CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

Contrato CNH-R01-L02-A4/2015

Operador: Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V.

Abril 2023

Contenido

I. Identificación del Operador y del Área Contractual 3

II. Elementos generales de la modificación al Plan de Desarrollo 5

III. Relación cronológica del proceso de revisión 6

IV. Criterios de evaluación utilizados para la emisión del Dictamen Técnico 7

V. Análisis del cumplimiento de los criterios de evaluación 8

a) Motivo y Justificación de la Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción. 8

b) Características generales y propiedades de los yacimientos del Área Contractual 10

c) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos 11

d) Comparativo de las alternativas evaluadas para la Modificación al Plan de Desarrollo 17

e) Comparativo de la actividad física del Plan de Desarrollo vigente contra la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo 22

f) Análisis Técnico de la solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo 23

g) Mecanismos de Medición de la producción de Hidrocarburos 32

h) Comercialización de la Producción 38

i) Aprovechamiento de gas 43

j) Evaluación Económica 46

VI. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y métricas de evaluación de la modificación al Plan de desarrollo para la Extracción 51

VII. Sistema de Administración de Riesgo 56

VIII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional y Capacitación y Transferencia Tecnológica 56

IX. Cumplimiento Contractual 57

X. Resultado del Dictamen Técnico 57

a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país: 57

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: 58

c) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos: 58

d) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país: 58

e) La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables: 58

f) Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos: 58

g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos: 59

XI. Conclusiones 59

XII. Recomendaciones 60

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA CONTRACTUAL

El Contrato CNH-R01-L02-A4/2015 (en adelante, **Contrato**) para la Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de Producción Compartida se celebró el 7 de enero de 2016, por una parte, los Estados Unidos Mexicanos por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, **Comisión o CNH**) y por otra parte el Consorcio Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. y Petrobal Upstream Delta 1, S.A. de C.V.

Cabe señalar que de conformidad con la Cláusula 2.5 del Contrato, la empresa Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. (en adelante, **Operador o Contratista**) fue designada como Operador de éste.

En este sentido, el 29 de enero de 2019 el Órgano de Gobierno de la Comisión, mediante la Resolución CNH.E.05.001/19, aprobó el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por el Contratista, relacionado con el Contrato.

Posteriormente, el 15 de junio de 2021 el Órgano de Gobierno de la Comisión, mediante la Resolución CNH.E.43.001/2021, aprobó la primera modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por el Contratista, relacionada con el Contrato.

Asimismo, el 07 de diciembre de 2021, el Órgano de Gobierno de la Comisión, mediante la Resolución CNH.12.004/2021, aprobó la segunda modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentada por el Contratista, relacionada con el Contrato.

Los datos del Contrato se muestran en la Tabla 1.

Contrato	**CNH-R01-L02-A4/2015**
Ubicación	**Frente a las costas de los estados de Tabasco y Campeche**
Superficie	**Total 57.966 (km^2) Ichalkil, 45.096 (km^2) Pokoch, 12.870 (km^2)**
Fecha Efectiva	**7 de enero de 2016**
Vigencia	**25 años a partir de la fecha efectiva**
Tipo de Contrato	**Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Producción Compartida**
Operador	**Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V.**
Profundidad para Extracción	**Sin restricción**
Yacimientos y/o Campos	**Ichalkil (Jurásico Superior Kimmeridgiano (en adelante, JSK) y Cretácico Superior (en adelante, KS)) y Pokoch (JSK)**
Colindancias	**Al norte: AE-0161-M-Chalabil y A-0242-M-Campo Och Traslape Superficial: AE-0159-M-Chalabil**

Tabla 1. Datos generales del Área Contractual.
(Fuente: Comisión)

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

El Área Contractual número 4 (en adelante, **Área Contractual**) se ubica en aguas someras de la plataforma marina en la provincia petrolera denominada Cuencas del Sureste, a una distancia aproximada entre 40 y 50 Km de la línea fronteriza entre las costas de los estados de Tabasco y Campeche, con un tirante de agua de 35 a 45 m de profundidad. Geológicamente se encuentra en la Cuenca del Pilar Reforma-Akal y abarca un área aproximada de 57.966 Km^2 entre los dos campos. (Figura 1 y Tabla 2 y Tabla 3)

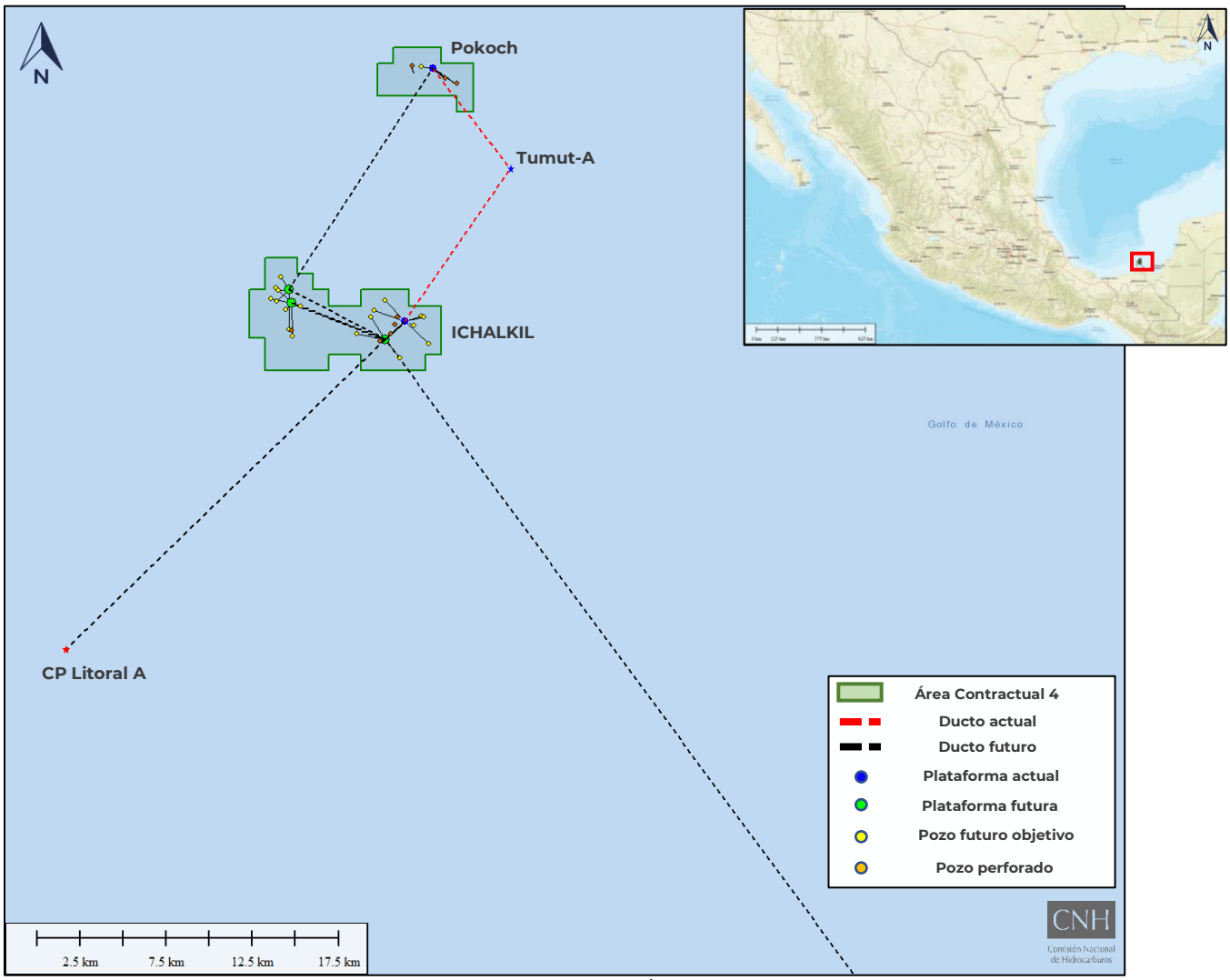


Figura 1. Ubicación del Área Contractual.
(Fuente: Comisión)

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	92° 30’ 00’’	19° 04’ 30’’	13	92° 26’ 00’’	19° 01’ 30’’
2	92° 30’ 00’’	19° 04’ 00’’	14	92° 26’ 00’’	19° 01’ 00’’
3	92° 29’ 30’’	19° 04’ 00’’	15	92° 28’ 00’’	19° 01’ 00’’
4	92° 29’ 30’’	19° 03’ 30’’	16	92° 28’ 00’’	19° 01’ 30’’
5	92° 29’ 00’’	19° 03’ 30’’	17	92° 29’ 00’’	19° 01’ 30’’
6	92° 29’ 00’’	19° 03’ 00’’	18	92° 29’ 00’’	19° 01’ 00’’
7	92° 28’ 00’’	19° 03’ 00’’	19	92° 31’ 00’’	19° 01’ 00’’
8	92° 28’ 00’’	19° 03’ 30’’	20	92° 31’ 00’’	19° 02’ 00’’
9	92° 26’ 30’’	19° 03’ 30’’	21	92° 31’ 30’’	19° 02’ 00’’
10	92° 26’ 30’’	19° 03’ 00’’	22	92° 31’ 30’’	19° 03’ 30’’
11	92° 25’ 30’’	19° 03’ 00’’	23	92° 31’ 00’’	19° 03’ 30’’
12	92° 25’ 30’’	19° 01’ 30’’	24	92° 31’ 00’’	19° 04’ 30’’

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices del polígono del Campo Ichalkil del Área Contractual. (Fuente: Anexo 1 del Contrato)

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	92° 25’ 30’’	19° 11’ 00’’	6	92° 25’ 00’’	19° 09’ 30’’
2	92° 25’ 30’’	19° 10’ 30’’	7	92° 27’ 30’’	19° 09’ 30’’
3	92° 24’ 30’’	19° 10’ 30’’	8	92° 27’ 30’’	19° 10’ 30’’
4	92° 24’ 30’’	19° 09’ 00’’	9	92° 27’ 00’’	19° 10’ 30’’
5	92° 25’ 00’’	19° 09’ 00’’	10	92° 27’ 00’’	19° 11’ 00’’

Tabla 3. Coordenadas geográficas de los vértices del polígono del Campo Pokoch del Área Contractual. (Fuente: Anexo 1 del Contrato)

II. Elementos generales de la modificación al Plan de Desarrollo

Antecedente

Mediante la Resolución CNH.12.004/2021 del 7 de diciembre de 2021, la Comisión aprobó la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción para el Contrato el cual tenía como objetivo la perforación y terminación de 17 pozos de desarrollo, la perforación de 1 pozo para inyección de agua residual, recuperación y puesta en producción de 4 pozos previamente perforados, 3 reparaciones mayores (en adelante, **RMA**), 78 reparaciones menores (en adelante, **RME**), y la construcción de 4 plataformas y 1 terminal de recibo de la producción en Tierra con el objetivo de recuperar un volumen de 455 millones de barriles (en adelante, **MMb**) de aceite y 567 miles de millones de pies cúbicos (en adelante,

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

MMMpc) de gas. Lo anterior, mediante un costo total de 7,499.28 millones de dólares (en adelante, **MMUSD**). (Que incluye inversión y gasto de operación).

Alcance

Posteriormente, el 15 de diciembre de 2022 mediante escrito 685-2022 el Operador presentó la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción (en adelante, **Plan Modificado propuesto**).

El Plan Modificado propuesto del Contrato consiste en la perforación y terminación de 19 pozos productores, 2 RMA, 21 RME, la construcción y el tendido de 11 ductos, la construcción de 3 plataformas y la construcción de una instalación en Tierra para el uso de gas adicional como sistema artificial de producción de bombeo neumático en los pozos, con el objetivo de recuperar un volumen de 444.46 MMb de aceite y 450.93 MMMpc de gas a la vigencia del Contrato.

Lo anterior, con una inversión de 3,081.09 MMUSD y un gasto de operación de 3,571.39 MMUSD, dando un costo total del proyecto de 6,652.47 MMUSD.

III. Relación cronológica del proceso de revisión

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

- ✓ Dirección General de Dictámenes de Extracción.
- ✓ Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción.
- ✓ Dirección General de Reservas.
- ✓ Dirección General de Seguimiento de Contratos.
- ✓ 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 así como el Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología.

