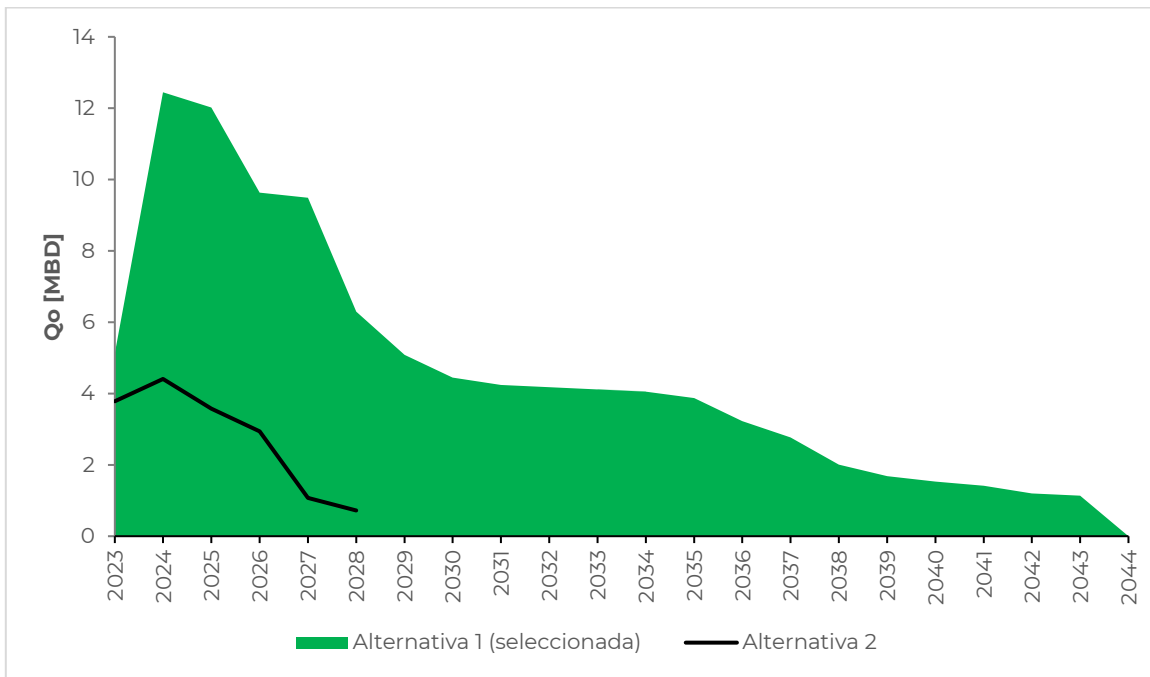
Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFtyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyYov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUvCbDRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJzaEqg==

(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

De acuerdo con el Operador, la **alternativa 1 fue seleccionada** debido a que se considera el desarrollo del campo Tlamatini aplicando como flexibilidad operativa la derivación de los pozos a la PRC, la implementación de la recuperación secundaria como método para incrementar el factor de recuperación y reserva asociada, mantener la presión del yacimiento y como consecuencia generar mayor beneficio económico respecto a la Alternativa 2 que considera solamente la recuperación primaria a partir de flujo natural y la derivación de pozos hacia la PRC. De no contar con la PRC los pozos permanecerían cerrados hasta que la presión del yacimiento incrementara lo suficiente con la inyección de agua.

A continuación, se presentan los pronósticos de producción de aceite y gas de las diferentes alternativas analizadas.



*Pronóstico a partir de mayo de 2023.

Figura 12. Pronóstico de producción de aceite de las Alternativas analizadas.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

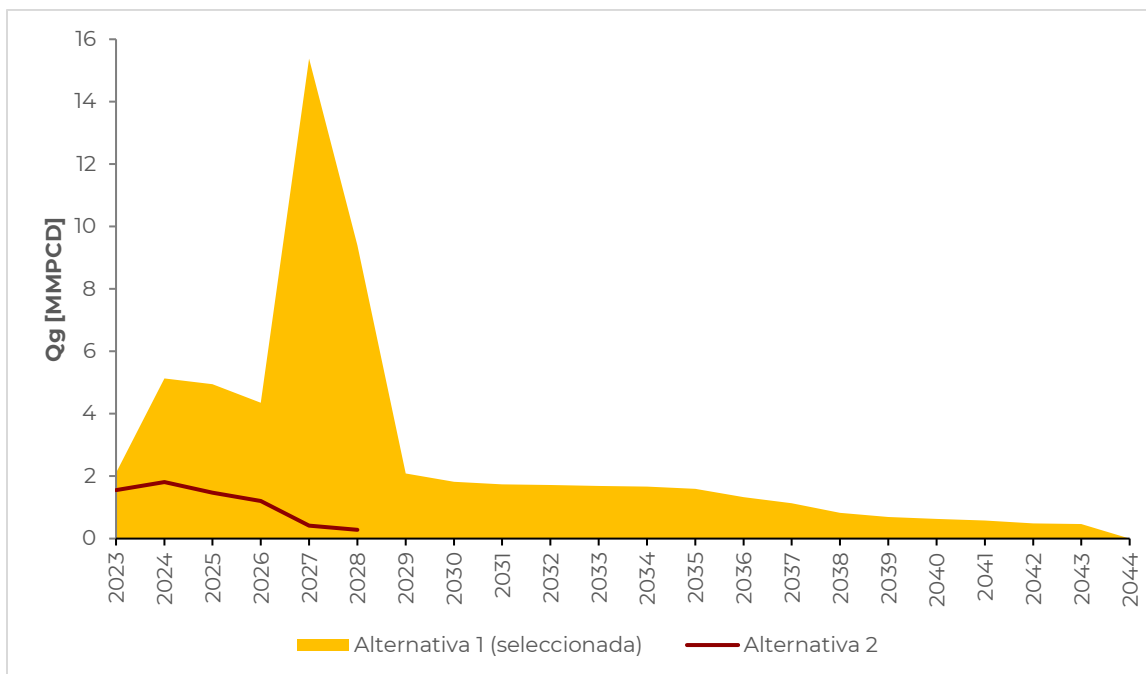
AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBInyoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiIUVCbdrZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJyzaEgg==



*Pronóstico a partir de mayo de 2023.

Figura 13. Pronóstico de producción de gas de las Alternativas analizadas.

(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

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

En la Tabla 7 se muestra la comparación entre lo programado en el Plan vigente de 2020 a diciembre 2028, lo real ejecutado por el Asignatario y su proyección a mayo de 2023, así como lo propuesto en el Plan modificado a la vigencia de la Asignación en 2034 y al límite económico de la Asignación en 2031.

Concepto	Unidades	Plan Vigente	Real	Remanente	Plan Modificado
		2020 – 2028*	Dic 2020 – marzo 2023		mayo 2023 - 2045
Pozos terminados	Número	6	7	-	-
RMA		-	-	-	1
Plataforma		1	1	-	-
Ductos		3	1	2	1
Volumen de aceite a extraer	MMb	34.55	7.74	26.81	50.84 ⁽¹⁾
Volumen de gas a extraer ⁽²⁾	MMMpc	20.95	3.24	17.71	35.00 ⁽¹⁾
Inversión ⁽³⁾	MMUSD	534.77	308.14 ⁽⁴⁾	219.36	315.40
Gasto de operación ⁽³⁾		158.26	-	158.26	96.32

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOLmKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFfTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4JEDzGJzaEgg=

- (1) Los volúmenes a recuperar propuestos del Plan Modificado corresponden a los estimados a la fecha de inicio del plan al 1° de mayo de 2023.
 (2) Considera el gas hidrocarburo.
 (3) Inversiones y gastos de operación del Plan Vigente referidos a millones de usd@2023.
 (4) inversión y gasto de Operación real de diciembre 2020 a febrero 2023

Nota 1: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Nota 2: Paridad 20.6902 pesos/usd.

*Si bien el pronóstico de producción estaba considerado hasta 2026, el abandono estaba documentado hasta 2049

Tabla 7. Comparativo de actividad, inversión y volumen a recuperar.
 (Fuente: Asignatario).

e.1) Seguimiento

En la Tabla 8 se presentan las actividades físicas, inversión y Gastos de Operación relativas a la MPDE.

Comparación del avance entre el PDE vigente y lo ejecutado en la Asignación (periodo noviembre 2020 – febrero 2023)																
Año	Qo (mbd)		Qg (mmpcd)		Perforaciones (número)		Terminaciones (número)		RMA (número)		RME (número)		Inversión (MMusd)		Gastos de Op. (MMusd)	
	Plan	Real*	Plan	Real*	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan ¹	Real ^{2,3}	Plan ^{1,4}	Real ²
2020	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	79.45	21.82	0.94	0
2021	7.90	9.42	4.80	4.86	4	6	4	6	0	0	0	0	236.82	182.71	17.78	0
2022	24.00	9.47	14.80	3.53	2	1	2	1	0	0	1	0	136.62	87.54	43.20	0
2023	26.50	9.21	16.30	1.92	0	0	0	0	0	0	4	0	13.19	16.07	47.48	0

Las cifras pueden no coincidir por redondeo. La fecha de inicio del PDE vigente es el 1 de noviembre de 2020

*Corresponde a la producción de aceite/condensado y gas Real reportada a la CNH conforme a las condiciones definidas en el Art. 11 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

¹Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados a pesos@2023. El factor utilizado para la actualización es 1.29327 (con el INPP promedio ene-feb 2023: 259.3).

²Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a 2023, los factores de actualización y tipos de cambio utilizados son:

Factores: Fuente: <https://data.bls.gov/search/query/results?q=WPU00000000>

Tipos de Cambio pesos/usd. Fuente: <http://www.banxico.org.mx>

2020 = 1.3341

2022 = 0.9804

2020 = 21.49609

2022 = 20.1249

2021 = 1.1406

2023 = 1.0000

2021 = 20.28179

2023 = 18.8547

³Los montos de inversión devengados (reales) por el Asignatario durante el año 2020 incluyendo aquellas inversiones erogadas previo a la aprobación del PDE vigente del campo Tlamatini. Lo anterior dado que las mismas son referidas por el Asignatario como montos asociados las UIM's como parte de la Estrategia General de Contratación de Campos Nuevos.

⁴El Gasto Operativo planeado considera el monto de "Otros Egresos"

Inversión y Gasto de Op. Real corresponden a montos devengables, de conformidad con los Informes Mensuales ingresados en cumplimiento al Art. 100 de los Lineamientos de planes.

Tabla 8. Comparación de avance entre el Plan vigente vs real ejecutado, en la Asignación (periodo noviembre 2020 – febrero de 2023).

(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

Avance en los indicadores de evaluación del cumplimiento al PDE (periodo 2020 - febrero 2023)									
Producción acumulada				Diferencia (Real-Plan)		Indicador de desempeño (Real/Plan)		Desempeño (Real-Plan) /Plan	
MMb		MMMpc		MMb	MMMpc	Ind		Desv	
Np _{Plan.20-23}	Np _{Real.20-23}	Gp _{Plan.20-23}	Gp _{Real.20-23}	Np _{Dif.20-23}	Gp _{Dif.20-23}	Ind _{Np20-23}	Ind _{Cp20-23}	Desv _{Np20-22}	Desv _{Cp20-22}
21.32	7.44	13.10	3.18	-13.88	-9.93	35%	24%	-65%	-76%

*Asignación con yacimiento de Aceite Negro. Se considerará el cumplimiento del PDE en términos de la producción de aceite y gas.

Donde:	Desviación %	Nivel de Desempeño	Desviación %	Nivel de Desempeño	Desviación %	Nivel de Desempeño
	< 30%	Apto	entre 50% y 30%	Medio	> 50%	Bajo

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOkwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFfYtYHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxdRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQXct1767FyTcvL2gV06is+E4boyXNDHW9hZNCQg/RfSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUvCbRZ+fuIj0gvBe+6PCZxO4jEDzGJzaEqg==

Tabla 9. Avance en los indicadores de evaluación del cumplimiento al PDE
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

e.2) Compromiso Mínimo de Trabajo

En términos de sus facultades y con el objeto de identificar si la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo presentado por el Asignatario considera las actividades necesarias para dar cumplimiento al CMT asociado al Polígono C, Campo Tlamatini del Título de Asignación, presenta los resultados de la **evaluación parcial del CMT** en el **horizonte 2020-2026**, conforme a lo siguiente:

Metas establecidas en la propuesta al PDE (2023-2026)			
	Perforación (número)	Terminación (número)	RMA (número)
	<i>PDE propuesto</i>	<i>PDE propuesto</i>	<i>PDE propuesto</i>
mayo 2023	0	0	1
2024	0	0	0
2025	0	0	0
2026	0	0	0
Metas del PDE propuesto [mayo 2023-2026]	0	0	1

Tabla 10. Metas establecidas en la propuesta de PDE (2023-2026).
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

Evaluación parcial del CMT (2020-2026)			
	Perforación (número)	Terminación (número)	RMA (número)
Metas del PDE propuesto [mayo 2023-2026]	0	0	1
Real [2020 – febrero 2023]	7	7	0
Metas del CMT [2020-2026]	6	6	0
Diferencia [(Metas PDE+Real)-CMT]	1	1	1

Tabla 11. Evaluación parcial del CMT (2020-2026).
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

De conformidad con lo plasmado en los resultados de la **evaluación parcial del CMT** y con base en lo establecido en el CMT del Título vigente, se deriva lo siguiente:

- Respecto del **horizonte marzo 2023 – 2026**, las metas establecidas en la Solicitud del Asignatario consideran las actividades físicas necesarias para dar cumplimiento al CMT durante dicho periodo, que son **Metas del PDE propuesto**, conforme a lo siguiente:

	Perforación (número)	Terminación (número)	RMA (número)
Metas del CMT [2023-2026]	0	0	0

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOLmKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFTyHDHBlnoySkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E44boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJzaEqg==

Metas del PDE propuesto [marzo 2023 - 2026]	0	0	1
------------------------------------------------------------	----------	----------	----------

Tabla 12. Desviaciones entre las Metas del CMT y el PDE de la Asignación.

- Por otro lado, esta DGSA advierte que, de los resultados de la **evaluación parcial al CMT** en el **horizonte 2020-2026**, se identifica que la Solicitud considera la ejecución de las actividades necesarias para alcanzar las metas establecidas en el CMT.

e.3) Modificación al Plan de Desarrollo

En la **Tabla 13** se presentan las actividades físicas, inversión y Gastos de Operación relativas a la MPDE.

Actividad	2023*	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Perforaciones desarrollo (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terminaciones desarrollo (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reparaciones Mayores (Número)	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reparaciones Menores (Número)	-	5	1	3	3	1	3	1	1	3	1	1
Estimulaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Instalaciones (Número)	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ductos (Número)	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taponamientos (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono de ductos^a (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono de infraestructura^b (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión (MMusd)	87.52	22.61	5.50	9.70	10.26	6.69	9.43	5.50	5.50	9.99	11.39	10.47
Gastos de Op. (MMusd)	4.67	11.38	10.95	8.84	10.43	6.81	4.63	4.05	3.86	3.82	3.74	3.69
Otros egresos (MMusd)	29.32	4.27	4.42	4.19	11.14	7.06	4.28	4.28	4.21	4.71	4.52	4.78

Actividad	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	TOTAL
Perforaciones desarrollo (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Terminaciones desarrollo (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Reparaciones Mayores (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Reparaciones Menores (Número)	3	1	1	3	1	2	2	1	-	-	-	37
Estimulaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Instalaciones (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Ductos (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Taponamientos (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-	7
Abandono de ductos^a (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZ
CLV/QeNzPy7pN9W6t9OnBFFtyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQBxct1767FyTcv
L2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhG3xRpAiUVcbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxO4jEDzGJyaEgg==

Abandono de infraestructura^b (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Inversión (MMusd)	19.37	5.77	5.79	10.08	5.50	7.87	7.87	6.25	6.59	34.72	10.92	315.39
Gastos de Op. (MMusd)	3.52	2.94	2.52	1.85	1.742	1.72	1.70	1.675	1.66	-	-	96.32
Otros egresos (MMusd)	4.65	3.74	3.38	2.9	2.46	2.48	2.55	2.31	2.25	33.09	-	146.99

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

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

^a El Abandono de ductos incluye: desmantelamiento e inertización de ductos.

Nota: De acuerdo con el Título de la Asignación AE-0151-M – UCHUKIL Campo Tlamatini, la vigencia para realizar actividades petroleras es hasta el año 2049.

Tabla 13. Actividades físicas y costos contemplados en el Plan de Desarrollo modificado.

(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

A continuación, en la Tabla 14 se presentan los pronósticos de producción contemplados en la MPDE:

Año	2023 ¹	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Producción Aceite (Mbpd)	7.64	12.45	12.02	9.64	9.49	6.30	5.09	4.45	4.24	4.18	4.11
Anual (MMb)	1.87	4.56	4.39	3.52	3.46	2.30	1.86	1.62	1.55	1.53	1.50
Acumulada (MMb)	1.87	6.43	10.81	14.33	17.80	20.10	21.96	23.58	25.13	26.66	28.16
Producción Gas (MMpcd)	3.14	5.13	4.95	4.35	15.38	9.40	2.08	1.82	1.74	1.72	1.69
Anual (MMMpc)	0.77	1.88	1.81	1.59	5.61	3.44	0.76	0.67	0.64	0.63	0.62
Acumulada (MMMpc)	0.77	2.65	4.45	6.04	11.65	15.10	15.86	16.52	17.16	17.78	18.40

Año	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	TOTAL
Producción Aceite (Mbpd)	4.05	3.87	3.23	2.77	2.01	1.68	1.53	1.41	1.20	1.14	Np
Anual (MMb)	1.48	1.41	1.18	1.01	0.73	0.61	0.56	0.52	0.44	0.41	
Acumulada (MMb)	29.64	31.05	32.23	33.24	33.97	34.59	35.15	35.66	36.10	36.52	Gp
Producción Gas (MMpcd)	1.66	1.59	1.33	1.14	0.82	0.69	0.63	0.58	0.49	0.47	
Anual (MMMpc)	0.61	0.58	0.49	0.42	0.30	0.25	0.23	0.21	0.18	0.17	
Acumulada (MMMpc)	19.01	19.59	20.07	20.49	20.79	21.04	21.27	21.48	21.66	21.83	21.83

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

¹La fecha de inicio de la vigencia del nuevo PDE es a partir de 01 de mayo de 2023. La producción acumulada corresponde al periodo 01 de mayo al 31 de diciembre.

Tabla 14. Pronóstico de producción del Plan de desarrollo modificado.

(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

f) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO.

f.1) Características geológico - estructurales

En la Figura 14 se muestra el yacimiento Mioceno superior-1 del campo Tlamatini corresponde a una estructura de tipo anticlinal con dirección preferencial NE-SW, limitada al norte por una falla normal y los restantes lados por buzamiento de las capas. El límite areal del yacimiento con cierre estructural está representado por contacto aceite-agua.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFtyHDHBlnoySkdBO+7kx8G9tMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQXct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJyzaEqg==

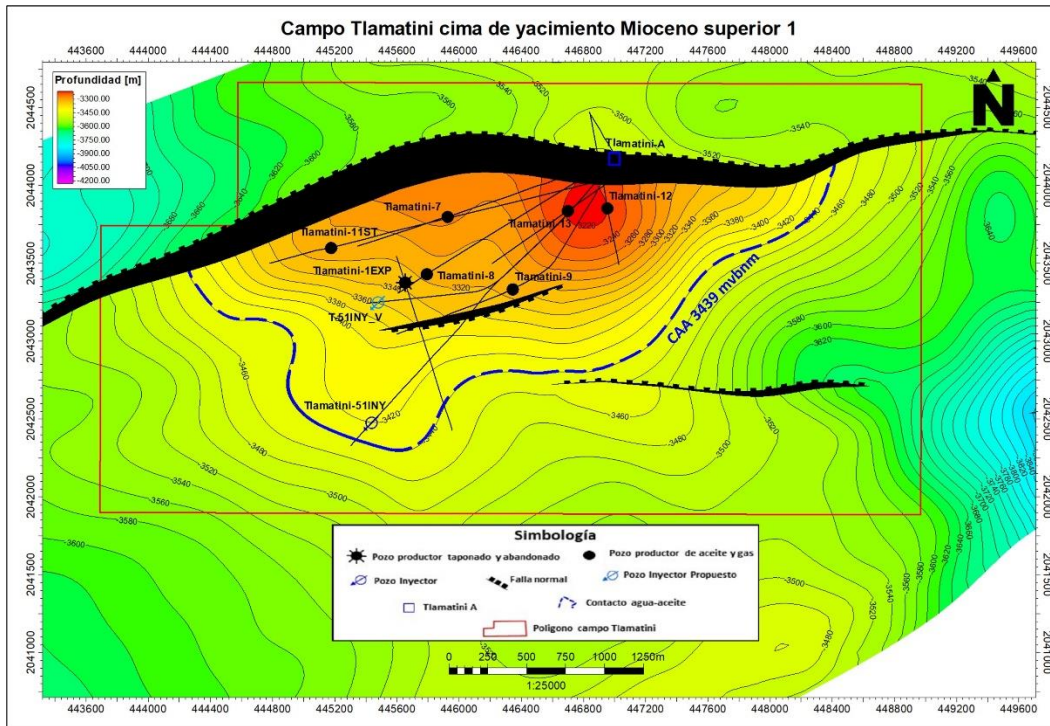


Figura 14. Configuración estructural a la cima del yacimiento Mioceno Superior-1 del campo Tlamatini. (Fuente: Comisión con información del Asignatario).

Se analizaron y determinaron unidades estratigráficas para el yacimiento Mioceno superior-1, definiéndose la siguiente manera: UE-1-10, UE-1-20, UE-1-30, UE-1-40, UE-1-45 y UE-1-50 de las cuales solo 3 se consideran unidades de flujo (UF-1-20, UF-1-30 y UF-1-40), siendo la UF-1-30, la que presenta las mejores condiciones de correlación y continuidad lateral y mejores características de flujo (espesor, porosidad y permeabilidad).

Las unidades de mayores propiedades de flujo se encuentran en las unidades UE-1-30, UE-1-45. En la Figura 15 y Figura 16 se muestran los mapas de la unidad estratigráfica U-30 y U-40 cortadas por los pozos.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOLmKB8oDR5B5tmw9jrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFfTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhG3xRpAiUVcbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJyzaEqg==

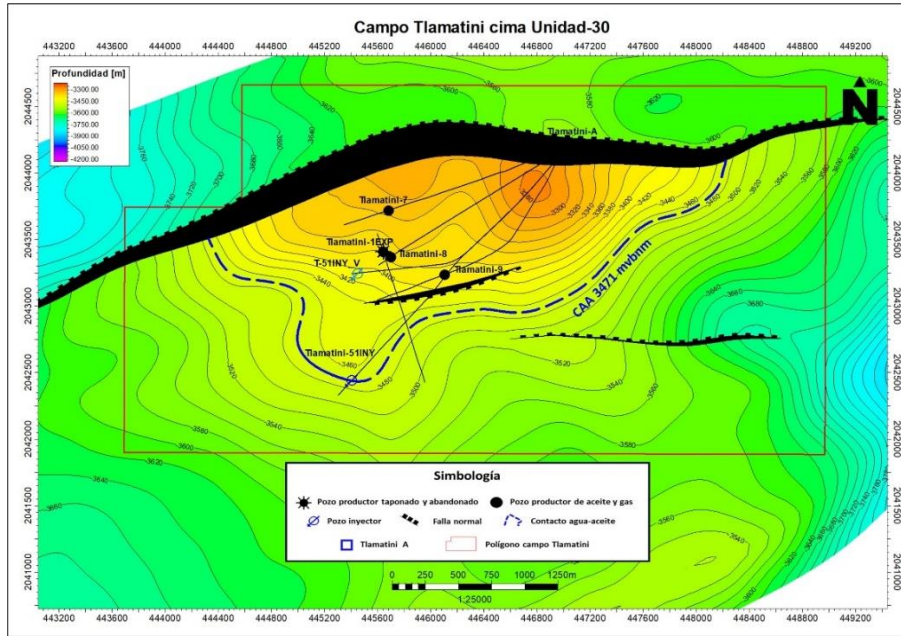


Figura 15. Configuración estructural a nivel de la Unidad-30 del campo Tlamatini. (Fuente: Comisión con información del Asignatario).

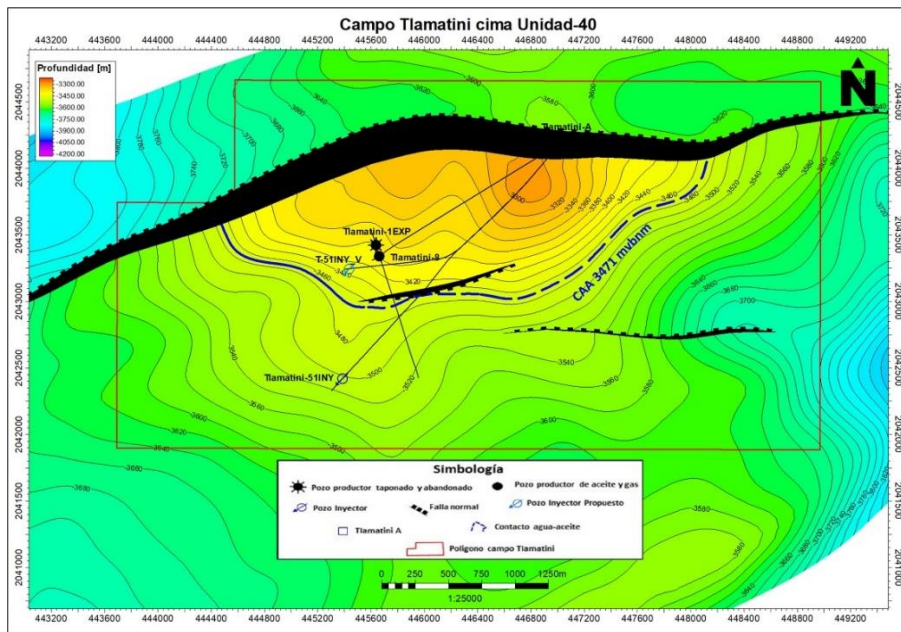


Figura 16. Configuración estructural a nivel de la Unidad-40 del campo Tlamatini. (Fuente: Comisión con información del Asignatario).

Se realizó el análisis de datos estadísticos, se tomó en cuenta la dirección de aporte de acuerdo con el modelo sedimentario del campo mediante el variograma y la población estuvo condicionada a las facies, se utilizó como variable secundaria una guía de porosidad generada a partir de atributos sísmicos.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGdZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXiW10/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLv/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFfTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqfGNVmiaWnoSozZ50bYHCQxBxt1767FyTcvL2gV06is+E4boyXNDHW9hZNCqG/rSOPVEXrCS8c/kyhG3xRpAiUVCbdRZ+fuIj0gvBe+6PCZxO4jEDzGJzaEqg==

Para la distribución de la saturación de agua se utilizó el algoritmo de Simulación Secuencial Gaussiana, se tomó en cuenta la dirección de aporte mediante el variograma y se condicionó a las facies. Se usó la distribución de porosidad efectiva como variable secundaria manteniendo el coeficiente de correlación negativa entre ambas propiedades.

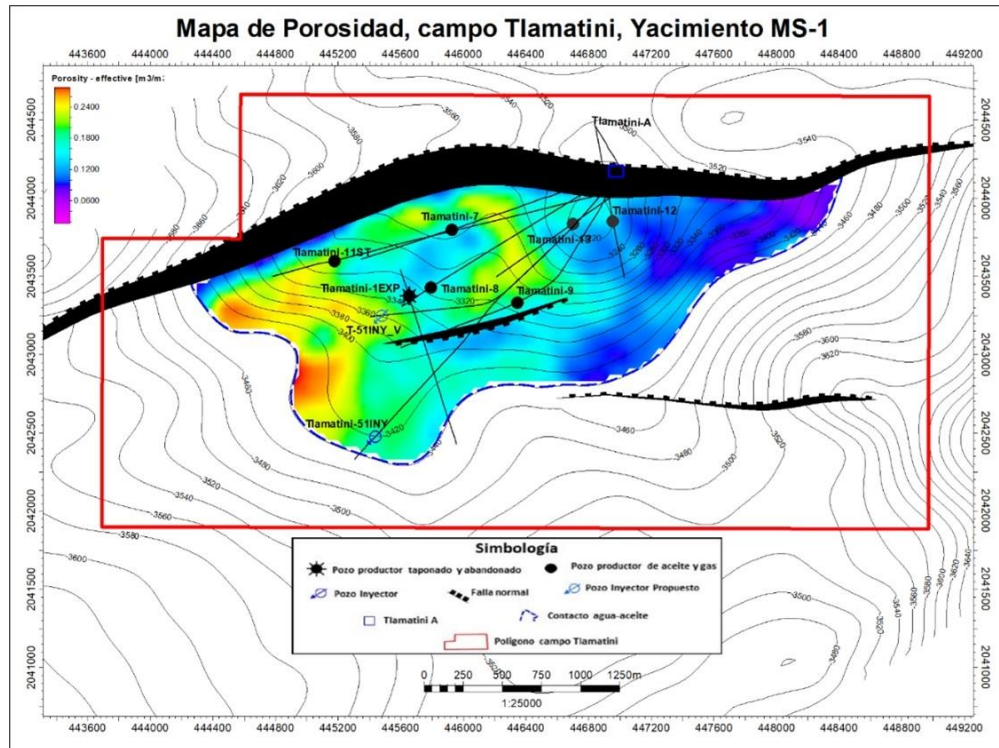


Figura 17. Porosidad efectiva promedio Unidad-10_20 del yacimiento Mioceno superior-1, campo Tlamatini. (Fuente: Comisión con información del Asignatario).