La Figura 2 muestra el diagrama del proceso de evaluación y Dictamen Técnico respecto del Plan Modificado propuesto presentado por el Contratista para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/73/2022, solicitud de aprobación de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción y modificación al Programa de Trabajo y Presupuesto 2022 del Contrato de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

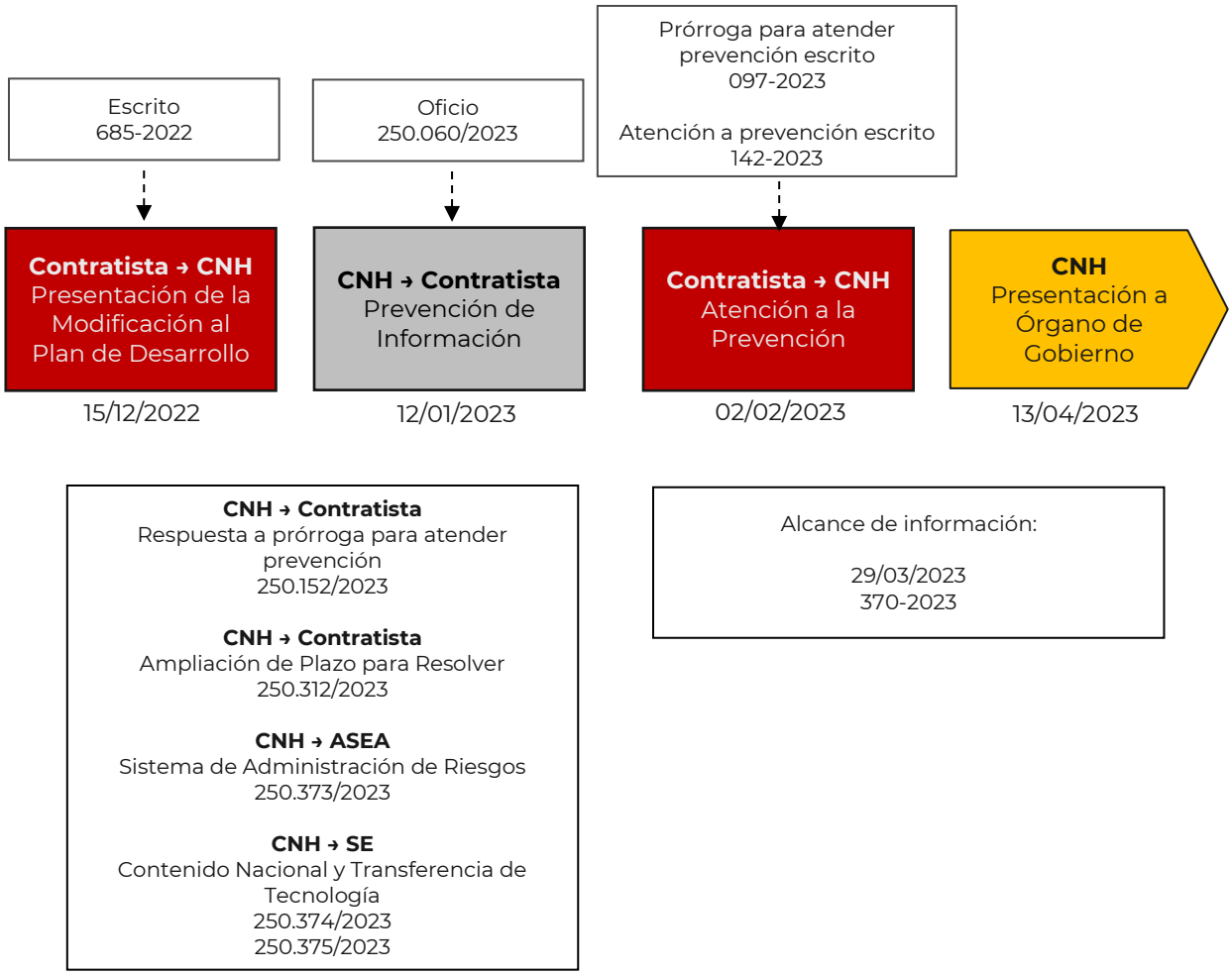


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación y Dictamen Técnico.
(Fuente: Comisión)

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

Se verificó que las modificaciones propuestas por el Operador fueran congruentes y cumplieran con 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. 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"* (en adelante, **Lineamientos**) publicados en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, **DOF**) el 12 de abril de 2019 mismos que han sido modificados por acuerdos publicados en el DOF el 31 de marzo y 20 de agosto, ambos de 2021.

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

Adicionalmente, se realizó el análisis del Plan Modificado propuesto 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, los *Lineamientos Técnicos en Materia de Recuperación Secundaria y Mejorada* (en adelante, **LTMRSM**) publicados en el DOF el 22 de noviembre de 2018 y las *Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos* (en adelante, **Disposiciones**) publicadas en el DOF el 7 de enero de 2016 y modificadas por acuerdo publicado en el DOF el 10 de marzo de 2020 y 23 de junio de 2022.

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:

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.

V. ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN

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

El Plan Modificado propuesto actualiza los supuestos establecidos en el artículo 62, fracciones II, XI y penúltimo párrafo de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

> Exista una variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado.
>
> El Operador establece que de los 3 pozos contemplados a perforar en el Plan vigente para el año 2022, solo concluyó con 1 debido a:
>
> - La reprogramación de la perforación del pozo Pokoch-3DES de 2022 a 2025 con la finalidad de verificar la certidumbre geológica y el costo-beneficio de la perforación de dicho pozo.
> - El retraso de la perforación del pozo Ichalkil-8DES como resultado de un proceso mayor a lo esperado para la consecución del contrato de una plataforma de perforación auto elevable, debido a las condiciones de mercado de la industria.

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

La Tabla 4, muestra las diferencias para el periodo de 2022-2028, en el entendido que a partir de 2029 el Operador no planea realizar perforaciones adicionales.

Año	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Plan Vigente	3	2	2	5	4	2	0
Plan Propuesto + real ejecutado	1	1	3	4	6	3	2
Diferencia	**-2**	**-1**	**+1**	**-1**	**+2**	**+1**	**+2**

Tabla 4. Variación en el número de pozos a perforar respecto de los contenidos en el Plan aprobado. (Fuente: Comisión con Información presentada por el Contratista)

Toda vez que para el año 2022 en el periodo de ejecución del Plan vigente y en el año 2028 del periodo contemplado en el Plan Modificado propuesto, existe una variación de más de 2 pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado, por lo tanto, se actualiza el supuesto de modificación del artículo 62, fracción II.

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

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

   Dado que los perfiles de producción para el año 2022 consideraban la perforación, terminación e inicio de producción de los pozos Pokoch-3DES e Ichalkil-8DES, hay un decremento del volumen de aceite de más del 30% respecto a lo contemplado a recuperar en el Plan vigente, con lo cual se actualiza el supuesto de modificación del artículo 62, fracción XI como se observa en la siguiente tabla:

Concepto	Aceite MMb	%
Volumen de aceite Plan vigente 2022	13.60	100
Volumen de aceite recuperado 2022*	7.43	54.6
Diferencia en volumen y en %	**-6.2**	**-45.4**

*Considera producción real a nov-22 + proyección dic-22.

Tabla 5. Diferencia de volumen producido 2022. (Fuente: Comisión)

Finalmente, el Operador manifiesta que el Plan Modificado propuesto considera cambios técnicos y económicos respecto al Plan de Desarrollo vigente, lo anterior, derivado de que se actualizan los requerimientos de infraestructura para asegurar la óptima explotación de las Reservas del Área Contractual. Dichas actualizaciones consideran lo siguiente:

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

Fase I:

- Extender la denominada Fase I del Plan vigente de diciembre del 2025 a marzo del 2026.
- Cambio del Punto de Medición Fiscal aprobado para el aceite a Punto de Medición Provisional (más detalle en el apartado correspondiente del presente Dictamen).

Fase II:

- Retrasar el inicio de la denominada Fase II del Plan vigente de diciembre del 2025 a marzo del 2026.
- Incrementar la perforación con 2 pozos adicionales a los contemplados en el Plan vigente, así como actualizar el objetivo de algunos de ellos con base en la información actualizada del rendimiento de los yacimientos.
- Actualizar el destino de la producción de Petróleo de la Fase II en dónde también se ubicará el punto de Medición Fiscal del mismo. (Más detalle en el inciso g) del apartado V del presente Dictamen)

b) Características generales y propiedades de los yacimientos del Área Contractual

Las principales características geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y de los yacimientos considerados para explotación en el Área Contractual se muestran en la Tabla 6.

Asignación / Contrato	**CNH-R01-L02-A4/2015**						
Campo	**Ichalkil**						**Pokoch**
Yacimiento	KS-E	KS-Central	KS-O	JSK-E	JSK-Central	JSK-O	JSK
Área km^2	15.43	5.77	23.44	14.87	6.48	18.26	7.98
Año de Descubrimiento	2005	2009	2009	2016	2009	2009	2016
Fecha de inicio de producción	2021	-	-	2021	-	-	2021
Profundidad promedio (mvbnm)	4,850	4,785	4,623	5,353	5,332	5,253	4,704
Tipo de Yacimiento	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro
Pozos							
Productores	1**	0	0	2	0	0	2**
Cerrados con posibilidades	0	0	0	0	0	0	0
Cerrados sin posibilidades	0	0	0	0	0	0	0
Taponados	1*	0	0	0	0	1*	1*
Marco geológico							
Era	Mesozoico						

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

Periodo	Cretácico			Jurásico			
Época	Superior/Inferior			Superior/Medio/Inferior			
Cuenca	Pilar de Akal						
Play	Cretácico			Jurásico			
Régimen tectónico	Sureste						
Ambiente de depósito	Plataforma carbonatada						
Litología	Caliza			Dolomía			
Propiedades Petrofísicas							
% Saturación inicial promedio de agua	38.2	33.0	33.0	36.6	31.0	31.0	29.9
Porosidad promedio %	6.3	6.6	6.6	8.9	7.8	7.8	8.8
Permeabilidad promedio (mD)	17.60	17.60	17.60	82.30	82.30	82.30	43.02
Espesor bruto promedio (m)	193.0	296.1	269.0	111.4	116.9	141.1	121.3
Espesor neto promedio (m)	171.53	224.08	210.73	66.14	101.93	80.82	89.73
Relación neto /bruto (%) o Frac.	88.9	75.7	78.3	59.3	87.2	57.3	74.0
Propiedades de los Fluido							
Densidad °API	38.5	38.5	38.5	45	45	45	38.5
Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento (cP)	0.22	0.22	0.22	0.13	0.13	0.13	0.18
Factor de volumen de aceite inicial (Boi)	1.56	1.56	1.56	2.16	2.16	1.96	1.79
Densidad relativa del gas (Ad)	0.931	0.931	0.931	0.877	0.877	0.877	0.866
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	1,461	1,461	1,461	1,383	1,383	1,383	1,365.5
Presión de saturación o rocío (Kg/cm^2)	234.1	234.1	234.1	335.6	335.6	335.6	303.9
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (Mpc/b)	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1	5.1
Propiedades del Yacimiento							
Temperatura °C	154.5	154.5	154.5	167.7	167.7	167.7	143.6
Presión inicial (Kg/cm^2)	323.2	315.2	315.2	736.4	736.4	736.4	489.5
Presión actual (Kg/cm^2)	303.6	314.6	314.6	611.2	736.4	651.7	455.1
Mecanismo de empuje principal	Empuje hidráulico			Expansión roca-fluidos			

*Los pozos Pokoch-1, Ichalkil-1 e Ichalkil-1DEL no fueron considerados de utilidad por el Operador y fueron abandonados por el anterior Operador.
**Los pozos Ichalkil-2DEL y Pokoch-1DEL son considerados de Desarrollo por el Operador.

Tabla 6. Características generales de los yacimientos del Contrato.
(Fuente: Información presentada por el Contratista)

c) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

1. Evolución histórica del volumen original de hidrocarburos de los campos pertenecientes al Área Contractual.

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

El volumen original de gas en el Área Contractual presentado en el Plan Modificado propuesto presenta variaciones con respecto a las cifras de Reservas al 1 de enero de 2022, lo anterior es debido al ajuste de la relación de solubilidad de los yacimientos Ichalkil-KS-East, Ichalkil-JSK-East y el yacimiento Pokoch JSK con la información real de la producción de cada uno de los pozos de los yacimientos mencionados, cabe señalar que dichos cambios se verán reflejados en la cuantificación y certificación al 1 de enero de 2023.

Los datos de volumen original y Reservas cuantificados y certificados por parte del Contratista se consolidaron a partir del año 2020, posteriormente para el año 2022 hubo una modificación en los volúmenes originales, que, a decir por el Contratista, tuvo su origen en la reinterpretación sísmica según lo manifestado en el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación al 1 de enero de 2022.

En la Figura 3 se muestra la comparación de los volúmenes originales de aceite entre los datos oficiales presentados en los diferentes ejercicios de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación y esta propuesta de Modificación; mientras que en la Figura 4, se presenta la información correspondiente a los volúmenes de gas.

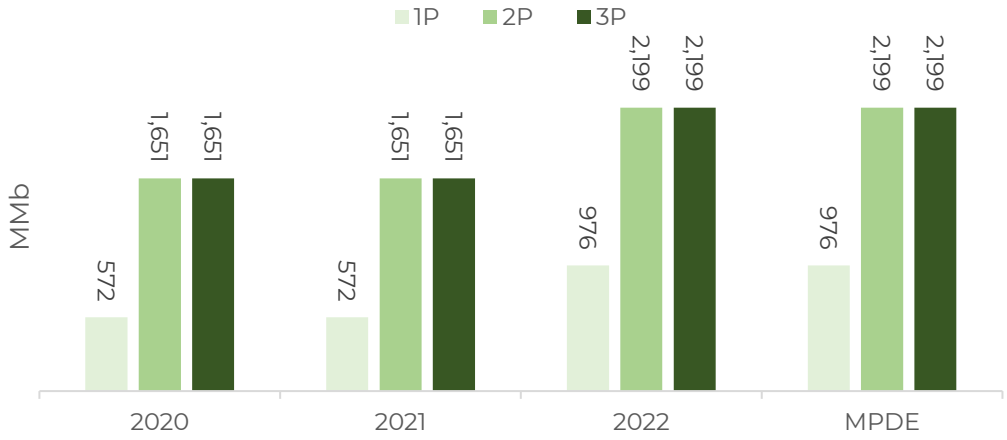


Figura 3. Evolución de los volúmenes originales de aceite del Contrato.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

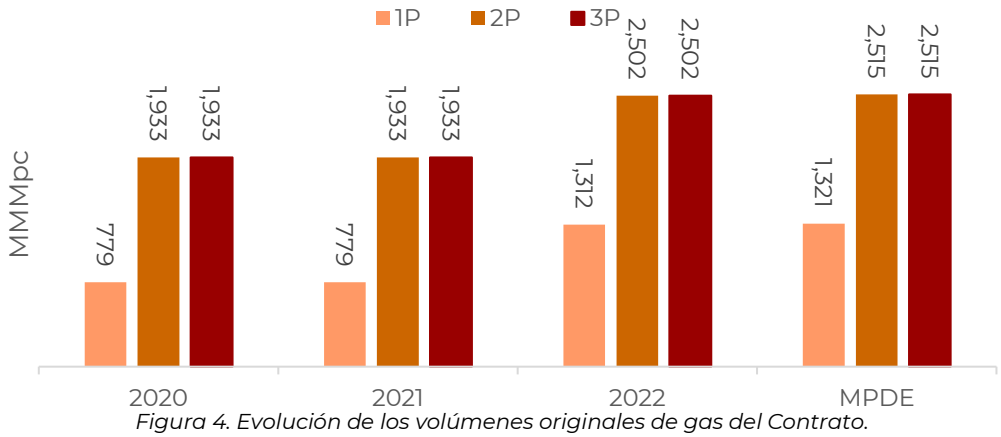


Figura 4. Evolución de los volúmenes originales de gas del Contrato.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

2. Evolución histórica de las Reservas asociadas a los campos pertenecientes al Área Contractual.

El Plan Modificado propuesto del Contrato en el horizonte diciembre 2022- enero 2041 contempla recuperar un volumen de 444.46 MMb de aceite y 450.93 MMMpc de gas, lo que corresponde al 76.7% de aceite y 66.5% de gas de las reservas 2P al límite económico cuantificadas al 01 de enero de 2022, el factor de recuperación final en el área contractual asociado a dichos volúmenes a recuperar asciende a 20.54% para el aceite y 18.39% para el gas.

En este sentido, las reservas cuantificadas en el Plan Modificado propuesto consideran variaciones con respecto de las Cifras Oficiales de Reservas al 01 de enero de 2022 lo anterior debido a la actualización del cronograma de actividades, comportamiento de los pozos Pokoch-2DES, Ichalkil-2DES, Ichalkil-4DES e Ichalkil-6DES, así como la producción acumulada entre los diferentes cortes de cuantificación y la actualización en la relación Gas-Aceite real medida en los pozos productores de los yacimientos del Área Contractual, lo anterior se observa en las Figuras 5 y 6.

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

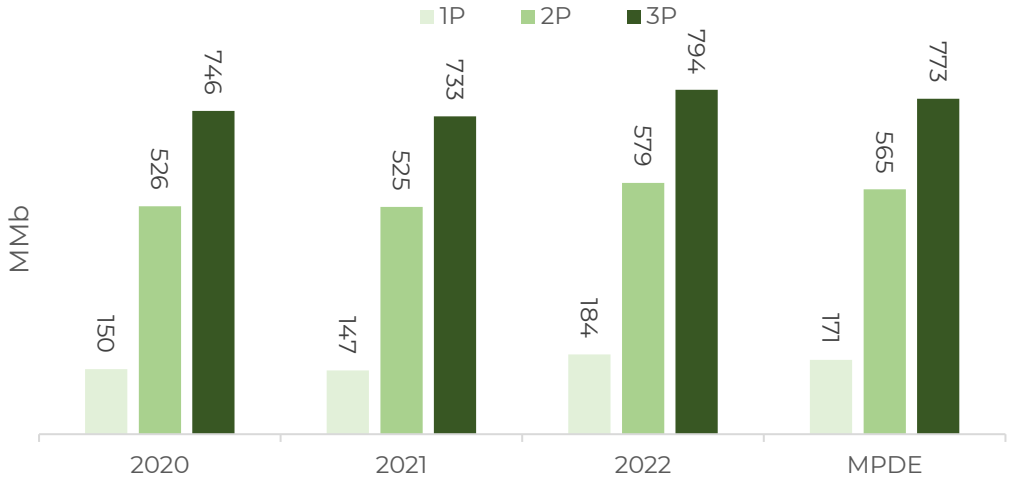


Figura 5. Evolución histórica de Reservas de aceite del Contrato.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

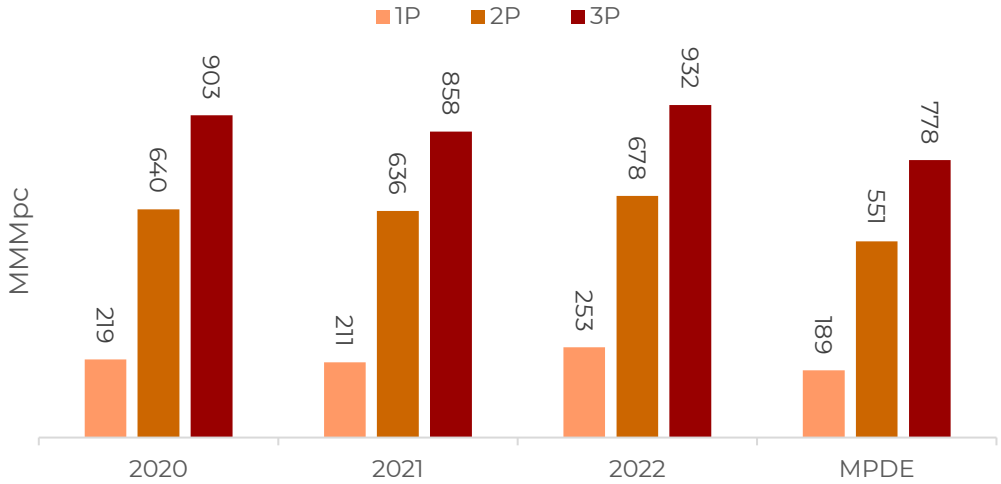


Figura 6. Evolución histórica de Reservas de gas del Contrato.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

Respecto al factor de recuperación final esperado en el Área Contractual al límite económico, este asciende al 26% para aceite y 22.3% para gas en la categoría 2P, presentando una diferencia mínima del 0.4% para el aceite y de 4.8 % para el gas respecto a las cifras oficiales de Reservas al 01 de enero de 2022 en la misma categoría.

La comparación de los factores de recuperación finales, correspondientes al Plan Modificado propuesto, así como las cifras oficiales de Reservas al 01 de enero de 2022, se presentan en las Figuras 7 y 8.

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

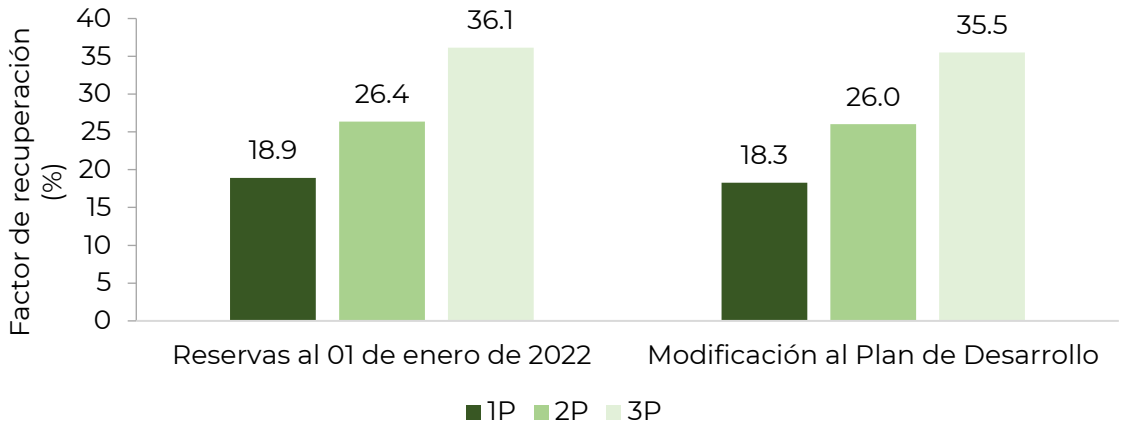


Figura 7. Comparación del factor de recuperación final de aceite del Contrato.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

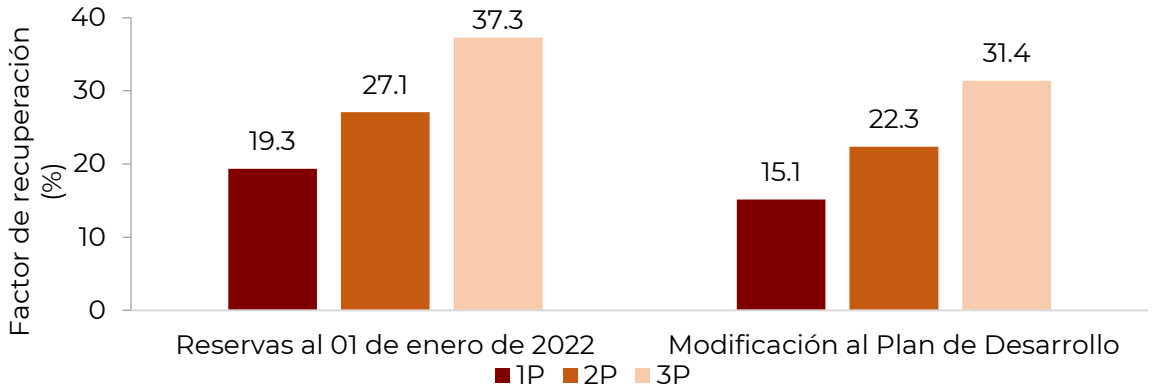


Figura 8. Comparación del factor de recuperación final de gas del Contrato.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

3. Actividad física asociada a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción

De acuerdo con la actividad física documentada en el Plan Vigente (2022), se tenían 18 perforaciones y 22 terminaciones adicionales, para el caso de las reparaciones mayores se tenían documentadas un total de 3, para el caso de la actividad al 01 de enero de 2022 el Contratista contempló la terminación de 24 pozos y un total de 3 reparaciones mayores, siendo acorde con la estrategia contemplada en el Plan Vigente.