Los límites verticales y areales están definidos por una falla normal al norte y los restantes lados por buzamiento de las capas. Está representado por contacto aceite-agua, Figuras 18 y 19.

1. Para las unidades U-10_20 se considera un contacto agua-aceite 3439 mvbnm determinado por el pozo Tlamatini-5IINY.
2. En las unidades U-30 y U-40 el contacto agua-aceite corresponde a la profundidad de 3471 mvbnm encontrado por el pozo Tlamatini-1EXP y corroborado por el pozo Tlamatini-5IINY.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyYov6uvPxdRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E46boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxO4jEDzGJyzaEgg==

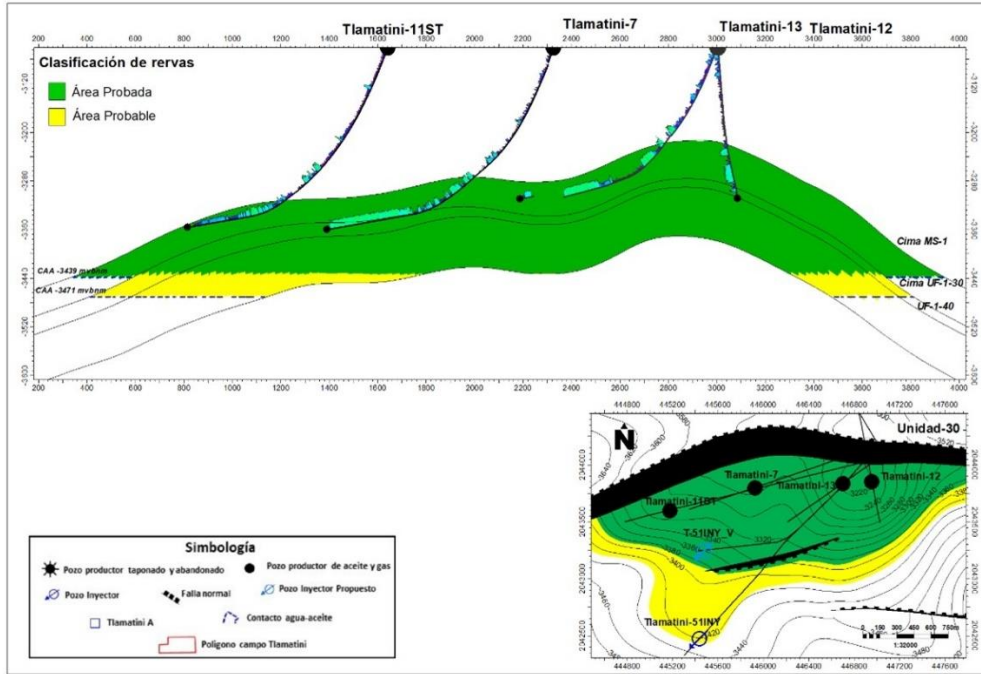


Figura 18. Límites verticales del campo Tlamatini.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

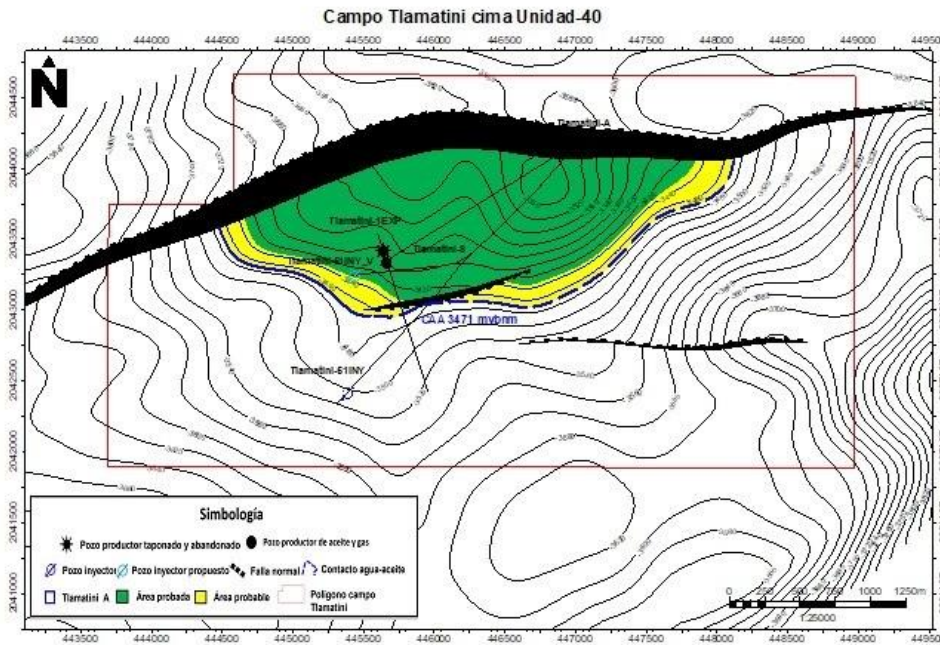


Figura 19. Mapa de áreas asociadas de reservas, cima Yacimiento Unidad-40.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrCzviRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXiWl0/tqdDcze+nVysfNRCImKB8oDR5B5tmw9jrL+/E74JRSuOZ
CLv/QeNzPy/7pN9W6t90nBFFtyHDHBlinyoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxdRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQxBxt1767FyTcv
L2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhG3xRtAiUVCbdrZ+fuji0gvBe+6PCZxO4jEDzGJzaEqg==

f.2) Perforación de pozos

En la Asignación AE-0151-M-Uchukil campo Tlamatini actualmente no cuenta con pozos por perforar.

f.3) Método de Recuperación Secundaria

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

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

f.3.1) Resumen ejecutivo que incluya los elementos generales del programa

En la siguiente tabla se presenta el resumen con las propiedades de la roca y los fluidos a considerar para la evaluación de los posibles métodos de recuperación adicional en las formaciones del Mioceno Superior.

Concepto	Valor
Densidad @ c.s. (°API)	22.44
Viscosidad @ Pb. (cP)	2.12
Saturación de aceite (%)	74.98
Espesor Neto (m)	39.34
Permeabilidad (mD)	165.00
Profundidad del Plano de Referencia (mv)	3,406.00
Porosidad (%)	23.31
Temperatura (°C)	98.90
Volumen original de aceite (MMb)	159.56
Volumen original de gas (MMMpc)	62.02

Tabla 15. Características a considerar para los posibles procesos de recuperación analizados. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOLmKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFfTyHDHBlnyoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVcBdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJyzaEqg==

f.3.2) Resultados del Estudio de Campos análogos y Tablas de Apoyo de los procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada para el Yacimiento Cretácico y Jurásico.

El análisis de los procesos potenciales de recuperación secundaria y mejorada se realizó previamente con la herramienta EOR SELECTOR 1.0. Los resultados obtenidos de EOR SELECTOR 1.0 fueron detallados y complementados mediante la plataforma de yacimientos DAKS, la cual permite fortalecer y reducir incertidumbre, en selección de procesos de recuperación secundaria y mejorada.

El Programa de Recuperación Secundaria está enfocado en el yacimiento Mioceno Superior 1 (en adelante, **MS-1**) de la Asignación AE-0151-M-Uchukil Campo Tlamatini, el cual es un yacimiento de aceite negro en areniscas. El proceso potencial de recuperación secundaria analizado es la inyección de agua. La Asignación también incluye los yacimientos Mioceno Superior 2, Mioceno Superior 3 y Plioceno Inferior 5, los cuales no están contemplados en el PRSM debido a que no cuentan con un volumen de reservas documentado y no se tiene considerado su desarrollo.

Proceso		Observaciones
1	Inyección de gases hidrocarburos	Favorable en areniscas. Tecnología aprobada. Alta disponibilidad del recurso (agua). Requiere evaluación de factibilidad técnico-económica.
2	Inyección de químicos	Se requiere pruebas de compatibilidad y considerar el costo del material químico e infraestructura. Requiere evaluación de factibilidad técnico-económica.
3	Inyección de gases Hidrocarburos	Poca disponibilidad del recurso costa afuera

Tabla 16. Selección del proceso de recuperación secundaria y mejorada.
(Fuente: Asignatario).

En la tabla anterior, se muestran los procesos potenciales para aplicar en el **yacimiento MS-1**, en primera instancia se evalúa la **inyección de gases hidrocarburos**.

La Tabla 17 muestra los campos se muestran los campos con procesos de recuperación secundaria por inyección de agua registrados en el sistema DAKS con mayor porcentaje de analogía con el campo Tlamatini.

Campo	País	Prof. (m)	Temp. (°C)	Porosidad (%)	Perm. (mD)	ρ (°API)	μ (cP)	Proceso
Tlamatini	México	3406	98.90	23.31	165	22.44	2.12	--
Kuparuk River	E.U.A.	1713	68.00	24.00	125	24.00	2.00	Inyección de agua
Señal Picada	Argentina	835	43.00	25.00	141	25.00	7.00	Inyección de agua
Provost	Canadá	844	36.00	25.00	150	34.00	4.00	Inyección de agua

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrl+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFtyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUvCbDRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJzaEqg==

Campo	País	Prof. (m)	Temp. (°C)	Porosidad (%)	Perm. (mD)	ρ (°API)	μ (cP)	Proceso
Badri	Egipto	1532	72.00	24.00	300	27.00	2.00	Inyección de agua
Cazaux	Francia	2235	94.00	18.00	200	34.00	2.00	Inyección de agua

Tabla 17. Campos con mayor porcentaje de analogía para el campo Tlamatini.
(Fuente: Asignatario).

f.3.3) Resultados del Estudio de Factibilidad Económica Probabilista

El **FR** de **9.12%** fue obtenido mediante un análisis estadístico desarrollado en Oracle Crystal Ball empleando datos de factores de recuperación de campos análogos y tiempos de implementación obtenidos en DAKS. El volumen por recuperar mediante el proceso de inyección de agua se calculó con base en el volumen original 3P del yacimiento mediante un **modelo de simulación numérica de yacimiento** con el cual se estimó un factor de recuperación atribuible al proceso de recuperación secundaria por inyección de agua (FR) de **14.37%**

Volumen original 3P de aceite (MMb)	159.5617
Volumen original 3P de gas (MMMpc)	62.0214
Factor de recuperación (%)	14.3730
Volumen de aceite a obtener (MMb)	22.9338
Volumen de gas a obtener (MMMpc)	8.9608

Tabla 18. Volúmenes por recuperar de aceite y gas para el yacimiento MS-1 de la Asignación
(Fuente: Asignatario).

En la **Tabla 19** se muestran los resultados de la evaluación económica, en donde se puede ver que el **VPN después de impuestos es positivo**.

Indicador Económico	Unidad	Antes de Impuestos	Después de impuestos	
			Contratista/Asignatario	Estado
VPN	MMUSD	494.03	147.40	346.63
VPI	MMUSD	112.57	112.57	0.00
VPN/VPI	\$\$	4.39	1.31	---

Tabla 19. Indicadores económicos del yacimiento MS-1 de la Asignación AE-0151-M-Uchukil Campo Tlamatini al aplicar el método de inyección de agua.
(Fuente: Asignatario).

f.3.4) Resultados del Estudio de Factibilidad Técnica del Programa

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFtyHDHBlnyoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJzaEqg==

Los indicadores económicos resultantes de la evaluación probabilista del proyecto de inyección de agua en el yacimiento MS-1 de la Asignación AE-0151-M-Uchukil Campo Tlamatini se muestran en la Tabla 20, donde se presentan las probabilidades P10, P50 y P90 antes y después de impuestos para los indicadores económicos de Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Eficiencia de Inversión (VPN/VPI).

Indicador Económico		P10	P50	P90
TIR (%)	Antes de Impuestos	134.19	204.97	373.86
	Después de Impuestos	43.16	57.10	80.02
VPN (MMUSD)	Antes de Impuestos	476.02	513.73	555.03
	Después de Impuestos	133.34	154.21	177.63
VPN/VPI (\$/\$)	Antes de Impuestos	3.81	4.42	5.20
	Después de Impuestos	1.06	1.33	1.66

Tabla 20. Indicadores económicos del yacimiento JSK de la Asignación al aplicar el método de inyección de gases hidrocarburos.
(Fuente: Asignatario).

f.3.5) Las conclusiones de la evaluación del Programa presentado, en donde se indique si cumple o no con la viabilidad técnica y económica para maximizar la rentabilidad del Yacimiento.

Existe un beneficio asociado a la inyección de agua, tanto en la presión del yacimiento, como en la producción de aceite y gas. Dados los resultados técnico-económicos, bajo las condiciones actuales resulta rentable el proceso de inyección de agua en el yacimiento MS-1 de la Asignación.

La inyección de agua de mar tratada en el yacimiento MS-1, maximiza la recuperación de hidrocarburos y el valor económico de la Asignación. Por lo que, el proceso de inyección de agua de mar, bajo las premisas y consideraciones descritas en este documento, fue encontrado económicamente viable

f.4) Modelo de Infraestructura

La Asignación AE-0151-M-Uchukil Campo Tlamatini cuenta actualmente con un oleogasoducto instalado de 16" Ø x 1.6 km, así mismo, con una plataforma tipo Estructura Ligera Marina (ELM) denominada Plataforma de Perforación Tlamatini-A con tirante de agua de 23.165 m.