En la Propuesta de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, el Contratista considera realizar 19 terminaciones de pozos y 2 reparaciones mayores.

La comparación de la actividad física a desarrollar en la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo y lo documentado en el Plan Vigente y Reservas al 01 de enero de 2022 se muestra en la Tabla 7.

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

Actividad	Plan Vigente	Reservas al 01 enero de 2022	Modificación al Plan de Desarrollo
Perforación	22*	24	19
RMA	3	3	2

*Considera 18 perforaciones y 22 terminaciones.

Tabla 7. Comparación de actividad física del Contrato.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

4. Pronósticos de Producción del Plan de Desarrollo para la Extracción

De acuerdo con los pronósticos de producción presentados, se tiene continuidad con la tendencia de producción histórica reportada a la Comisión, al analizar los pronósticos de producción del Área Contractual se observa una tendencia al alza en el año 2024, producto del incremento de producción asociado a la terminación de los pozos de desarrollo, como se observa en las Figuras 9 y 10.

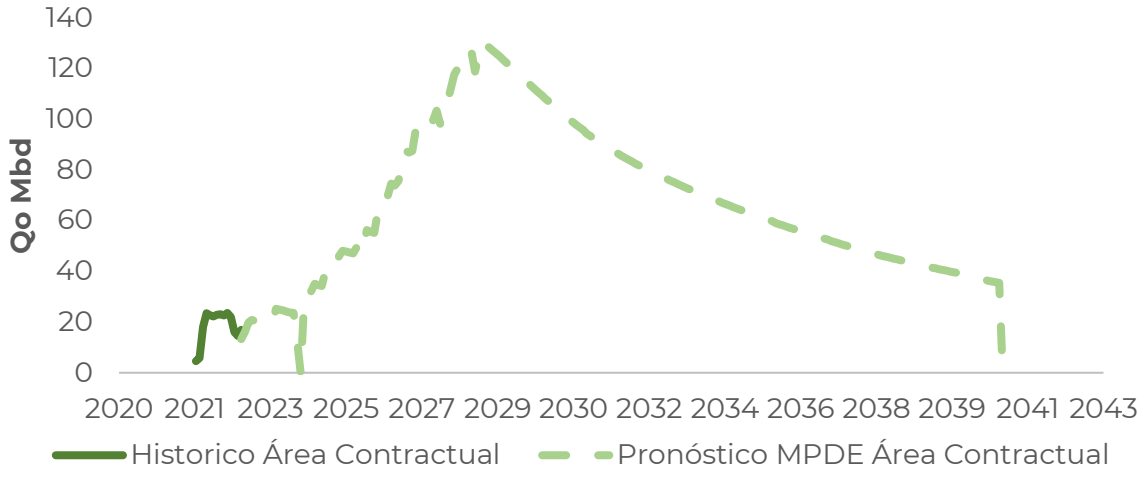


Figura 9. Comportamiento del pronóstico de producción de aceite del Área Contractual.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

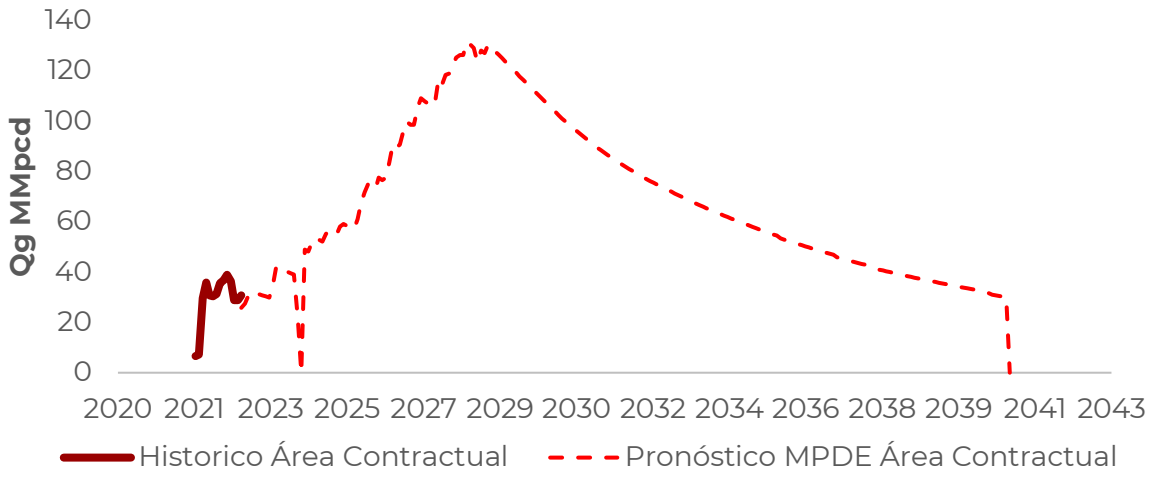


Figura 10. Comportamiento del pronóstico de producción de gas del Área Contractual. (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

5. Conclusiones

Con base en la información observada, presentada en el Plan Modificado propuesto por el Contratista, se concluye que:

1. Los volúmenes originales de hidrocarburos presentan variaciones respecto del Plan Vigente, a decir del Contratista, derivado de una reinterpretación sísmica y la adecuación de la Relación de Solubilidad con datos reales de producción de los yacimientos productores.

2. Las reservas han tenido variaciones a la baja respecto de las cifras oficiales de Reservas a 1 de enero de 2022, a decir por el Contratista, debido a la mayor declinación en el campo Pokoch, eliminación de un pozo en la estrategia de Ichalkil JSK Oeste y uno en Ichalkil JSK Central, así como el menor desempeño de los pozos Ichalkil-4 e Ichalkil-6.

3. Las actividades físicas y los pronósticos de producción se encuentran en orden de magnitud con respecto a las Reservas cuantificadas.

d) Comparativo de las alternativas evaluadas para la Modificación al Plan de Desarrollo

Para el Desarrollo de los Campos del Área Contractual el Contratista ha analizado diferentes opciones considerando la ubicación geográfica y la profundidad o tirante de agua. Del análisis realizado determinó que el desarrollo de los Campos se hará en dos fases. Una primera fase de producción temprana, en donde se recuperan los pozos delimitadores y se construye la infraestructura necesaria para ponerlos en producción en el corto plazo (Fase I) y una segunda fase de producción con separación y tratamiento de

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

fluidos donde se construye infraestructura adicional y se establece un destino para la producción (Fase II).

La Fase I del proyecto el Contratista la ha desarrollado desde la aprobación del primer Plan de Desarrollo para el Área Contractual, sin embargo, en el presente Plan Modificado propuesto, el Contratista, considerando las condiciones operativas en la plataforma Tumut-A (propiedad de Pemex pero arrendada bajo operación del Operador), estima que la Fase I de desarrollo contemplada en el Plan vigente tenga una duración hasta marzo del 2026, lo anterior, con objeto de maximizar la producción y el valor asociado a la Fase I incorporando un mayor número de pozos que estarán fluyendo desde las plataformas consideradas para dicha fase (Ichalkil-2DEL, Pokoch-1DEL e Ichalkil-B (pendiente por construir)).

Derivado de los cambios anteriores, el Contratista analizó tres alternativas de desarrollo para la Fase II del Proyecto, la cual comprenderá de marzo del 2026 a enero del 2041.

A continuación, se describen las alternativas de explotación analizadas, considerando su viabilidad de aplicación de acuerdo con las posibles ventajas, desventajas, retos tecnológicos, riesgos, infraestructura necesaria y el tiempo que se requiere para la implementación de la denominada Fase II:

Alternativa 1 (CP Litoral-A + Atasta, alternativa seleccionada)

Contempla para la Fase I:

- La infraestructura construida y operando: plataforma Pokoch-1DEL, plataforma Ichalkil-2DEL, 2 oleogasoductos de dichas plataformas hacia la plataforma Tumut-A, equipo de proceso instalado en la plataforma Tumut-A.
- La infraestructura por construir e instalar: plataforma de perforación Ichalkil-B y 1 oleogasoducto de 16” x 18 km de la plataforma Ichalkil-B a la plataforma Pokoch-1DEL.

Contempla para la Fase II:

- La construcción de 1 plataforma de separación y perforación Ichalkil-A y 1 plataforma de perforación Ichalkil-C.
- 4 oleogasoductos, 1 oleoducto y 5 gasoductos, 4 de ellos para la implementación del sistema artificial de producción de bombeo neumático en los pozos.
- Instalación de un equipo de medición y compresión de gas en el centro de proceso Atasta (en adelante, **CP Atasta**).
- Instalación de un sistema de Medición fiscal de petróleo y gas en la Plataforma de Proceso Litoral-A (propiedad de Pemex).

Así como actividades en las dos Fases que corresponden a la perforación y terminación de 19 pozos, 2 RMA y 21 RME.

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

Alternativa 2 (CPP + FSO)

Esta alternativa, adicional a lo contemplado para la Fase I, considera la instalación de las plataformas de perforación Ichalkil-A para la explotación del yacimiento Ichalkil-central, e Ichalkil-C para la explotación del yacimiento KS-oeste. Adicionalmente considera la instalación de una plataforma de procesamiento de producción (CPP Ichalkil), la cual estará conectada mediante pasarelas a dos plataformas auxiliares, una habitacional (LQ Ichalkil), una para la ubicación del quemador (FP Ichalkil), así como a la plataforma de perforación Ichalkil-A.

En esta alternativa se contempla el uso de una unidad flotante para el almacenamiento y descarga de producción (FSO). Dicha unidad será ubicada a una distancia aproximada de 24 Km en las cercanías de la plataforma Ichalkil CPP. El petróleo será acondicionado en la plataforma CPP Ichalkil y posteriormente será enviado al FSO mediante un oleoducto de 16'' x 24 Km y se almacenará en los tanques del FSO.

El petróleo será acondicionado o estabilizado antes de la medición fiscal y entrega a clientes finales libre a bordo "FOB", por sus siglas en inglés, a la descarga del FSO para la comercialización vía buque tanques; mientras que la corriente de gas será enviada a la plataforma CP Litoral-A (propiedad de Pemex Exploración y Producción) mediante un gasoducto de 12" x 26 km, donde se ubicara el Punto de Medición y entrega del gas; la venta del gas no se considera FOB en el Punto de Medición, dado que se incurrirá en costos logísticos y de comercialización entre el Punto de Medición y los puntos de venta.

La infraestructura de recolección también incluirá, a la salida de los tanques del FSO, con los Sistemas de Medición necesarios para la medición fiscal del Punto de Medición y posteriormente se dará descarga y entrega FOB a la producción almacenada en el FSO mediante buque tanques. La unidad flotante FSO tendrá una capacidad de almacenamiento de alrededor de 1 millón de barriles de aceite, con capacidad de bombeo hacia buque tanques.

Contempla para la Fase I:

- Misma infraestructura para la Fase I que la alternativa 1.

Contempla para la Fase II:

- La construcción de una unidad flotante de almacenamiento y distribución FSO con capacidad alrededor de 1 MMb.
- La construcción de 1 plataforma de perforación Ichalkil-A, 1 plataforma de perforación Ichalkil-C, 1 plataforma habitacional, 1 plataforma quemador y 1 plataforma Central de Procesamiento CPP Ichalkil.
- 4 oleogasoductos, 1 oleoducto y 2 gasoductos para el manejo de la producción.
- Instalación de un equipo de proceso en la plataforma CPP-Ichalkil.
- Instalación de un sistema de Medición fiscal de gas en la Plataforma de Proceso Litoral-A (propiedad de Pemex).
- Instalación de un sistema de Medición fiscal de petróleo en el FSO.

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

Así como actividades en las dos Fases que corresponden a la perforación y terminación de 19 pozos, 2 RMA y 68 RME.

Alternativa 3 (CPP + CP Litoral-A)

Esta alternativa es semejante a la alternativa 2, la diferencia radica en que no se utiliza un FSO para medición y almacenamiento del aceite a producir, la producción de hidrocarburos separada (aceite y gas) en la plataforma CPP Ichalkil será enviada mediante un oleoducto y un gasoducto nuevos de forma independiente hacia el CP Litoral-A, donde serán instalados los Sistemas de Medición Fiscal para ambas corrientes de forma independiente.

Contempla para la Fase I:

- Misma infraestructura para la Fase I que la alternativa 1 y 2.

Contempla para la Fase II:

- La construcción de 1 plataforma de perforación Ichalkil-A, 1 plataforma de perforación Ichalkil-C, 1 plataforma habitacional, 1 plataforma quemador y 1 plataforma Central de Procesamiento CPP Ichalkil.
- 4 oleogasoductos, 1 oleoducto y 2 gasoductos para el manejo de la producción.
- Instalación de un equipo de proceso en la plataforma CPP-Ichalkil.
- Instalación de un sistema de Medición fiscal de petróleo y gas en la Plataforma de Proceso Litoral-A (propiedad de Pemex).

Así como actividades en las dos Fases que corresponden a la perforación y terminación de 19 pozos, 2 RMA y 68 RME.

El Contratista selecciona la alternativa 1 derivado de que, es la que inicia la Fase II de forma acelerada en el 2026 aunado a que, aunque las otras dos alternativas se consideran técnicamente posibles, contemplan el inicio de la Fase II hasta el año 2028, y requieren mayor inversión en infraestructura, lo que hace más rentable la Alternativa 1 en términos de tasa interna de retorno, valor presente neto de la inversión y la relación beneficio/costo.

En la Tabla 8, se comparan los parámetros generales de las tres alternativas presentadas por el Contratista, mientras que en las Figuras 11 y 12, se presentan los pronóstico de producción correspondientes a éstas.

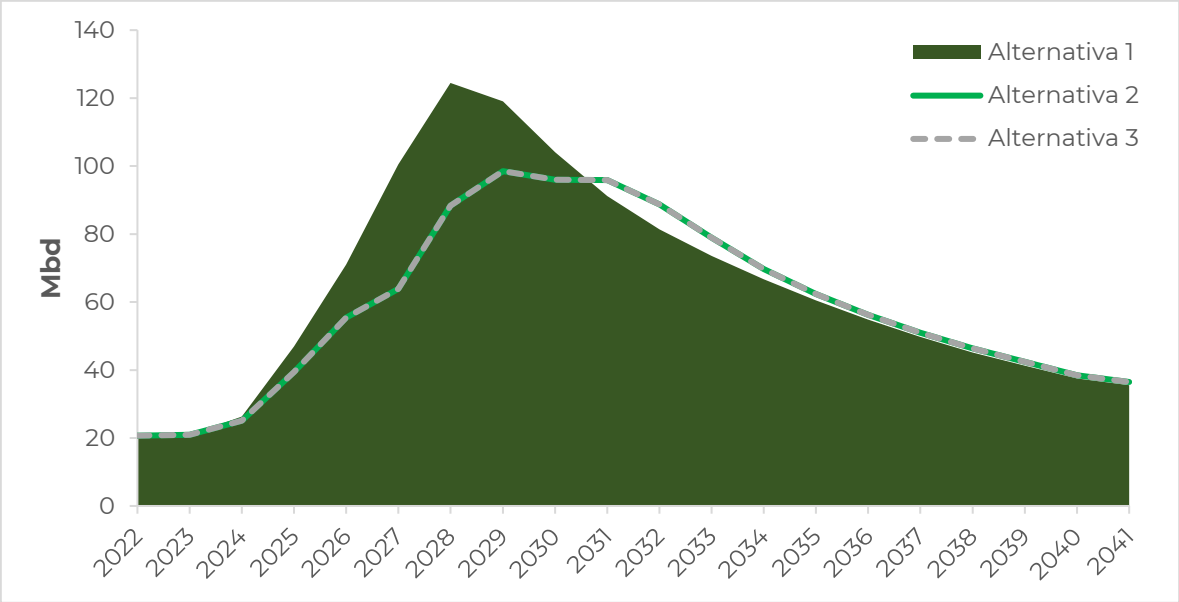
Características	**Alternativa 1 Seleccionada**	Alternativa 2	Alternativa 3
Perforación y terminación de pozos de desarrollo	19	19	19
RMA	2	2	2
RME	21	68	68
Ductos	11	8	8

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

Plataformas	3	6	6
Unidad flotante de almacenamiento y distribución (FSO)	0	1	0
Vol. a recuperar de aceite (MMb)	**444.46**	**408.89**	**408.89**
Vol. a recuperar de gas (MMMpc)	450.93	422.70	422.70
Vol. de gas a venta (MMMpc)	**528.46***	**301.61**	**301.61**
Inversiones (MMUSD)	**3,081.09**	**4,269.98**	**4,022.55**
Gastos de Operación (MMUSD)	**3,571.39**	**3,593.81**	**3,955.81**
VPN AI (MMUSD)	7,458.83	5,852.08	5,524.57
VPN DI (MMUSD)	**787.77**	**370.57**	**284.90**
TIR (%)	19.74	15.51	14.95
VPN/VPI AI	3.56	2.16	2.16
VPN/VPI DI	**0.38**	**0.14**	**0.11**

Nota: actividad y producción a partir de diciembre de 2022.
*incluye el gas producido propio de los yacimientos + el gas adicional producido utilizado para bombeo neumático.

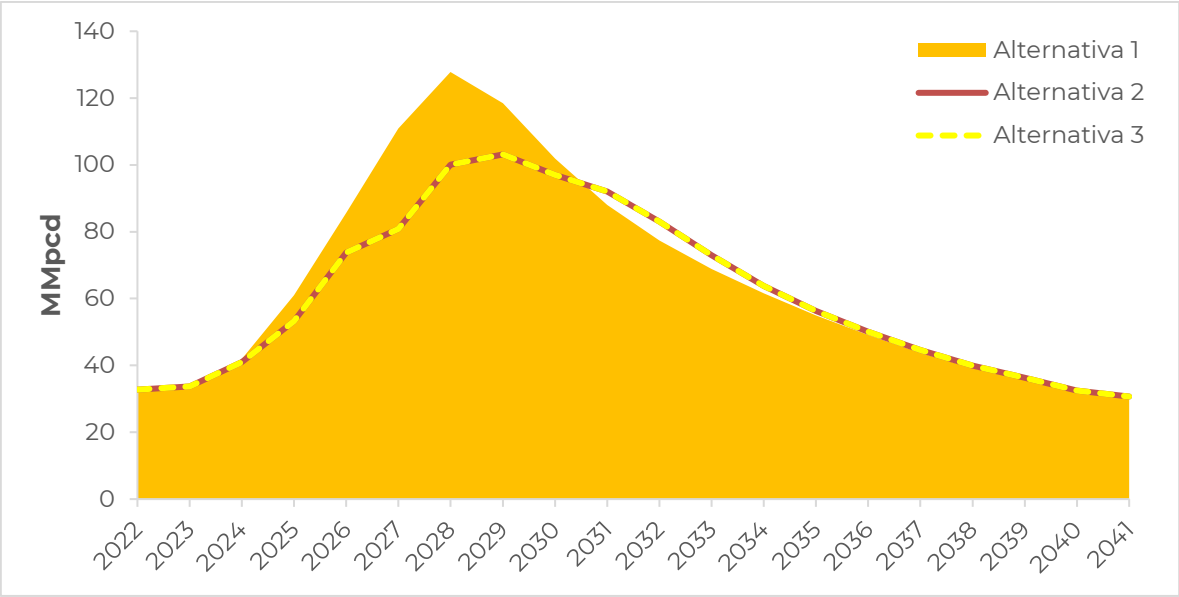
Tabla 8. Resumen de las alternativas propuestas para la Extracción.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)



Nota: 2022 considera el promedio de producción de aceite de todo el año.

Figura 11. Pronóstico de producción de aceite de las alternativas.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==



Nota: 2022 considera el promedio de producción de gas de todo el año.

Figura 12. Pronóstico de producción de gas de las alternativas.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

e) Comparativo de la actividad física del Plan de Desarrollo vigente contra la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo

La Tabla 9 presenta un comparativo de las actividades, inversiones y volumen de hidrocarburos por recuperar del Plan vigente y el Plan Modificado propuesto.

Actividad	Unidades	Plan de Desarrollo Vigente (2021-2041)	Real (2021-nov/2022)	Plan de Desarrollo Modificado (dic/2022–2041)
Perforación	**Número**	18	1	19
Terminación		22	5	19
Reparaciones Mayores (RMA)		3	0	2
Reparaciones Menores (RME)		78	0	21
Ductos		6	2	11
Plataformas		4	2	3
Terminal de Recibo en tierra		1	0	0
Taponamientos		22	0	24

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

Actividad	Unidades	Plan de Desarrollo Vigente (2021-2041)	Real (2021-nov/2022)	Plan de Desarrollo Modificado (dic/2022–2041)
Volumen de aceite a extraer	**MMb**	455	7.33	444.46
Volumen de gas a extraer	**MMMpc**	567	11.43	450.93
Costo Total[1)]	**MMUSD**	7,499.28	365.43	6,652.47

1) El Costo Total (inversiones y gastos de operación) del Plan vigente se considera a partir de septiembre del 2021 en consistencia con el Presupuesto aprobado, y el acumulado real se considera a partir de diciembre de 2021, fecha de aprobación del Plan vigente.

Tabla 9. Comparativa Plan vigente – avance – Plan Modificado propuesto.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

El presente Plan Modificado propuesto tiene por objetivo modificar algunas actividades que forman parte del Plan vigente asociado al Área Contractual y adicionar algunas actividades, como la perforación de pozos no contemplados en dicho Plan.

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

f.1) Características geológico – estructurales

Los campos del Área Contractual cuentan con datos sísmicos 3D disponibles de estudios sísmicos Tabal 3D, Mucuy 3D y Chukua 3D, de los cuales el estudio sísmico Tabal 3D es el más reciente adquirido por PEMEX en el 2004.

Para el Desarrollo de los Campos Ichalkil y Pokoch el Operador realizó el reprocesamiento sísmico de los datos que se tenían para fusionar los conjuntos de datos utilizando metodologías modernas de migración e imágenes sísmicas. El objetivo de dicho reprocesamiento fue obtener un volumen continuo de datos sísmicos con mayor calidad en toda el Área Contractual.

Campo Pokoch Jurásico.

El campo Pokoch se encuentra en un bloque originado por una falla inversa, el cual es elongado con dirección NO-SE. En este Campo se identifican dos fallas inversas principales, mismas que explican el entrampamiento y la migración de hidrocarburos en la estructura geológica. (Figura 13)

Este campo cuenta con un solo yacimiento productor de edad del Jurásico y en el cual el Contratista considera un contacto agua-aceite regional a la profundidad de 4,840 mvbnm.

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

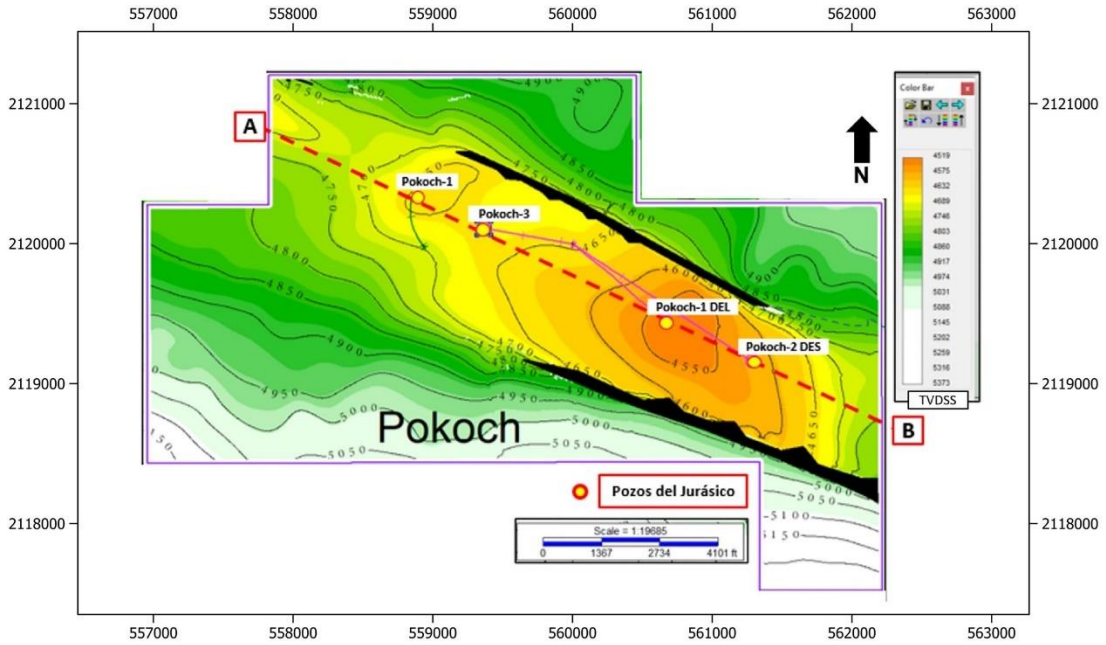


Figura 13. Estructura del Campo Pokoch en la cima del Jurásico.
(Fuente: Contratista)

Campo Ichalkil Cretácico.