En la propuesta de MPDE el Asignatario considera la construcción de la siguiente infraestructura nueva:

1. Una planta de inyección de agua de mar para mantenimiento de presión al yacimiento, a instalarse sobre la cubierta de la plataforma existente Tlamatini-A.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJyzaEqg==

- Gasoducto de 8" Ø x 1.5 km de una interconexión submarina en un gasoducto futuro de BN de 16" Ø x 22.0 Km de Tlacame-A a Tetl-A hacia Tlamatini-A (aprobado previamente en el PDE vigente y pendiente de construir).

g) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.

La propuesta de Desarrollo en esta Modificación al Plan contempla la construcción de un gasoducto de 8" x 1.5 Km hacia una interconexión submarina que va desde la Plataforma Tetl-A hacia Tlacame-A, así como actividades adicionales para implementar un proceso de recuperación secundaria, el cual incluye la perforación de un pozo inyector desde la ELM existente Tlamatini-A, y la construcción e instalación de una planta de inyección de agua de mar que se instalará en la cubierta de la plataforma ELM Tlamatini-A, tendrá la capacidad para inyectar 10 mbd cuantificados con medidores Magnéticos al yacimiento a una presión de 100 kg/cm². Ver Figura 20.

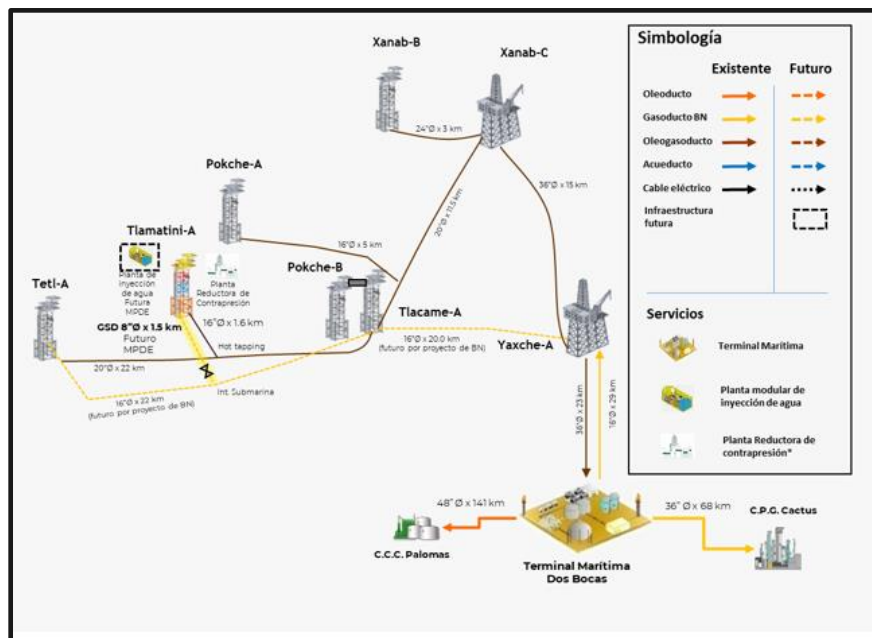


Figura 20. Esquema de transporte de la AE-0151-M-Uchkil, Campo Tlamatini. (Fuente: Asignatario).

Por otra parte, el Asignatario manifiesta que se contempla un periodo temporal de mayo de 2023 a abril de 2024 derivado de la disminución de la presión en la cabeza de los pozos y donde se requiere la implementación de un sistema que reduzca la contrapresión de los pozos en la Plataforma Tlamatini-A para facilitar el flujo y evitar condiciones de igualación de presión, la Medición en esta Etapa será mediante un Medidor Multifásico identificado con el TAG MPFM-29.

Cabe señalar que el Gas durante este periodo una parte se utilizará para autoconsumo y el resto se destinará a su destrucción controlada posterior a su cuantificación a la salida del separador con instrumento masico tipo Coriolis.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZ CLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFTyHDHBlnoySkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQXct1767FyTcv L2gV06Is+E46oyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUvCbdrZ+fuij0gvBe+6PCZxO4jEDzGJyaEqg==

Una vez concluido este periodo temporal, a partir de mayo de 2024, la Medición se realizará bajo esquema de Medición convencional en donde para el caso del Petróleo se cuantificará con un medidor masico tipo Coriolis identificado con TAG FE-1000B y para la salida del Gas se cuantificará con un medidor masico tipo Coriolis identificado con TAG FE-1000A.

Respecto al manejo y medición de los hidrocarburos los sistemas de medición tipo fiscal, de transferencia y referencial de la Asignación AE-0151-M-Uchukil-Campo Tlamatini, el Asignatario manifiesta que serán los mismos que fueron presentados en el Plan de Desarrollo para la Extracción vigente de la Asignación y aprobados mediante la **Resolución CNH.E.67.001/2020 del 3 de diciembre de 2020.**

Producción y Balance

El Asignatario presenta como parte de la solicitud a la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción del campo Tlamatini ubicado en la Asignación AE-0151-M-Uchukil, la continuación de la medición en los Puntos de Medición para petróleo (ubicado en la Terminal Marítima de Dos Bocas y CCC Palomas), gas y condensado (C.P.G. Cactus y Nuevo Pemex), así como las mediciones de transferencia y referencial, no presentan ninguna modificación y se mantienen bajo los términos aprobados de la resolución CNH.E.67.001/2020.

El Asignatario propone para la medición de los hidrocarburos producidos por el campo Tlamatini el "Procedimiento de la medición volumétrica del hidrocarburo líquido y gas en los sistemas de medición tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal de la Asignación AE-0151-Uchukil campo Tlamatini". Es importante mencionar que los sistemas de medición tipo fiscal, transferencia y referencia de los hidrocarburos líquidos y gaseosos serán los mismos que fueron presentados y aprobados mediante Resolución CNH.E.67.001/2020 de fecha 03 de diciembre de 2020.

Con relación a la medición de condensados será la misma que fue presentada y aprobada mediante la Resolución CNH.E.67.001/2020 del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación AE-0151-M-Uchukil campo Tlamatini del 03 de diciembre de 2020.

Adicionalmente, el Asignatario determinará el volumen de condensado teórico bajo el sustento de la norma API MPMS 14.5 haciendo uso del análisis cromatográfico del gas medido en el Punto de Medición para gas ubicado en el C.P.G. Cactus y C.P.G. Nuevo Pemex, respecto de los cuales se realizará el balance y distribución del volumen producido por el campo Tlamatini conforme a la participación volumétrica de las corrientes que convergen en los Puntos de Medición de gas.

En complemento, el Asignatario documenta que derivado de la presión en la cabeza de los pozos, se implementará durante el periodo de mayo 2023 a abril-2024, un sistema para la reducción de la contrapresión de los pozos mediante la separación bifásica en la

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxO4jEDzGJzaEqg==

Plataforma Tlamatini-A, para facilitar el flujo y evitar condiciones de igualación de presión. Por lo anterior, el gas separado se medirá y se enviará al rectificador de gas, una parte (0.717 MMPCD promedio durante el periodo) del gas será enviado para consumo en los motogeneradores y el excedente se envía a quema controlada en el quemador (2.564 MMPCD promedio durante el periodo), posterior a abril-2024, se documenta que no se realizará quema controlada en la Plataforma Tlamatini-A. Los líquidos se enviarán a tanques para su posterior reintegro al proceso mediante bombeo.

Con relación a la medición del agua, será separada en los tanques de deshidratación en la TMDB, por tanto, el proceso de tratamiento y manejo del agua producida será el mismo que fue presentado y aprobado mediante la Resolución CNH.E.67.001/2020 del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación AE-0151-M-Uchukil campo Tlamatini del 03 de diciembre de 2020.

Los procedimientos entregados para la elaboración del Balance de los Hidrocarburos se mantienen aplicables para la Asignación AE-0151-M-Uchukil campo Tlamatini, derivado que no presentan modificación alguna y se consideran la asignación y determinación volumétrica con base a los sistemas de medición de tipo fiscal, transferencia, referencia y operacional, considerando la aportación volumétrica de cada una de estas mediciones de acuerdo con su incertidumbre de medida asociada. Es importante señalar que en las estructuras Tlacame-A, Xanab-C y Yaxché-A confluyen la producción de varias Asignaciones, por lo cual el Asignatario considera la aplicación del prorrateo, distribución proporcional de un volumen de hidrocarburos en numerosas partes, para la asignación de los volúmenes de hidrocarburos pertenecientes al campo Tlamatini.

Con relación a la calidad de los hidrocarburos, el Asignatario menciona que la frecuencia para determinar la calidad a nivel asignación es de forma mensual tanto para los hidrocarburos líquidos como para los hidrocarburos gaseosos. La toma de muestra para determinar la calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos a nivel asignación es en la salida de aceite y gas del separador de prueba ubicado en la plataforma Tlamatini-A utilizando la práctica ASTM D 4057 y GPA 2166, respectivamente. Por su parte, el análisis de calidad de hidrocarburos en el Punto de Medición es diariamente.

Comercialización de la Producción

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUUVcbdrZ+fuij0gvBe+6PCZxO4JEDzGJzaEqg==

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

El aceite producido en el área de Asignación tiene como calidad característica una densidad cercana a los 25.1 °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:

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

Tabla 21. Calidad del crudo "MAYA E ITSMO".
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

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

Componentes	%Mol
N2	0.413
CO2	0.10
H2S	0.00
C1	65.483
C2	9.864
C3	10.442
i C4	1.693
n C4	4.880
i C5	1.588

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOLmKB8oDR5B5tmw9jrL+/E74JRSuOZ
CLv/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFtyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcv
L2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJzaEqg==

Componentes	%Mol
C5	1.915
C6	1.986

Tabla 22. Calidad del gas.
(Fuente: Comisión con datos del Asignatario).

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

En lo que respecta al Punto de Venta del Gas son Complejo Procesador de Cactus y Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex.

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

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

Es importante mencionar que el Asignatario señala que los costos asociados al transporte, almacenamiento, logística para el traslado y comercialización de Hidrocarburos entre el Punto de Medición y el punto de venta del aceite son de 1.15 [usd/barril], mientras que para el gas el Asignatario manifiesta que será de 0.29 [usd/Mpc]

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

Obligaciones del Asignatario:

1. El Asignatario deberá continuar con el cumplimiento de las obligaciones establecidas para el Plan de Desarrollo vigente, aprobado mediante la Resolución CNH.E.67.001/2020 del 3 de diciembre de 2020.
2. Dar aviso a la Comisión de la entrada en funcionamiento, reparaciones, errores y del remplazo de los Sistemas de Medición como se estipula en los artículos 48, 49, 50 y 51 de los LTMMH.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xU4Bj3QOXXIW10/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJyzaEqg==

3. 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.

4. El Asignatario deberá mantener actualizado el censo de los sistemas de medición e instrumentos de medida de los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición tipo operacional, de referencia y transferencia, conforme a lo establecido en la presente Opinión Técnica.

5. El Asignatario deberá remitir diariamente a esta Comisión el volumen operativo extraído o producido de los hidrocarburos sin balance o ajuste alguno, distinguiendo la producción de petróleo, condensado, gas natural, agua y el número de pozos operando por campo. Asimismo, se deberán reportar las justificaciones o explicaciones sobre las variaciones y afectaciones del volumen producidos. Lo anterior, conforme al Artículo 10, inciso b de los LTMMH.

6. Para el caso en que la filosofía de operación descrita por el Asignatario cambie y/o sea utilizada con nueva infraestructura o flexibilidad operativa para acondicionar los Hidrocarburos, se deberá de avisar y registrar los cambios correspondientes en los formatos definidos por la CNH.

7. La información del Balance y Producción deberá presentarse en los formatos definidos por la CNH, en el Anexo I de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial.

8. El volumen de la destrucción controlada del gas se deberá de reportar el medido y estimado de la AE-0151-M-Uchukil campo Tlamatini, en los formatos correspondientes del Anexo I de los Lineamientos de medición.

9. 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.

10. Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Asignatario deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las **modificaciones sustantivas** que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante la presente Opinión Técnica, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los LTMMH.

Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Operador deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el presente Dictamen, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los LTMMH.

Conclusiones

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIW10/tqdDcze+nVysfNRCOImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4JEDzGJyzaEqg==

Derivado de lo anterior, y como resultado del análisis y evaluación de la información presentada, el Asignatario manifestó que respecto a la implementación de los Mecanismos y Puntos de Medición serán los mismos aprobados mediante la Resolución CNH.E.67.001/2020 del 3 de diciembre de 2020, mientras que los cambios asociados a la medición operacional no impactan en la estrategia aprobada anteriormente, ya que los Puntos de Medición para Petróleo, Gas y Condensado serán los mismos, por lo que, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción concluye que es técnicamente viable la continuidad de la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos producidos mediante el Plan de Desarrollo vigente.

h) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL

h.1) Resumen ejecutivo

Para el establecimiento de la Meta de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, en cumplimiento del Artículo 14, fracción II de las Disposiciones Técnicas, se definió la presente propuesta que considera una Meta de Aprovechamiento de Gas (MAG) de 100% a partir del año 2025. Cabe destacar que la MAG se actualizó respecto de la propuesta en el Plan vigente que fue del 98%.

A continuación, se presenta el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (PAGNA) documentado con base en el cumplimiento de las “Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos” (Disposiciones Técnicas).

El PAGNA tiene como objetivo la maximización del uso y aprovechamiento del Gas Natural Asociado, basado en las disposiciones técnicas y normatividad aplicable en la materia. Teniendo como premisa el no ventear gas como condición normal de operación y un máximo aprovechamiento del gas con base a las factibilidades técnico-económicas, de conformidad con el artículo 11 de las Disposiciones Técnicas.

h.2) Programa de Aprovechamiento

Objetivos de Aprovechamiento en el Área de Asignación o Contractual

El aprovechamiento de Gas Natural Asociado tiene como objetivo la maximización del uso y aprovechamiento del Gas Natural Asociado, teniendo como premisa el máximo aprovechamiento del gas con base en su factibilidad técnico-económica.

Para el cumplimiento de estos objetivos, en la Asignación de Extracción AE-0151-M-Uchukil campo Tlamatini, se tiene contemplado:

- El cumplimiento de los programas de mantenimiento e integridad mecánica en ductos para transporte a la plataforma Tlacame-A perteneciente a la asignación Tlacame; incluyendo recepción en plantas sin haber rechazos.
- Alcanzar y mantener una meta de aprovechamiento de gas del 100% a partir de mayo de 2024, de conformidad con la comparecencia del 7 de diciembre de 2021.
- Cumplimiento de las Disposiciones Técnicas.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFtYHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVcbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJyzaEqg==

- Uso eficiente del Gas Natural Asociado, asegurando la capacidad de manejo, disponibilidad y confiabilidad del sistema de recolección y transferencia, procesamiento, y distribución de este en condiciones técnicas y económicamente viables, en y hacia la plataforma Tlacame-A perteneciente a la asignación Tlacame.
- Administrar la declinación natural de la Asignación de Extracción AE-0151-M-Uchukil campo Tlamatini.