El campo Ichalkil es productor de dos edades geológicas, la parte del campo con yacimiento de edad del Cretácico se caracteriza por ser un anticlinal con una suave pendiente NO-SE. Esta estructura fue creada por una columna de sal durante el Jurásico-Calloviano profundamente asentada y la cual fue movilizada por la sedimentación posterior y los movimientos tectónicos.

El contratista dividió el yacimiento en tres áreas principales (Figura 14):

- El área Ichalkil Este se encuentra en la parte extrema oriental del campo, y corresponde al bloque hundido de la falla.
- El área Ichalkil Central se encuentra en la parte media oriental del campo, y corresponde al bloque levantado de la falla.
- El área Ichalkil Oeste que cubre totalmente la mitad de la parte occidental del campo.

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

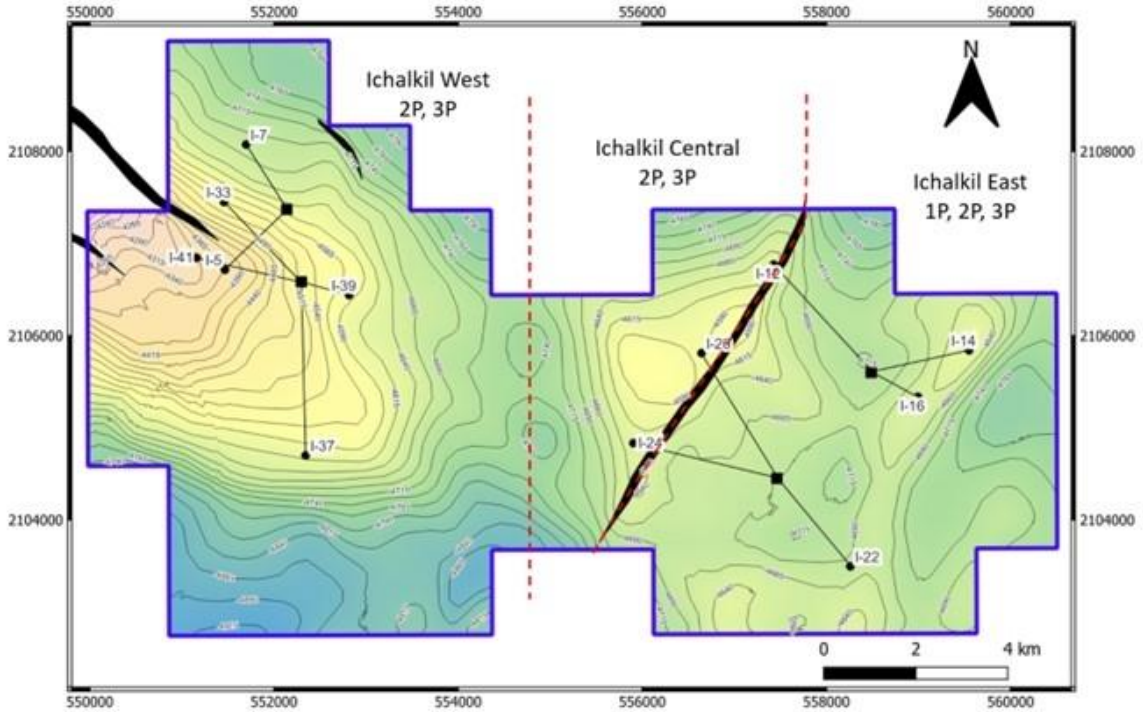


Figura 14. Estructura del Campo Ichalkil en la cima del Cretácico.
(Fuente: Contratista)

Para este yacimiento el Contratista no ha encontrado el contacto agua-aceite, sin embargo, con base en registros geofísicos, determinó que el volumen de aceite más profundo se encuentra a la profundidad de 4,992 mvbnm.

Campo Ichalkil Jurásico.

La parte del campo Ichalkil con yacimiento de edad del Jurásico, al igual que el yacimiento del Cretácico, corresponde a un anticlinal con una suave pendiente NO-SE. De igual manera, el Contratista dividió el yacimiento en tres áreas principales (Figura 15):

- El área Ichalkil Este corresponde al labio hundido de la parte oriental.
- El área Ichalkil Central se encuentra en la parte media oriental del campo, y corresponde al bloque levantado de la falla.
- El área Ichalkil Oeste que cubre totalmente la mitad de la parte occidental del campo.

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

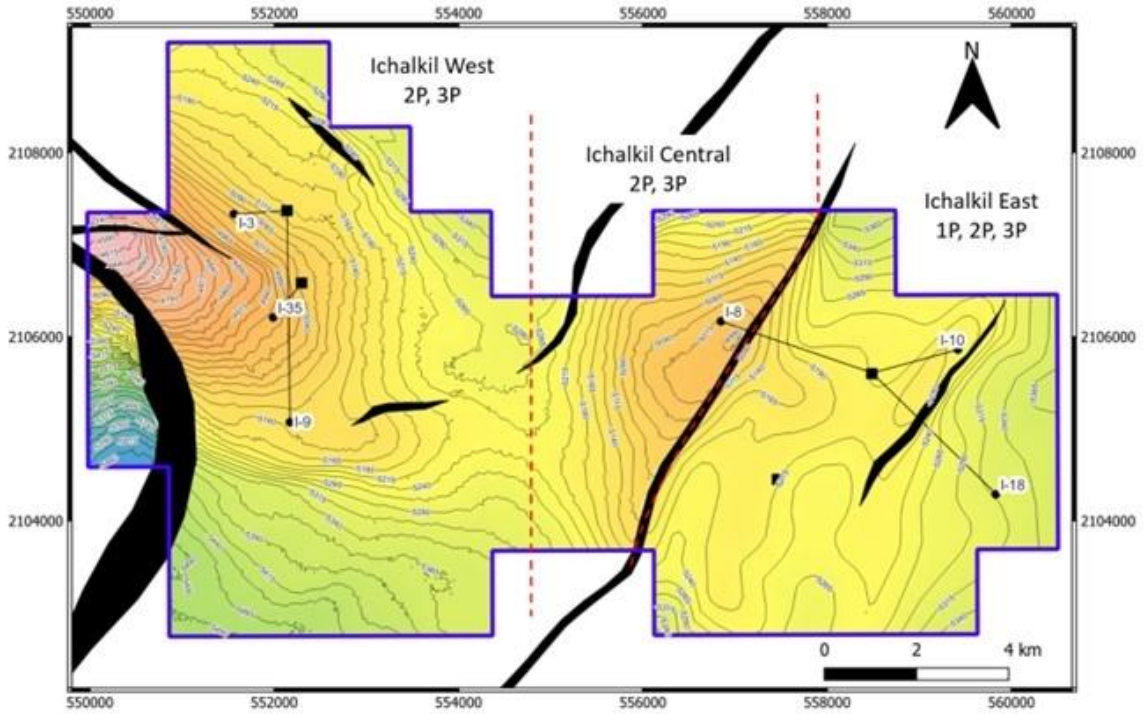


Figura 15. Estructura del Campo Ichalkil en la cima del Jurásico.
(Fuente: Contratista)

Durante la perforación del pozo Ichalkil-2DEL el Contratista encontró un intervalo de alta presión a la profundidad de 5,415 mvbnm en la base del JSK, en dicho intervalo realizó una prueba de producción, con lo cual determinó que el yacimiento del Jurásico a esa profundidad está limitado al área Ichalkil Este con un potencial de un volumen recuperable de 9 MMb de aceite.

f.2) Pronósticos de producción

En las Figuras 16 y 17, así como en las Tablas 10 y 11, se observa el comparativo de los escenarios de producción del Plan vigente, el volumen de hidrocarburos real extraído y el pronóstico asociado al Plan Modificado propuesto.

Aceite	Plan vigente 2021-2041	Real 2021- nov/2022	MPDE dic/2022-2041
Volumen por recuperar (MMb)	455	7.33	444.46

Tabla 10. Comparación del volumen de aceite a recuperar.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

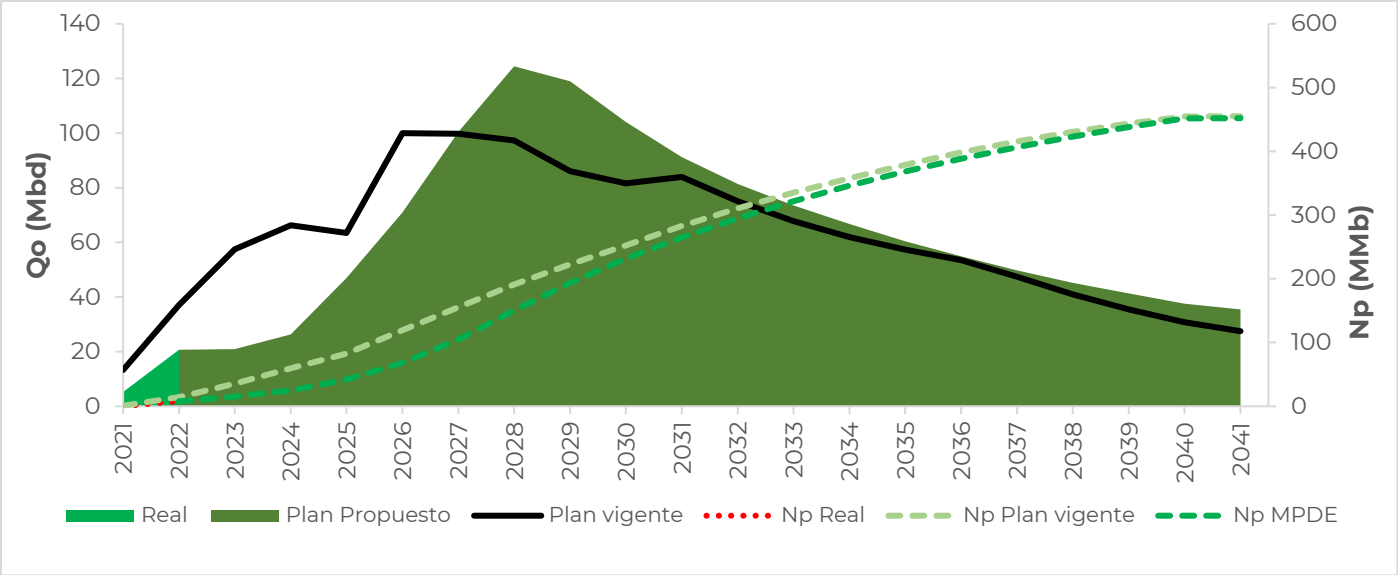


Figura 16. Pronóstico de producción de aceite del Plan vigente y el Plan Modificado.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

Gas	Plan vigente 2021-2041	Real 2021- nov/2022	MPDE dic/2022-2041
Volumen por recuperar (MMMpc)	567	11.43	450.93

Tabla 11. Comparación del volumen de gas a recuperar.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

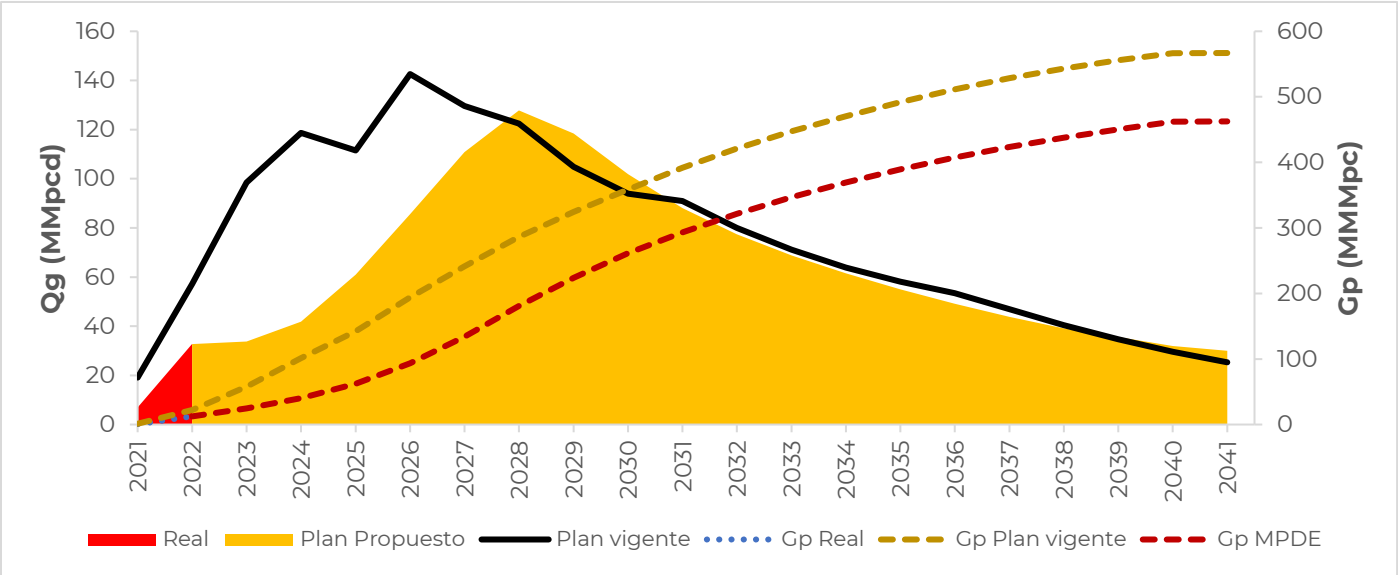


Figura 17. Pronóstico de producción de gas del Plan vigente y el Plan Modificado.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNIgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

f.3) Actividad física a realizar

A continuación, en la Tabla 12 se presenta la actividad física que será realizada en el Plan Modificado propuesto.

Cronograma de actividad	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Perforación de Pozos	0	1	3	4	6	3	2	0	0	0	0	0
Terminación de Pozos	0	1	3	4	4	5	2	0	0	0	0	0
RMA	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
RME	0	1	1	1	3	5	6	4	0	0	0	0
Construcción de instalaciones*	0	0	0	1	4	0	0	0	0	0	0	0
Ductos	0	0	0	1	10	0	0	0	0	0	0	0
Abandono de Pozos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Abandono Infraestructura y Ductos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Cronograma de actividad	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	**Total**
Perforación de Pozos	0	0	0	0	0	0	0	0	**19**
Terminación de Pozos	0	0	0	0	0	0	0	0	**19**
RMA	0	0	0	0	0	0	0	0	**2**
RME	0	0	0	0	0	0	0	0	**21**
Construcción de instalaciones*	0	0	0	0	0	0	0	0	**5**
Ductos	0	0	0	0	0	0	0	0	**11**
Abandono de Pozos	0	0	0	0	0	0	0	24**	**24**
Abandono Infraestructura y Ductos	0	0	0	0	0	0	0	20**	**20**

*Considera 3 Plataformas, instalación de un sistema de Medición fiscal de petróleo y gas en la Plataforma de proceso Litoral-A y la construcción de un equipo de medición y compresión de gas en el Centro de Proceso Atasta.

**Derivado de que el Límite económico estimado por el Contratista es posterior a la vigencia del Contrato, el abandono de los Pozos, ductos e infraestructura pudiera no realizarse en la fecha indicada.

Tabla 12. Actividad física del Plan Modificado propuesto.

(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

Perforación de Pozos

A la fecha en el campo Ichalkil se han perforado 5 pozos, Ichakil-1EXP e Ichalkil-1DEL, perforados por el anterior Operador, y los pozos Ichalkil-2DEL, Ichalkil-4DES e Ichalkil-6DES perforados por el Contratista.

A su vez, en el campo Pokoch, actualmente se tienen perforados 3 pozos, Pokoch-1EXP, perforado por el anterior Operador, y los pozos Pokoch-1DEL y Pokoch-2DES perforados por el Contratista.

Durante la ejecución del Plan Modificado se contempla la perforación de 19 pozos de Desarrollo direccionales con geometría tipo “J”, lo anterior con 4 Pozos Tipo, que tienen como objetivo los yacimientos del Cretácico y JSK del campo Ichalkil, y el yacimiento del JSK del campo Pokoch, las características principales de los Pozos Tipo se muestran en la Tabla 13 y los estados mecánicos en las Figura 18.

Campo	Pozos Tipo	Descripción	Objetivo Geológico	Geometría
Ichalkil	Tipo 1	Pozo de Desarrollo	JSK	Direccional Tipo "J" 30", 20", 16", 14", 9 7/8", 7 5/8"
	Tipo 2	Pozo de Desarrollo (Oeste)	JSK	Direccional Tipo "J" 30", 20", 16", 14", 9 7/8", 7 5/8"
	Tipo 3	Pozo de Desarrollo	Cretácico	Direccional Tipo "J" 30", 20", 13 5/8", 9 7/8", 7 5/8"
Pokoch	Tipo 4	Pozo de Desarrollo	JSK	Direccional Tipo "J" 30", 20", 13 5/8", 9 7/8", 7 5/8", 5 1/2"

Tabla 13. Características de los Pozos tipo del Plan Modificado propuesto.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

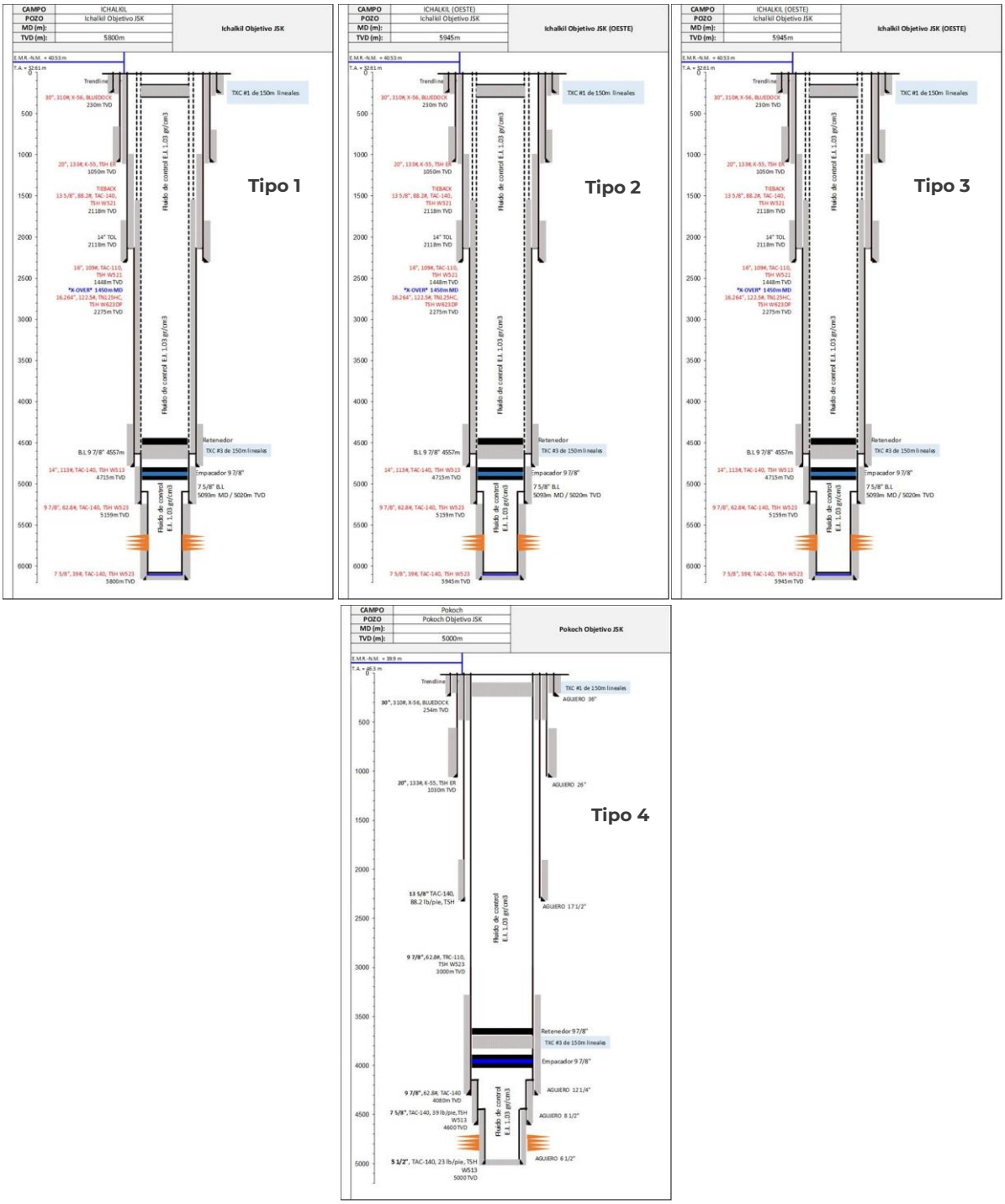


Figura 18. Estados Mecánicos de los Pozos Tipo contemplados.
(Fuente: Información presentada por el Contratista)

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

Así mismo, en la Tabla 14 se muestra el cronograma de perforación de las localizaciones contempladas:

Pozo	Tipo	Perforación		Terminación	
		Inicio	Fin	Inicio	Fin
Ichalkil-8DES	Tipo 1	01-mar-23	29-jul-23	29-jul-23	26-ago-23
Ichalkil-10DES	Tipo 1	16-sep-23	27-feb-24	27-feb-24	26-mar-24
Ichalkil-12DES	Tipo 3	26-mar-24	26-jun-24	26-jun-24	24-jul-24
Ichalkil-14DES	Tipo 3	24-jul-24	24-oct-24	24-oct-24	21-nov-24
Ichalkil-16DES	Tipo 3	21-nov-24	21-feb-25	21-feb-25	21-mar-25
Pokoch-3DES	Tipo 4	16-abr-25	30-jul-25	30-jul-25	29-ago-25
Ichalkil-18DES	Tipo 1	21-mar-25	18-ago-25	18-ago-25	15-sep-25
Ichalkil-22DES	Tipo 3	01-sep-25	30-nov-25	30-nov-25	30-dic-25
Ichalkil-24DES	Tipo 3	30-dic-25	30-mar-26	30-mar-26	29-abr-26
Ichalkil-3DES	Tipo 2	04-dic-25	03-may-26	03-may-26	05-jun-26
Ichalkil-26DES	Tipo 3	04-may-26	02-ago-26	02-ago-26	01-sep-26
Ichalkil-5DES	Tipo 3	05-jun-26	03-sep-26	03-sep-26	01-oct-26
Ichalkil-33DES	Tipo 3	04-sep-26	03-dic-26	03-dic-26	02-ene-27
Ichalkil-7DES	Tipo 3	01-oct-26	30-dic-26	30-dic-26	29-ene-27
Ichalkil-35DES	Tipo 1	02-ene-27	01-jun-27	01-jun-27	29-jun-27
Ichalkil-9DES	Tipo 1	29-ene-27	28-jun-27	28-jun-27	26-jul-27
Ichalkil-37DES	Tipo 3	18-jul-27	16-oct-27	16-oct-27	15-nov-27
Ichalkil-39DES	Tipo 3	15-nov-27	13-feb-28	13-feb-28	14-mar-28
Ichalkil-41DES	Tipo 3	14-mar-28	12-jun-28	12-jun-28	12-jul-28

Tabla 14. Pozos programados a perforar en el Área Contractual.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

Ductos e infraestructura

El Plan Modificado propuesto tiene previstas dos fases de Desarrollo de infraestructura, lo anterior, a fin de estar en condiciones de iniciar producción rápidamente.