Las premisas para el cumplimiento del objetivo de este programa de aprovechamiento de gas correspondiente a la Asignación son:

- El horizonte de producción de la Asignación de Extracción AE-0151-M-Uchukil campo Tlamatini, es del 2023 al 2043.
- Se cuenta con la capacidad de manejo suficiente en el horizonte de producción.
- Ejecución de las acciones mencionadas para el Aprovechamiento de Gas.

En cumplimiento a lo indicado en las Disposiciones Técnicas, se establece una meta de aprovechamiento del 100% para el manejo y aprovechamiento de gas en la Asignación, a partir de 2024, por lo que a partir de esta fecha no se tiene previsto realizar quema, ni venteo de gas.

El cálculo de la Meta de Aprovechamiento de Gas (en adelante, **MAG**), se realiza de acuerdo con lo establecido en las disposiciones técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado y con base a la siguiente fórmula:

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

A continuación, se presenta un ejemplo del cálculo tomado como referencia los valores promedio del programa de gas del año 2023.

Dónde:	Cálculo
A = Autoconsumo (volumen/año)	0.437
B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año)	0.000
C = Conservación (volumen/año)	0.000
T = Transferencia (volumen/año)	0.000
GP = Gas Natural Asociado producido (volumen/año)	2.108
GA = Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área de Asignación o Contractual (volumen/año).	0.000
GNA = El Gas Natural No Aprovechado considera el Gas Natural Asociado que se produce y que deberá reportarse de forma conjunta como Gas No Aprovecha.	1.671
MAG= Meta de Aprovechamiento de Gas	20.72%

Sustituyendo los valores en la ecuación anterior:

$$MAG_{2023} = \left[\frac{0.437 + 0.000 + 0.000 + 0.000}{2.108 + 0.000} \right] * 100 = 20.72 \%$$

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdrZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4JEDzGJyzaEgg=

Con lo presentado anteriormente se clarifica que la Meta de Aprovechamiento de Gas para el año 2023 es del 20.72%.

Es necesario destacar, que el Aprovechamiento de Gas Natural podría cambiar en función de las actualizaciones que requiera el Plan de Aprovechamiento, con base en los resultados de las actividades y la evolución de la producción, tomando en consideración el pronóstico de gas. Sin embargo, las metas como mínimo serán sometidas a aprobación de la Comisión, en apego a las Disposiciones Técnicas, así como la normatividad aplicable en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente.

h.3) Inventario actualizado de las instalaciones para el Aprovechamiento y destrucción, incluyendo los sistemas de medición disponibles

Instalaciones para el Aprovechamiento y destrucción.

Equipos y Capacidades (Compresores) en el C.P.				
Instalación	Tipo de Equipo (Compresión, Vapores, Quemadores, etc.)	Fecha de puesta en operación	# de Equipos	Capacidad total (MMpcd)
Tlomatini-A	Planta de Inyección de Agua	Julio de 2023 (Futuro)	1	0.8
Planta Reductora de Compresión*	Separación, medición, quemador.	Mayo de 2023	1 tren	22
Total			2	22.8

*Instalación temporal en la plataforma Tlomatini-A de mayo de 2023 a abril de 2024.

*Tabla 23. Sistemas de medición disponibles.
(Fuente: Asignatario).*

Sistemas de Medición disponibles

Se presenta los sistemas de medición disponibles para la Asignación, cómo se muestra en la **tabla 24**.

Tipo de medición	Tipo de medidor	Cantidad	Sistema Telemétrico / Manual	Incertidumbre	Fluido	Instalaciones donde se encuentra	Características Técnicas Adicionales
Operacional	Placa de orificio	7	Manual	No Disponible	Gas	Plataforma Tlomatini-A	Medición de gas de BN (futuro)
Operacional	Placa de orificio	1	Manual	No Disponible	Gas	Plataforma Tlomatini-A	Medición de gas a Planta de Inyección de Agua (futuro)
Operacional	Coriolis	1	Manual	No Disponible	Gas	Separador de prueba	Medición de gas separado+
Total		9					

*Medición en la salida del separador de prueba en la plataforma Tlomatini-A

*Tabla 24. Sistemas de medición disponibles.
(Fuente: Asignatario).*

h.4) Responsables oficiales por instalación

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGdZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIW10/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFtyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUvCBdzRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJyzaEqg==

A continuación, en la Tabla 25 se enuncian los responsables de emitir las acciones necesarias para asegurar el cumplimiento de los programas de aprovechamiento de gas y supervisar el cumplimiento de los programas para incrementar el aprovechamiento del gas natural asociado en los trabajos de exploración y extracción de hidrocarburos, reducir el gas quemado y venteado, con facultad conferida para decidir y ordenar las medidas operacionales que se requieran.

Nombre	Cargo
Ing. Constancio Cruz Villanueva	Administrador del APLT
Ing. Gustavo Meza González	S.P.A. del Coordinar del Grupo Multidisciplinario de Operación de Pozos e Instalaciones, APLT.
Ing. José Antonio Escalona Cruz	S.P.A. del Coordinar del Grupo Multidisciplinario de Mantenimiento, APLT.

*Tabla 25. Responsables oficiales.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).*

h.5) Características y Componentes del Gas

De acuerdo con la información disponible del análisis PVT del pozo Xikin-1DL, se extraen los resultados de la cromatografía de gases, mostrándose en la **Tabla 26** las características y componentes del gas del Área de Asignación.

Campo	Tlmatini	
Fecha de muestra	22/24-mar-2021	
Pozo representativo	Tlmatini-8	
Componentes en % mol	Metano	65.483
	Etano	9.864
	Propano	10.442
	i-Butano	1.693
	n-Butano	4.880
	i-Pentano	1.588
	n-Pentano	1.588
	Hexanos	1.915
	Heptanos	1.986
	Octanos	0.616
	Nonanos	0.430
	Decanos y más	0.066
	Ácido clorhídrico	0.186
	Ácido sulfhídrico	0.000
Dióxido de Carbono	0.000	

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiIUVCbdrZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJzaEqg==

	Hidrógeno	0.413
	Nitrógeno	0.000
	Oxígeno	0.439
	Total	0.000
Propiedades	Peso Específico (N/m³)	100.000
	Peso Molecular (g/mol)	0.759
	Poder Calorífico (BTU/ft³)	27.874
	Presión (kg/cm²)	1184.100
	Temperatura (°C)	98.900
	Densidad (kg/m³)	0.127

Tabla 26. Análisis de la composición del gas de la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

h.6) Análisis Técnico-Económico de los proyectos de Aprovechamiento de gas

Escenario de Autoconsumo.

Actualmente la Asignación, no tiene la posibilidad de utilizar la totalidad del gas que produce debido a que no cuenta con instalaciones en su área de Asignación para realizar una separación y acondicionamiento de gas, ni con instalaciones o equipos propios que puedan aprovechar el gas producido.

Derivado de la disminución de la presión en la cabeza de los pozos y para continuar con la explotación del campo, se requiere implementar durante el periodo de mayo de 2023 a abril de 2024, un sistema (planta) que reduzca la contrapresión de los pozos mediante la separación bifásica en la plataforma Tlamatini-A, para facilitar el flujo y evitar condiciones de igualación de presión. Este sistema incluye un sistema de generación eléctrica que demanda 0.05 MMpcd de gas, por lo que, en este periodo y previa medición, una parte del gas producido del campo será destinado para autoconsumo, enviando el restante a destrucción controlada.

Una vez que inicie operaciones el Sistema de Tratamiento e Inyección de Agua de Mar (julio de 2023), este sistema demandará 0.8 MMpcd del gas producido para generación eléctrica, transfiriéndose a partir de mayo de 2024, el restante gas producido a la plataforma Tlacame-A perteneciente a la asignación Tlacame.

De lo anterior, se concluye que aprovechamiento de gas por autoconsumo el Operador señala que existe una variación en el volumen, pasando de 0.489 contemplado en el Plan Vigente a 0.800 promedio en el 2024 proyectado en la Solicitud.

Escenario de Bombeo Neumático.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrl+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxO4jEDzGJyzaEqg==

En el área de la Asignación no se tiene la posibilidad de utilizar el gas que produce como servicio de Bombeo Neumático (BN), debido principalmente a que no cuenta con instalaciones en su área de Asignación para poder realizar una separación y acondicionamiento de gas, ni se cuenta con infraestructura para adquisición y suministro de gas para BN.

El sistema artificial de producción con BN se aplicará a los pozos del campo Tlamatini con el desarrollo del proyecto regional de BN, el cual considera a futuro la construcción e instalación del gasoducto de 8" Ø x 1.5 km de una interconexión submarina con el gasoducto futuro de BN de 16" Ø x 22.0 km de Tlacame-A a Tetl-A hacia Tlamatini-A, para el suministro del gas de BN. El promedio anual diario del volumen máximo de gas a inyectar será de 12.00 MMpcd para el campo a una presión de 150 kg/cm² y estará disponible a partir de mayo de 2024. Cabe mencionar que el gas suministrado para el BN es gas adicional, endulzado proveniente de la TMDB.

Escenario de Conservación.

No se tiene visualizado realizar algún proceso de recuperación mejorada o almacenamiento del gas producido en la Asignación en la vigencia de la Modificación al Plan de Desarrollo que pudiese aprovechar el gas producido por el campo, ni se cuenta con infraestructura para la conservación del gas producido, por lo que la alternativa de *Conservación* no es factible.

Escenario de Transferencia.

La Asignación de Extracción no cuenta con instalaciones propias para procesar su producción de gas y no se tienen contempladas inversiones en materia de aprovechamiento de gas dentro del área de la asignación.

Derivado de la disminución de la presión en la cabeza de los pozos y para continuar con la explotación del campo, se requiere implementar durante el periodo de mayo de 2023 a abril de 2024, un sistema (planta) que reduzca la contrapresión de los pozos mediante la separación bifásica en la plataforma Tlamatini-A, para facilitar el flujo y evitar condiciones de igualación de presión. Este sistema incluye un sistema de generación eléctrica que demanda 0.05 MMpcd de gas, por lo que, en este periodo y previa medición, una parte del gas producido del campo será destinado para autoconsumo, enviando el restante a destrucción controlada.

A partir de que inicie operaciones el Sistema de Tratamiento e Inyección de Agua de Mar (julio de 2023), este sistema demandará 0.8 MMpcd del gas producido para generación eléctrica. Con esta alternativa se aprovecha el 100% del gas manejado por la Asignación a partir de mayo de 2024.

h.7) Evaluación Económica de los Escenarios

En la **Tabla 27** se muestran, comparativamente, los resultados de las evaluaciones económicas para cada una de las cuatro formas de Aprovechamiento de Gas,

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFfTyHDHBlnoySkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxO4jEDzGJzaEqg==

anteriormente analizadas técnicamente, en donde se puede observar el indicador VPN/VPI DI es mayor para la **Transferencia**.

Características	Autoconsumo*	Bombeo Neumático**	Conservación	Transferencia***	Aprovechamiento del 98% para el periodo Mayo 2023 - Abril 2024	
Producción						
Aceite (MMb)	36.52	36.52		36.52	Para gestionar infraestructura para el aprovechamiento de gas se requiere la contratación de: ingeniería, procura y construcción de un gasoducto de baja presión hasta la TMDB lo cual requiere un tiempo mayor a 12 meses, suponiendo la presión es suficiente para llegar a la TMDB, lo anterior no generaría valor respecto al escenario propuesto. Gas (MMMpc) 21.83	
Gas (MMMpc)	21.83	21.83		21.83		
Gas (MMMpc) aprovechado	20.44	15.31		15.31		
Ingresos por producción						
Aceite (MMusd)	2,188.76	2,188.76	Opción descartada por no contar con un proyecto viable de recuperación adicional y por no tener instalaciones propias de proceso de gas en el área de la Asignación	2,188.76		
Gas aprovechado (MMusd)	129.27	103.28		103.28		
Gastos de operación (MMusd)						
	96.32	96.32		96.32		
Inversiones (MMusd)						
	356.93	716.20		315.40		
Indicadores económicos						
VPN AI (MMusd)	1,095.33	1,071.27		1,104.82		
VPN DI (MMusd)	381.65	357.58		391.14		
VPI (MMusd)	201.45	337.55		178.11		
VPN/VPI AI	5.44	3.17		6.20		
VPN/VPI DI	1.89	1.06		2.20		

*Considera la compra de gas para la operación de la PIA y la PRC.

**Considera la compra y venta de gas de BN.

***Considera un autoconsumo de 0.8 MMpcd de gas para la planta de inyección de agua de mar.

Tabla 27. Comparación de alternativas de aprovechamiento de gas.

(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

h.8) Conclusiones respecto de los Escenarios

Tomando como base los resultados de los análisis técnicos y económicos de las formas de aprovechamiento de gas para la Asignación, se observa que la **Transferencia** es la forma elegida para el aprovechamiento de gas debido a que se ostenta como técnicamente factible y obtiene el mayor indicador económico (VPN / VPI DI).

h.9) Inversiones y actividad física en materia de construcción, adecuación o modificaciones de instalaciones para el Aprovechamiento y Destrucción Controlada

La producción del campo Tlamatini, concentrada en la plataforma Tlamatini-A (existente), se envía por el oleogasoducto marino existente de 16" Ø x 1.6 km a la interconexión con el oleogasoducto existente de 20" Ø x 22.0 km Tetl-A a Tlacame-A, en donde se incorpora con la producción del campo Tetl y fluye hasta la plataforma Tlacame-A, en esta plataforma, se integra la producción del campo Pokche y Tlacame para fluir hacia la estructura existente Xanab-C, donde entra al Cabezal General y fluye en forma conjunta con el hidrocarburo producido de los campos marinos por el oleogasoducto existente de 20" Ø x 11.5 km, posteriormente la mezcla se transportará por el oleogasoducto de 36" Ø x 15 km (L-403), hacia la plataforma Yaxché-A, donde se incorpora

AUTORIZÓ

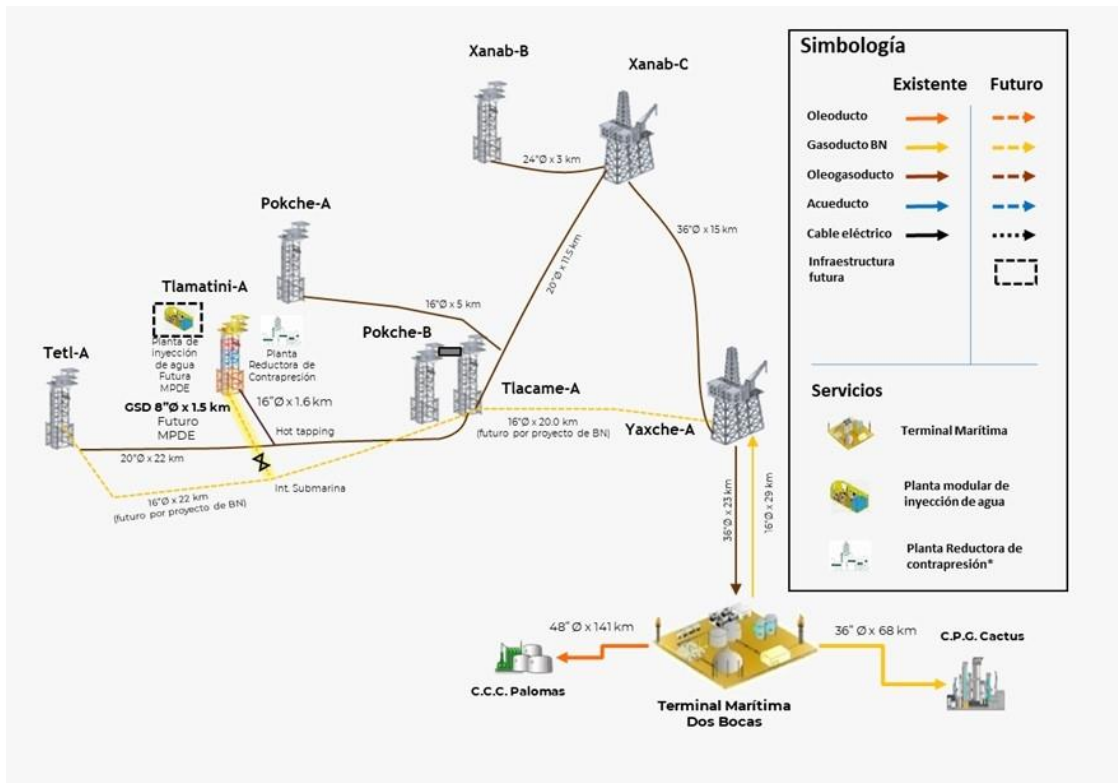
Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQXbct1767FyTcvL2gV06Is+E46boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGjXrpAiUvCBrdRZ+fuij0gvBe+6PCZxO4jEDzGJzaEqg==

con el hidrocarburo producido de otros campos marinos, para fluir por medio del oleogaseoducto de 36" Ø x 23 km (L-397) hacia la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB) para el proceso de separación del líquido y gas. Figura 21.



* Instalación temporal en la plataforma Tlamatini-A de mayo de 2023 a abril de 2024.

Figura 21. Esquema de transporte del área de Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Derivado de la disminución de la presión en la cabeza de los pozos y para continuar con la explotación del campo, se requiere la implementación de un sistema (planta) que reduzca la contrapresión de los pozos durante el periodo comprendido de mayo de 2023 a abril de 2024. Durante este periodo considera que los hidrocarburos producidos se envíen a una Planta Reductora de Contrapresión (PRC), instalada en la plataforma Tlamatini-A, en el cual el fluido multifásico es separado para facilitar el flujo y evitar condiciones de igualación de contrapresión; del gas producido y previa medición, se destina 0.05 MMpcd para autoconsumo en los motogeneradores para la generación eléctrica y el resto se envía a destrucción controlada, mientras que el hidrocarburo líquido se bombea y se reincorpora a la línea de producción para continuar su recorrido.

El sistema artificial de producción con Bombeo Neumático se aplicará a los pozos del campo Tlamatini con el desarrollo del proyecto regional de Bombeo Neumático, el cual considera a futuro la construcción e instalación del gasoducto de 8" Ø x 1.5 km de una interconexión submarina con el gasoducto futuro de BN de 16" Ø x 22.0 km de Tlacame-A a Tetl-A hacia Tlamatini-A, para el suministro del gas de BN.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t90nBFfTyHDHBinyoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdYVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQBXct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhG3xRpAiUvCbDRZ+fuij0gvBe+6PCZxO4jEDzGJzaEqg==

El promedio anual diario del volumen máximo de gas a inyectar será de 12.00 MMpcd para el campo a una presión de 150 kg/cm² y estará disponible a partir de mayo de 2024. Cabe mencionar que el gas suministrado para el Bombeo Neumático es gas endulzado proveniente de la TMDB y mantiene la meta de aprovechamiento de gas en 100% (a partir de mayo de 2024). La medición del gas de Bombeo neumático se realizará a la llegada de la plataforma Tlamatini-A con un medidor de flujo tipo placa de orificio.

h.10) Cálculo de la capacidad de manejo de Gas Natural Asociado

La Asignación de Extracción no cuenta con instalaciones para el aprovechamiento total del gas producido. Durante el período de mayo de 2023 a abril de 2024, se emplearán 0.05 MMpcd del gas producido como autoconsumo en la Planta Reductora de Contrapresión, a partir de julio de 2023, se emplearán como autoconsumo 0.8 MMpcd de gas en la Planta de Inyección de agua de mar, durante este periodo, el gas producido que no se utiliza como autoconsumo se envía a quema controlada en la plataforma Tlamatini-A. A partir de mayo de 2024, el gas producido menos el autoconsumo, se transfiere a la plataforma Tlacame-A perteneciente a la asignación Tlacame.

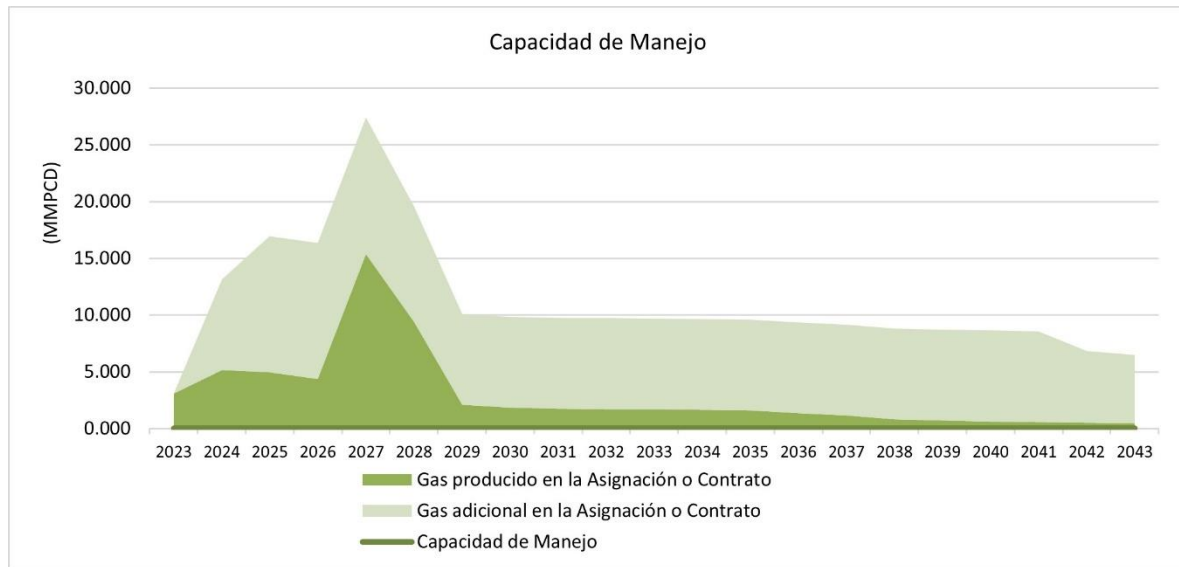


Figura 22. Capacidad de manejo de la Asignación de Extracción AE-0151-M-Uchukil campo Tlamatini.

h.11) Pronóstico mensual de gas aprovechado asociado a las actividades de extracción de hidrocarburos

En cumplimiento a lo indicado en las Disposiciones Técnicas en el Artículo 14, fracción II, a), b), c), d), e), III y IV la proyección de la Meta de Aprovechamiento de Gas se ajustó al 20.72 % (mensual) para el 2023 y 93% para el 2024. A continuación, en la Tabla 28, Tabla 29 y Tabla 30 se presentan los programas mensuales.

Programa de Gas (MMPCD)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción / operación	Prom. 2023
-------------------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	--------------------------------	------------

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJyzaEqg==

Producción de gas	GP	-	-	-	-	2.517	2.433	3.118	3.249	3.351	3.428	3.487	3.535	365	2.108
	GA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	365	-
Autoconsumo	A	-	-	-	-	0.050	0.050	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850	0.850	365	0.4370
Bombeo Neumático	B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	365	-
Conservación	C	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	365	-
Transferencia	T	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	365	-
Gas Natural no Aprovechado		-	-	-	-	2.467	2.383	2.268	2.399	2.501	2.578	2.637	2.685	365	1.671
% de aprovechamiento		0%	0%	0%	0%	2%	2%	27%	26%	25%	25%	24%	24%	365	20.72%

Tabla 28. Aprovechamiento de gas para el año 2023.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción / operación	Prom. 2024
Producción de gas	GP	3.562	3.568	3.567	3.564	6.107	6.126	6.071	6.039	5.943	5.838	5.640	5.447	366	5.129
	GA	-	-	-	-	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	366	8.033
Autoconsumo	A	0.850	0.850	0.850	0.850	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	366	0.817
Bombeo Neumático	B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	366	-
Conservación	C	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	366	-
Transferencia	T	-	-	-	-	17.307	17.326	17.271	17.239	17.143	17.038	16.840	16.647	366	11.448
Gas Natural no Aprovechado		2.712	2.718	2.717	2.714	-	-	-	-	-	-	-	-	366	0.898
% de aprovechamiento		24%	24%	24%	24%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	366	93%

Tabla 29. Aprovechamiento de gas para el año 2024.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción / operación	Prom. 2025
Producción de gas	GP	5.374	5.295	5.209	5.114	5.028	4.956	4.884	4.820	4.766	4.712	4.660	4.558	365	4.946
	GA	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	365	12.000
Autoconsumo	A	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	365	0.800
Bombeo Neumático	B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	365	-
Conservación	C	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	365	-
Transferencia	T	16.574	16.495	16.409	16.314	16.228	16.156	16.084	16.020	15.966	15.912	15.860	15.758	365	16.146
Gas Natural no Aprovechado														365	-
% de aprovechamiento		100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	365	100%

Tabla 30. Aprovechamiento de gas para el año 2025.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOkwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGdZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrl+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFtyHDHBlnoySkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQ3Bxt1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrC58c/kyhGJxRpAiUVCbDzR+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJzaEqg==

(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Cabe destacar que la nueva meta contemplada para los primeros dos años se encuentra por debajo del 98% derivado de las condiciones operativas de los pozos, siendo el compromiso del Asignación para implementar el bombeo neumático para darle la fuerza necesaria al hidrocarburo para vencer la contrapresión en la línea de producción necesaria para el manejo de los hidrocarburos y que fue contemplada en el Plan de Desarrollo vigente

h.12) Pronóstico anual de gas aprovechado asociado a las actividades de extracción de hidrocarburos

En cumplimiento a lo indicado en las Disposiciones Técnicas en el Artículo 14, fracción II, a), b), c), d), e), III y IV, la proyección de la Meta de Aprovechamiento de Gas se ajustó al 20.72 % (mensual) a partir de 2023. A continuación, se presentan los programas anuales correspondientes al periodo comprendido entre los años 2023 – 2043 cómo se muestra en la Tabla 31.

Programa de Gas (MMpcd)		2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Producción de gas	GP	2.108	5.129	4.946	4.354	15.380	9.400	2.083	1.823	1.741	1.716	1.687
	GA	0.000	8.033	12.000	12.000	12.000	10.164	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000
Autoconsumo	A	0.437	0.817	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800
Bombeo Neumático	B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conservación	C	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferencia	T	0.000	11.448	16.146	15.554	26.580	18.764	9.283	9.023	8.941	8.916	8.887
Gas Natural no Aprovechado		1.671	0.898	-	-	-	-	-	-	-	-	-
% de aprovechamiento		0.207	0.932	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
Días en producción/operación		365	366	365	365	365	366	365	365	365	366	365

Programa de Gas (MMpcd)		2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	Prom.
Producción de gas	GP	1.663	1.593	1.328	1.137	0.822	0.690	0.629	0.579	0.492	0.466	2.846
	GA	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	8.000	6.323	6.000	8.120
Autoconsumo	A	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.784
Bombeo Neumático	B	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Conservación	C	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferencia	T	8.863	8.793	8.528	8.337	8.022	7.890	7.829	7.779	6.015	5.666	10.060
Gas Natural no Aprovechado		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.167

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFtyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGjXrpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJzaEqg==

% de aprovechamiento		1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.959
Días en producción/operación		365	365	366	365	365	365	366	365	365	365	365	365.238

Tabla 31. Aprovechamiento de gas para el año 2025.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

h.13) Programa de inspecciones

Se presenta el programa de inspecciones internas para supervisar la seguridad de las instalaciones en materia de aprovechamiento de gas de la Asignación

Tipo	Equipo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Bimestral	Planta de inyección de agua de mar	X		X		X		X		X		X		6
Total		1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	1	0	6

Tabla 32. Programa de Inspecciones 2023-2043 para la Asignación

h.14) Programa de mantenimiento con impacto en el Aprovechamiento de gas

La Asignación cuenta con instalaciones para el aprovechamiento del gas producido sin impacto en el aprovechamiento de gas. A continuación, se presenta el programa de mantenimiento de los equipos de generación de la Planta de Inyección de Agua de mar que será instalada en la plataforma Tlamatini-A.

Instalación	Equipo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total	2024-2043	
Tlamatini-A (Planta de Inyección de agua de mar)	MOTOGENERADOR MG-01	S						A						2		
	MOTOGENERADOR MG-02		S						A					2		
Total		1	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	4		

Taxonomía:

A= Mantenimiento tipo Anual

S= Mantenimiento tipo Semestral

Tabla 33. Programa de mantenimiento.

h.15) Programa de Destrucción Controlada por Área de Asignación o Contractual

Se presenta el programa de destrucción controlada para la Asignación durante el periodo en el que la producción de hidrocarburos es enviada a la Planta Reductora de Contrapresión (Mayo de 2023 a Abril de 2024) donde el fluido multifásico es separado; del gas producido y previa medición, se destina 0.05 MMpcd para el autoconsumo y el resto es enviado a destrucción controlada. A partir de mayo de 2024, no se realizará quema de gas por lo que el 100% del gas producido se transfiere a la plataforma Tlacame-A perteneciente a la asignación Tlacame empleando una parte como autoconsumo, tal como se presenta en el programa de destrucción controlada para el horizonte de producción 2023-2043

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrl+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoS0zZ50bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E46boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGjXrpAiUvCbDRZ+fuij0gvBe+6PCZxO4jEDzGjzaEqg==

Descripción de la actividad (MMpcd)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Quema rutinaria	1.671	0.898	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Libranzas y Mov. Operativos.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mantenimiento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1.671	0.898	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Descripción de la actividad (MMpcd)	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	Días de prod/Op	Total
Quema rutinaria	0	0	0	0	0	0	0	0	0	365.24	2.569
Libranzas y Mov. Operativos.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	365.24	0
Mantenimiento	0	0	0	0	0	0	0	0	0	365.24	0
Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	365.24	2.569

Tabla 34. Programa de destrucción controlada para los años 2023-2043

A continuación, se presenta los programas de Quema, Libranza y Movimiento Operativos (Libranzas y Movimientos) y Mantenimientos por instalación.

Instalación (MMpcd)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Planta reductora de contrapresión *	1.671	0.898	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1.671	0.898	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Descripción de la actividad (MMpcd)	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	Días de prod/Op	Total
Planta reductora de contrapresión *	0	0	0	0	0	0	0	0	0	365.24	2.569
Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	365.24	2.569

Tabla 35. Quema

Instalación (MMpcd)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Planta reductora de contrapresión *	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFfTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUvCbDRZ+fuij0gvBe+6PCZxZO4jEDzGJzaEqg==

Descripción de la actividad (MMpcd)	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	Días de prod/Op	Total
Planta reductora de contrapresión *	0	0	0	0	0	0	0	0	0	365.24	0
Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	365.24	0

Tabla 36. Libranza y Movimientos Operativos.

Instalación (MMpcd)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Planta reductora de contrapresión *	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Descripción de la actividad (MMpcd)	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	Días de prod/Op	Total
Planta reductora de contrapresión *	0	0	0	0	0	0	0	0	0	365.24	0
Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	365.24	0

Tabla 37. Mantenimiento

h.16) Plan de contingencia operativa que le permita al operador, en casos de emergencia, caso fortuito o fuerza mayor, mantener o regresar a la continuidad operativa de las actividades de Aprovechamiento

Se dispone de un Plan de contingencia operativa, que permite en caso de emergencia, mantener o regresar a la continuidad de las actividades de Aprovechamiento mediante la aplicación del protocolo en eventos de alta y baja presión en oleogasoducto.

Las causas de un rechazo de producción pueden ser debido a:

- Problemas en oleogasoductos por incidentes en los mismos (fuga, derrames, represionamiento, etc.).
- Corrida de Equipo de limpieza en el oleogasoducto de recolección.

Ante cualquiera de estos eventos, el ingeniero de operación de pozos en coordinación con el personal operativo, obtienen información y, de ser posible, realizan recorridos por la instalación, para activar PRE, verificando condiciones de operación de equipos y sistemas afectados vuelvan a condiciones normales de operación, desactivar PRE, y restablecer el proceso; informando a áreas involucradas. A continuación, se muestra Plan de Contingencia Operativa para continuar con las actividades de aprovechamiento de gas.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrl+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlnoySkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQBxctI767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUvCbDRZ+fuij0gvBe+6PCZxO4JEDzGJzaEgg==

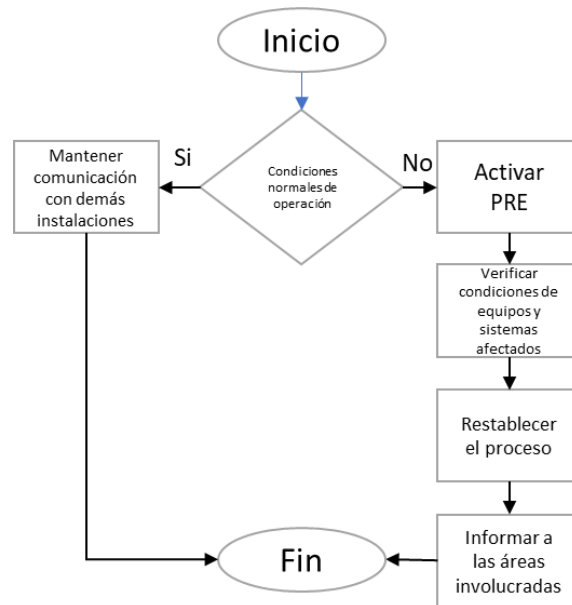


Figura 23. Diagrama de flujo de actividades del Plan de Contingencia Operativa para continuar con las actividades de aprovechamiento de gas. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

h.17) Máxima relación gas-aceite.

De acuerdo con el Art. 13 de las Disposiciones Técnicas en los trabajos de Producción de Hidrocarburos se establece el valor máximo de la relación gas-aceite para la Asignación, que permita asegurar la maximización del factor de recuperación de hidrocarburos; este valor puede cambiar de acuerdo con las necesidades de explotación y la vida productiva del yacimiento.

Formación	Máxima RGA (m ³ /m ³)	
	Vigente aprobada en el PDE	Propuesta en la MPDE
Mioceno Superior 1	109.3	446.3

Tabla 38. Máxima Relación de Gas-Aceite (en adelante, RGA). (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Para el seguimiento y control de la RGA, así como para asegurar la maximización del factor de recuperación de hidrocarburos, el personal operativo cuenta con un programa mensual de supervisión de pozos e instalaciones. Con esta información es posible observar el comportamiento de los valores de RGA mediante la simulación y el análisis del sistema integral de producción (yacimiento-pozo-superficie).

Si durante la supervisión de los pozos en los datos operativos se encuentran variaciones significativas y los resultados del análisis o simulación superan el valor máximo de RGA establecido, se procederá a realizar las siguientes acciones:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGdZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFtyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4JEDzGJzaEqg==

- Rectificar la medición del pozo.
- Estrangular pozos para disminuir producción.

Derivado de lo anterior, la máxima RGA del Plan vigente se actualiza de 109.3 (m³/m³) a 446.3 (m³/m³).

h.18) Definición de los indicadores de desempeño de operación.

Conforme a los artículos 13 y 22 de las Disposiciones Técnicas, se presenta la Tabla 39, con las definiciones para los Indicadores de Desempeño de la Operación.

Indicador de gestión	Formula de medición	Meta	Frecuencia de evaluación	Fuente de la información
1 - Cumplimiento de la meta aprovechamiento de gas natural asociado en la Asignación de Extracción AE-0151-M-Uchukil Campo Tlamatini	$MAG_t = \left[\frac{A + B + C + T}{G_p + G_A} \right] * 100$	100%	Mensual	<p>MAG = Meta de Aprovechamiento Anual</p> <p>t = Año de cálculo</p> <p>A = Autoconsumo (volumen/año)</p> <p>B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año)</p> <p>C = Conservación (volumen/año)</p> <p>T = Transferencia (volumen/año)</p> <p>GP = Gas Natural Asociado producido (volumen/año)</p> <p>GA = Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área de Asignación o Contractual (volumen/año)</p>
2 - Relación gas/aceite por pozo	RGA= Gas Producido/Barriles de aceite (m3/m3)	Cero pozos con RGA > 446.347 m3/m3	Mensual	Base de datos oficial de información de producción
3 - Índice de paros no programados	$IPNP = \frac{\sum_{t=1}^n \text{Horas totales de paro no programado de equipo}}{\sum_{t=1}^n \text{Horas totales por equipo (24 horas por día)}} * 100$ <p>en un periodo de análisis</p>	< 5%	Mensual	Equipos de generación eléctrica en Planta de inyección de agua

Tabla 39. Indicadores de desempeño de la operación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

i) EVALUACIÓN ECONÓMICA

El análisis económico relativo a la solicitud de aprobación para la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación AE-0151-M-Uchukil, Campo Tlamatini (en

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrl+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFtyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06is+E46boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuji0gvBe+6PCzXo4jEDzGJzaEqg==

adelante Modificación), se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente:

- a. Montos de inversión y gasto operativo del Plan vigente y de la Solicitud de Modificación.
- b. Análisis de la actualización del artículo 62, fracción III, de los Lineamientos.
- c. Descripción del Programa de Inversiones.
- d. Consistencia de la información económica y las actividades propuestas.
- e. Evaluación económica del proyecto.

a. Montos de inversión y gasto operativo del Plan vigente y de la Solicitud de Modificación.

Versión	Periodo	Inversiones MM US\$	Gastos Operación de MM US\$	Total MM US\$
PDE vigente	2020-2028 ^a	\$556.10	\$164.57	\$720.67
Erogado	2020-2023 ^b	\$308.36	\$0.00	\$308.36
MPDE	2023-2045 ^c	\$315.40	\$96.32	\$411.72

Tabla 40. Inversiones y gastos de operación del PDE vigente y la MPDE.
(Fuente: CNH e información presentada por el Operador)

- a. El año 2028 corresponde al último año con actividad de inversión en el PDE vigente.
- b. De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Asignatario en sus reportes mensuales.
- c. El Operador somete una modificación al PDE que considera desde mayo 2023 hasta 2045. La Vigencia de la Asignación se tiene en 2049.

b. Análisis de la actualización del artículo 62, fracción III, de los Lineamientos.

Al considerar los montos erogados a la fecha y los montos programados bajo el Plan de Desarrollo vigente, se observa un decremento de 28% con respecto a los montos totales del Plan de Desarrollo vigente. Por lo tanto, se actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción III, de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

c. Descripción del Programa de Inversiones.

A continuación, se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la Solicitud de Modificación elaborado por el Operador, desglosado por "Actividad" y "Sub-actividad", de conformidad con lo establecido en los Lineamientos:

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFfTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCzXzO4jEDzGJyzaEqg==

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Monto (MM US\$)
Desarrollo	General	\$97.06
	Construcción Instalaciones	\$72.08
Producción	General	\$25.56
	Intervención de Pozos	\$103.81
	Operación de Instalaciones de Producción	\$59.73
	Ductos	\$7.83
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$45.65
Total general		\$411.72

Tabla 41. Desglose del Costo Total del proyecto.
(Fuente: Información presentada por el Operador)

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

d. Consistencia de la información económica y las actividades propuestas.

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

e. Evaluación económica del proyecto.

e.1 Premisas de la evaluación económica

A continuación, se resumen las principales premisas utilizadas para la evaluación económica realizada por la Comisión, obtenidas a partir de los perfiles de costos y producción, así como la propuesta de tipo de cambio presentados por el Asignatario:

Premisas	Valor	Unidades
Periodo de evaluación	2023-2045	años
Producción de petróleo	36.52	millones de barriles
Producción de gas	21.83	miles de millones de pies cúbicos
Volumen de venta de gas	15.31	miles de millones de pies cúbicos
Precio del petróleo ^a	\$60.38	dólares por barril
Precio del gas ^a	\$6.23	dólares por millar de pie cúbico
Inversiones	\$315.40	millones de dólares
Gasto de operación	\$96.32	millones de dólares
Tasa de descuento	10%	Porcentaje anual
Tipo de cambio	\$20.60	pesos / dólar
Otros egresos ^b	\$147.00	millones de dólares

Tabla 42. Premisas de la evaluación económica.
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Notas:

- Precios ponderados, 2023-2043, obtenidos de las premisas de evaluación de PEP para la Asignación AE-0151-M-Uchukil, Campo Tlamatini.
- Corresponden a erogaciones por manejo de la producción, mantenimiento y abandono de las instalaciones, fuera de la Asignación AE-0151-M-Uchukil, Campo Tlamatini y correspondientes a otras Asignaciones de Extracción, que brindan servicio a la Asignación AE-0151-M-Uchukil, Campo Tlamatini.

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOLmKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFfTyHDHBlnyoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUvCbDRZ+fuij0gvBe+6PCZxO4JEDzGJzaEqg==

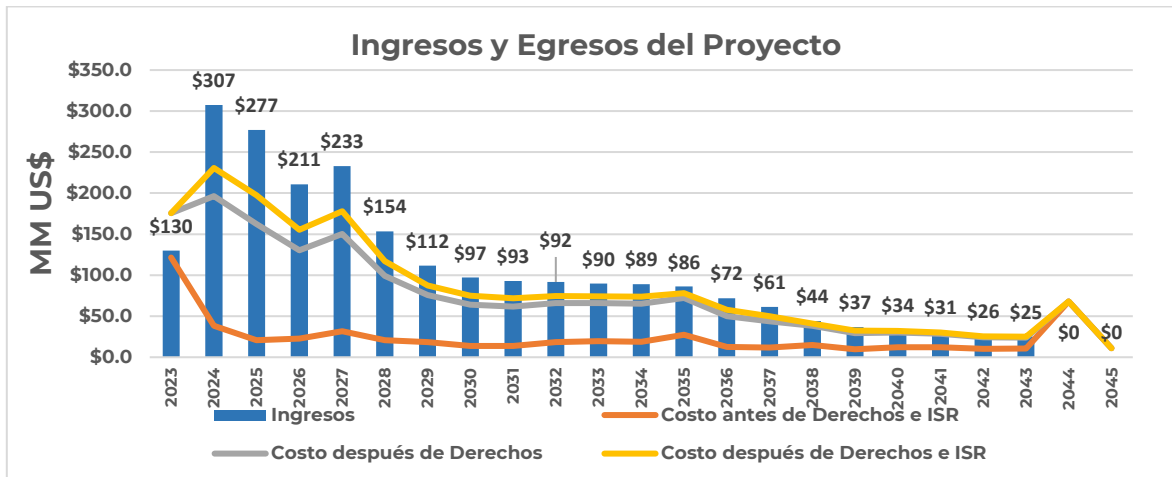


Figura 24. Proyección de Ingresos y Egresos asociados a la evaluación del proyecto. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

e.2 Resultados de la evaluación económica

A continuación, se muestran los indicadores económicos obtenidos a la Vigencia de la Asignación AE-0151-M-Uchukil, Campo Tlamatini:

Indicador	Antes del Pago de Derechos e ISR	Después del Pago de Derechos ^a	Después del Pago de Derechos e ISR ^b
VPN (MM US\$)	\$1,104.82	\$390.41	\$247.15
VPI (MM US\$)	\$178.11		
VPN/VPI (US\$/US\$)	6.20	2.19	1.39
RBC (US\$/US\$)	4.56	1.38	1.21

Tabla 43. Resultados de la evaluación económica (Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)

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

La evaluación económica muestra condiciones económicamente viables antes y después del pago de Derechos e Impuestos para el Operador, de acuerdo con la normativa aplicable.

e.3 Consideraciones

Con base en la información presentada por el Operador y el análisis realizado, esta Comisión considera que la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Asignación AE-0151-M-Uchukil, Campo Tlamatini representa un proyecto

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLv/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFtYHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUvCbdrZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJzaEqg==

económicamente viable para el Operador, antes y después del pago de Derechos e Impuestos, de acuerdo con la normativa aplicable.

Aunado a lo anterior, se espera obtener un flujo de recursos positivos para el Estado por concepto de Derechos e Impuestos, durante el periodo productivo del proyecto.

VI. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación al Plan de Desarrollo, a continuación, en las siguientes tablas se muestran los indicadores clave de desempeño conforme a los artículos 102 inciso a), b), c), f) y g) y 103 fracción I de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 43, fracción III de la Ley de Hidrocarburos.

a) Producción

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

b) Aprovechamiento de gas natural

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

c) Reparaciones Mayores

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

f) Gasto de Operación

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFfTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCqG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJyzaEqg==

Porcentaje de avance del gasto de operación real con respecto a lo programado en el año	Porcentaje	$DGO = \left(\frac{GO\ real}{GO\ plan}\right) * 100$	Mensual
-----------------------------------------------------------------------------------------	------------	------------------------------------------------------	---------

g) Inversión

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

Artículo 103

Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición
Porcentaje de desviación de la producción acumulada real (PAreal) con respecto a la Pronosticada (PAplan) para 5 años.	Porcentaje	$DPA = \frac{PAreal - PAplan}{PAplan} \times 100\%$	Quinquenal

Tabla 44. Indicadores de desempeño. (Fuente: Comisión)

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

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 7, fracciones II y III de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22, fracciones XI y XIII de la LORCME, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Operador en la Asignación, con el fin de verificar que el proyecto se lleve a cabo, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento a la modificación al Plan de Desarrollo.

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

Actividad	Programadas (2023-2044)	Ejercidas	Porcentaje de desviación
RMA	1		
RME	37		
Ductos	1		
Abandono			
Taponamientos	7		
Abandono ¹	3		

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E46boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxO4jEDzGJzaEqg==

Tabla 45. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer dentro de la vigencia de la Asignación.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

¹El abandono incluye: ductos e infraestructura.

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 46.

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Programa de erogaciones (2023-2044) (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	General	\$97.06		
	Construcción Instalaciones	\$72.08		
Producción	General	\$25.56		
	Intervención de Pozos	\$103.81		
	Operación de instalaciones de producción	\$59.73		
	Ductos	\$7.83		
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$45.65		
Total general		\$411.72		

Notas: Inversiones y gastos a 2034

*Incluye todo el monto de abandono

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

Tabla 46. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.

(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas al incremento de la producción actual de hidrocarburos en la Asignación, misma que está condicionada al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivada de la ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 47.

luido	*2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Producción de aceite (Mbd)	5.13	12.45	12.02	9.64	9.49	6.30	5.09	4.45	4.24	4.18	4.11
Producción de aceite real (Mbd)											
Porcentaje de desviación											
Producción de gas (MMpcd)	2.11	5.13	4.95	4.35	15.38	9.40	2.08	1.82	1.74	1.72	1.69
Producción de											

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFfTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJyzaEqg==

gas real (MMpcd)												
Porcentaje de desviación												

Fluido	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	Volumen a recuperar (2023-2031)
Producción de aceite (Mbd)	4.05	3.87	3.23	2.77	2.01	1.68	1.53	1.41	1.20	1.14	0.00	36.52 MMB
Producción de aceite real (Mbd)												
Porcentaje de desviación												
Producción de gas (MMpcd)	1.66	1.59	1.33	1.14	0.82	0.69	0.63	0.58	0.49	0.47	0.00	21.83 MMMPC
Producción de gas real (MMpcd)												
Porcentaje de desviación												

*Volumen contemplado a recuperar promedio desde el 1 de mayo del 2023.

Tabla 47. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción de aceite y gas en relación con la producción reportada. (Fuente: Comisión con datos ingresados por el Asignatario).

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

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

VII. Sistema de administración de riesgos

Mediante oficio 250.453/2023 de 25 de abril de 2023, la Comisión remitió a la Agencia la información asociada a la Solicitud, a fin de que fuera considerada en los trámites o autorizaciones iniciados por el Operador, relacionados con el Sistema de Administración de Riesgos.

Por tanto, el presente Dictamen se emite sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por la Agencia, lo anterior atendiendo al esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

VIII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrl+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06ls+E46boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUvCbdrZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJzaEgg==

Mediante oficio 250.454/2023 de 25 de abril de 2023, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía (SE) emitir opinión sobre el programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional.

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

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

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

IX. Sentido del dictamen técnico

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

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

Con los registros básicos, especiales con cable LWD en tiempo real, Registros de hidrocarburos, Muestras de canal, Análisis de fluidos a condiciones de superficie, Determinación iónica (Stiff Davis), Análisis de agua, Análisis de fluidos, Estudios PVT, Toma de muestras de fluidos en superficie, Tomas de muestras preservadas de fluidos de fondo de pozo, Probador de formación y prueba de inyección se contribuirá a incrementar el conocimiento del potencial petrolero del país.

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

Las actividades de desarrollo propuestas por el Operador permitirán recuperar un volumen de 36.5180 MMb de aceite y 21.8323 MMMpc de gas, obteniendo un factor de recuperación final de 27.74% para el aceite y 39.19% para el gas.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrl+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJyzaEqg==

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

Derivado del ajuste del modelo estático y dinámico del Campo Tlamatini, la actualización en la caracterización del fluido, la redefinición de la ventana del pozo Tlamatini-511NY, así como el comportamiento de producción, las Reservas al límite económico en la categoría 1P presentan un incremento de 12.25 MMb (50.5%) para el aceite y 2.31 MMMpc (12.4%) para el gas, respecto de las cifras oficiales al 1 de enero de 2022, dichas variaciones justifican el incremento en el factor de recuperación de aceite en la categoría 1P de 19.4% a 32.8%.

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

La modificación propuesta contempla actividades para el mantenimiento de la producción mediante RMA, RME y tomas de información, promoviendo las actividades de extracción en beneficio del país.

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

El yacimiento MS-1 de la Asignación AE-0151-M-Uchikil campo Tlamatini es productor de aceite negro con una litología de areniscas. Se analizó únicamente el Yacimiento MS-1 como parte del proceso de recuperación secundaria ya que es el único yacimiento que tendrá desarrollo en el campo.

Con lo anterior, se obtuvo un resultado económicamente favorable para el proceso de inyección de agua para maximizar la recuperación de hidrocarburos del yacimiento.

Con base en los resultados obtenidos por la herramienta EOR Selector 1.0 y tomando en cuenta las características del campo Tlamatini, los mecanismos que podrían aplicarse son el mantenimiento de presión y mejoramiento del barrido. Los procesos fueron jerarquizados tomando en cuenta las limitaciones y condiciones del yacimiento, así como la disponibilidad de los recursos.

f) El programa de aprovechamiento del gas natural

Basado en el análisis realizado por la Comisión, se determina que el Programa de Aprovechamiento del Gas Natural es consistente con la estrategia de Desarrollo del Asignatario, que se enfoca en maximizar la recuperación de Gas Natural Asociado. En cumplimiento a lo indicado en las Disposiciones Técnicas, así como a la comparecencia del 7 de diciembre de 2021, se establece una meta de aprovechamiento del 100% para el manejo y aprovechamiento de gas en la Asignación, a partir de mayo de 2024

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFfTyHDHBlnoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZ50bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJyzaEqg==

De acuerdo con el artículo 13 de las Disposiciones Técnicas en los trabajos de Producción de Hidrocarburos se establece el valor máximo de la relación gas-aceite para la Asignación, que permita asegurar la maximización del factor de recuperación de hidrocarburos.

Formación	Máxima RGA (m ³ /m ³)	
	Vigente aprobada en el PDE	Propuesta en la MPDE
Mioceno Superior 1	109.3	446.3

Tabla 48. Relación Gas-Aceite.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Derivado de lo anterior, la máxima RGA del Plan vigente se actualiza de 109.3 (m³/m³) a 446.3 (m³/m³). Por lo tanto, de conformidad con los principios de economía y celeridad que rigen la actuación administrativa, se propone la aprobación del PAGNA presentado.

g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos

Derivado de lo anterior, y como resultado del análisis y evaluación de la información presentada, el Asignatario manifestó que respecto a la implementación de los Mecanismos y Puntos de Medición serán los mismos aprobados mediante la Resolución CNH.E.67.001/2020 del 3 de diciembre de 2020, mientras que los cambios asociados a la medición operacional no impactan en la estrategia aprobada anteriormente, ya que los Puntos de Medición para Petróleo, Gas y Condensado serán los mismos, por lo que, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción concluye que es técnicamente viable la continuidad de la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos producidos mediante el Plan de Desarrollo vigente.

X. Recomendaciones

Esta Comisión después del análisis técnico realizado a la información presentada por el Asignatario, identifica las siguientes áreas de mejora en la ejecución del Plan:

- Aplicar las mejores prácticas de la industria petrolera para implementar el proyecto de inyección de agua al campo Tlamatini como método de recuperación secundaria, por ser una tecnología madura a nivel mundial y contar con un suministro ilimitado de agua de mar.
- Dar cumplimiento a la normatividad aplicable emitida por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlInyoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyYov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVcbDRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJzaEqg==

XI. Conclusiones

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno el Dictamen Técnico de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, asociado a la Asignación AE-0151-M-Uchukil Campo Tlamatini en sentido favorable, mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características de la Asignación, toda vez que se cumple con lo establecido en los Lineamientos.

Elaboró

Ing. Fabian Mayo Salinas
Subdirector de Área

Revisó

Mtro. Francisco Castellanos Páez
Director General de Dictámenes de Extracción

Autorizó

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

Los firmantes del presente dictamen 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, y aprobación, o no aprobación, de la presentación de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, el cual se encuentra dentro de la Asignación AE-0151-M-UCHUKIL, CAMPO TLAMATINI.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9JrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlInyoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuij0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJyzaEqg==

Ing. Fabian Mayo Salinas
Subdirección De Contratos Terrestres Norte

ELABORÓ

Firma de Fabian Mayo Salinas

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 05:15:52 p. m.

Sello Digital:

gf5Xpct+YL+od8LsbtrEEV9FRdGeOOqTd7S4znCqdIDN+wP4nOEw3mtIW/+OewDI1ASJ02SQ+CPsp3Pkg3UV9bD7pUGM9Oy9
NmCNR8ZXXzRxB7vZ41h8AJ7QUvgB7lwXoCd4tU5LtJtvVJSe00vX/ltZ8J81lCkkBZhFCyuj38udWBrTLgAJvrvXGyAlf7/fnrkzCR9X
S2xo1li6/841lIbe+CO0uC4Qcksd30eEhFh43E916C6esVSDCO0CDQOmTQ/uvY0iMeXTLHZIMzmbB0MUhawcH7xr8LB1HTtG5V
EWPXIS0pNmNnkbf41D4OkEdSpY/jPRHSYBELYQT/ttw==

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

Mtro. Francisco Castellanos Páez
Director General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ

Firma de Francisco Castellanos Paez

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 05:56:23 p. m.

Sello Digital:

QHafep6FgzFtEZ7KOWxa8vdFGiZn3YTOR8nV046QoCqTZcVd59S7oV8G1VxwqTGog2O/WYcRQwiOKEKxJsy8DCC6VaxCyw9
fmbCFIFmqF8mzUD74aZk4Mirv2cDh5GVmClqxOTb+OWNmO4WwjawvC4nhnv3LHFxCRwJIRcJRBqO7Pmw2bPnyp+7INJUj
5kns8qsrJACj9ELEX+taZuu/0OKzVERgmSCN8iJegE5sXloG46lDUPZvIXG6ddqeO66ZVLY9aVBWavz0RC9j4uK+j+SzxtDEIVQKjt
6caJKalSm5jdObDDMRo9vibVppYa9G3wZcqc0UE6aJLA7lQBQ==

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

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOI
mKB8oDR5B5tmw9jrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlInyoSkdBO+7kx8G9iTMztVtWkNIJ/twHdYVov6uvP
xddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWn0SozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06ls+E4boyXNDHW9hZncQG/r5OPVEXrCS8c/ky
hGJxRpAiUVcbDRZ+fuIj0gvBe+6PCZxO4jEDzGJzaEqg==

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOI
mKB8oDR5B5tmw9jrL+/E74JRSuOZCLV/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBlInyoSkdBO+7kx8G9iTMztVtWkNIJ/twHdYVov6uvP
xddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWn0SozZS0bYHCQBxct1767FyTcvL2gV06ls+E4boyXNDHW9hZncQG/r5OPVEXrCS8c/ky
hGJxRpAiUVcbDRZ+fuIj0gvBe+6PCZxO4jEDzGJzaEqg==

"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: 15/05/2023 06:30:49 p. m.

Sello Digital:

mOKwx1L7ICPwrC2viiRTq5tN8kvtWOwu9rykm69aRF7tQGDZikuOFK8Bv/US2xnC6xvU4Bj3QOXXIWI0/tqdDcze+nVysfNRCOIImKB8oDR5B5tmw9jrL+/E74JRSuOZCLv/QeNzPy/7pN9W6t9OnBFFTyHDHBIInyoSkdBO+7kx8G9ITMztVtWkNIJ/twHdyVov6uvPxddRFF2bW5krLNE8SuKyqftGNVmiaWnoSozZS0bYHCQBxctI767FyTcvL2gV06Is+E4boyXNDHW9hZNCQG/rSOPVEXrCS8c/kyhGJxRpAiUVCbdRZ+fuIj0gvBe+6PCZxzO4jEDzGJzaEqg==