Para la Fase I contempla:

- 1 Plataforma de perforación Ichalkil-B (tipo tetrápodo)
- 1 oleogasoducto de 16” x 18 Km de Ichalkil-B a Pokoch-1DEL

Para la Fase II se contempla:

- 1 plataforma de perforación (Ichalkil-C) y 1 plataforma de separación y perforación (Ichalkil-A)
- 1 Oleogasoducto de 16" x 1.5 km de ICHALKIL 2 DEL a Ichalkil-A
- 1 Gasoducto de 6"x 57.4 km de Atasta a Ichalkil-A
- 1 Gasoducto de 20" x 28.4 km de Ichalkil-A a CP Litoral-A
- 1 Oleoducto de 20" x 28.4 km de Ichalkil-A a CP Litoral-A
- 1 Oleogasoducto de 12" x 5.9 km de Ichalkil-C a Ichalkil-A
- 1 Oleogasoducto de 16" x 6.2 km de Ichalkil-B a Ichalkil-A
- 1 Gasoducto de 4" x 6.2 km de Ichalkil-A a Ichalkil-B
- 1 Gasoducto de 6" x 5.9 km de Ichalkil-A a Ichalkil-C
- 1 Oleogasoducto de 16" Cross-over x 1 Km de Pokoch-1DEL a Ichalkil-2DEL
- 1 Gasoducto de 3" x 1.5 km de Ichalkil-A a Ichalkil-2DEL

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

- Instalación de un equipo de medición y compresión de gas en el Centro de Proceso Atasta
- Instalación de un sistema de Medición de petróleo y gas en la plataforma CP Litoral-A

Toma de información o estudios

El Contratista establece que durante la vigencia del Plan Modificado propuesto llevará a cabo un programa de toma de información en pozos productores y a perforar, que le permita contar con los elementos suficientes para optimizar las condiciones de operación, así como caracterizar los yacimientos y representar el comportamiento de éstos a través de su vida productiva.

El programa de toma de información consiste principalmente en: reprocesamiento sísmico, estudios geológicos (con información obtenida durante la perforación de los pozos), registros de pozo en agujero descubierto y entubado, toma de núcleos, estudios petrofísicos, estudios PVT, pruebas de presión, actualización a los modelos estáticos de los yacimientos y elaboración de los modelos dinámicos, aunado a un estudio de factibilidad de inyección de agua como recuperación secundaria.

f.4) Método de Recuperación Secundaria o mejorada

La información de este apartado no sufre modificación, por lo que, de acuerdo con el artículo 22 de los Lineamientos, el mismo se mantiene en los términos aprobados mediante la Resolución CNH.12.004/2021 del 07 de diciembre del 2021.

Sin prejuicio de lo anterior, y dado que, actualmente la implementación de un Programa de Recuperación secundaria o Mejorada no es técnica ni económicamente viable en el Área Contractual, el Contratista deberá sujetarse a las revisiones periódicas establecidas en el artículo 17 de los LTMRSM.

g) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

La modificación al Plan de Desarrollo presentada por el Contratista contempla, la continuidad de la producción de los pozos que actualmente operan asociados al Área Contractual, en cuanto a la implementación de los Mecanismos de Medición se solicitó una modificación con respecto a la estrategia de implementación y filosofía de medición de hidrocarburos; clasificando el actual Punto de Medición para petróleo a un Punto de Medición provisional, ubicado en la Plataforma de Tumut-A y debido a la optimización de la infraestructura se añadió la Plataforma Ichalkil-B en donde se contempla una medición operacional compuesta por un medidor multifásico, así como el cambio al Responsable Oficial, todo lo anterior en cumplimiento a los artículos 9, 42 y 42 bis de los LTMMH, se especifica lo siguiente:

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

Actualmente el desarrollo de la infraestructura e implementación de los Mecanismos de Medición necesarios para continuar con la fase I se ha visto imposibilitado (de acuerdo a lo manifestado por el Operador), debido a que existe un incumplimiento en la caracterización de los hidrocarburos no estabilizados en el Punto de Medición y esto genera una imposibilidad de cumplir con los parámetros de calidad para el petróleo establecidos en el Artículo 28 de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos, por lo tanto, el Área Contractual en este momento es susceptible de continuar la producción previó a la implementación de los Mecanismos de Medición.

Por lo que, de acuerdo con lo anterior, el Contratista presenta una solicitud de modificación a la medición aprobada mediante la resolución CNH.12.004/2021 de fecha 7 de diciembre de 2021, donde en su propuesta se identifica el cambio en la clasificación del Punto de Medición a Punto de medición provisional para Petróleo ubicado en la Plataforma Tumut-A identificado con el tag ZZZ-133000 A ampliando el periodo de la fase I hasta marzo de 2026 y por consiguiente iniciar una fase II de marzo de 2026 hasta enero 2041, en la cual se considera medir el Petróleo y Gas, como Puntos de Medición, en el Centro de Proceso Litoral-A propiedad de Pemex Exploración y Producción, por medio de sistemas de medición a instalar por parte del Operador, los cuales se contemplan tecnologías de medición del tipo Coriolis de los cuales aún se tiene por definir el Tag de identificación. Véase la siguiente figura.

FIELDWOOD ENERGY

Cronograma de Construcción, Actualización y Modificación	Sem 1 2022	Sem 2 2022	Sem 1 2023	Sem 2 2023	Sem 1 2024	Sem 2 2024	Sem 1 2025	Sem 2 2025	Sem 1 2026	Sem 2 2026
Actividad										
Inicio de construcción de los Sistemas de Medición Operacional en Ichalkil B										
Puesta en marcha de los Sistemas de Medición Operacional en Ichalkil B										
Inicio de construcción de los Sistemas de Medición Operacional en Ichalkil A										
Puesta en marcha de los Sistemas de Medición Operacional en Ichalkil A										
Inicio de construcción de los Sistemas de Medición Operacional en Ichalkil C										
Puesta en marcha de los Sistemas de Medición Operacional en Ichalkil C										
Inicio de construcción de los Sistemas de Medición de transferencia de CP Litoral-A										
Puesta en marcha de los Sistemas de Medición de transferencia de CP Litoral-A										

Figura 19. Cronograma de implementación de Sistemas de Medición.
(Fuente: Información presentada por el Contratista)

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

Mientras que, para el gas el Contratista manifestó, mediante una justificación técnica-económica, la continuidad de la medición del gas en el Punto de Medición aprobado mediante la resolución CNH.12.004/2021 de fecha 7 de diciembre de 2021 durante la fase I exceptuando el incumplimiento a los parámetros de CO_2 y H_2O.

Por lo tanto, el Contratista propone continuar con el mismo Punto de Medición actualmente aprobado en la resolución CNH.E.05.001/19 y comercializar ahí los hidrocarburos, derivado que se prevé la maximización del valor del Hidrocarburo producido en el Área Contractual para el beneficio del Estado y Contratista, y que concurren las condiciones técnicas, económicas y contractuales suficientes como lo prevé el artículo 28 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Derivado de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo del Área Contractual 4 Ichalkil y Pokoch, y de conformidad con lo establecido en los artículos 42, 42 bis y 47 de los LTMMH, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción llevó a cabo el análisis y revisión de la información presentada por el contratista, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos. Lo anterior, en términos de lo establecido en el artículo 42, párrafo segundo, tercero y cuarto de los LTMMH, el cual establece lo siguiente:

> "***Artículo 42 Bis. Del Punto de Medición provisional***. *Tratándose de Asignaciones y Contratos cuyos campos se encuentren en Producción al momento de su suscripción o sean susceptibles de iniciar Producción previo a la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición incluyendo aquellos que se desarrollen en un programa de evaluación así como los derivados de un proceso de migración, de licitación o bien de producción temprana, conforme a los planes o programas respectivos, el Operador Petrolero, deberá presentar a consideración de la Comisión, dentro del plan o programa correspondiente, una propuesta de Punto de Medición provisional por tipo de Hidrocarburo, a efecto de iniciar o continuar la Producción respectiva.*
>
> *En su caso, la propuesta de Punto de Medición provisional deberá contener, cuando menos, lo siguiente:*
>
> ***I.*** ***Identificación y ubicación*** *del Punto de Medición provisional por tipo de Hidrocarburo;*
> ***II.*** ***El Responsable Oficial****, quien deberá contar con las competencias acordes con la propuesta del Operador Petrolero y cumplir con lo previsto en el artículo 9 de los presentes Lineamientos;*
> ***III.*** ***El mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo*** *con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la* ***medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio*** *por cada tipo de Hidrocarburo, y*

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

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

Por lo que, de acuerdo con lo anterior, la Comisión verificó la suficiencia y la congruencia de la propuesta de los Puntos de Medición provisional para Petróleo correspondientes a los producidos dentro del Área Contractual 4 propuestos, con base en lo siguiente:

I. Identificación y ubicación del Punto de Medición provisional por tipo de Hidrocarburo.

Medición de Petróleo

El Punto de Medición provisional de Petróleo propuesto para el Área Contractual 4 es el siguiente:

- Se propone el Punto de Medición provisional con tecnología de medición tipo Coriolis con Tag de identificación ZZZ-133000A ubicado en la Plataforma Tumut-A. Véase Figura 20.

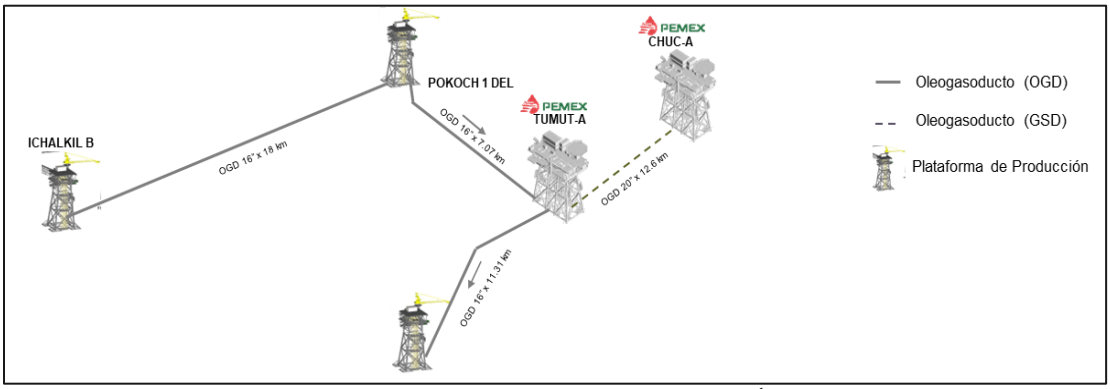


Figura 20. Punto de Medición provisional para Petróleo Área Contractual 4.
(Fuente: Información presentada por el Contratista)

Conforme a lo descrito anteriormente, se proponen las siguientes coordenadas geográficas:

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

Contrato CNH-R01-L02-A4/2015	
Área Contractual	**Ubicación del Punto de Medición Provisional**
	Petróleo
Área Contractual 4 Ichalkil-Pokoch	**Plataforma Tumut-A** Tecnología: Coriolis Tag: ZZZ-133000A Coordenadas: Latitud 19.12068981 Longitud -92.38891692

Tabla 15. Coordenadas del punto de Medición provisional para Petróleo durante la Fase I. (Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

II. Responsable Oficial

Como parte de la propuesta del Punto de Medición provisional de Petróleo, y de conformidad con lo establecido en el artículo 42 Bis., fracción II de los LTMMH, el Operador deberá de contener entre otras cosas, el Responsable Oficial, quien deberá contar con las competencias acordes con la propuesta de Punto de Medición provisional y cumplir con lo establecido en el artículo 9 de los Lineamientos.

Por lo anterior, el Contratista entregó la información de los datos generales y oficio de designación de Responsable Oficial, así como el documento que demuestra que cuenta con las facultades correspondientes a lo estipulado en los artículos 9 y 42, fracción XIV, de los Lineamientos, mediante los cuales se designa al Especialista en Medición, como Responsable Oficial de la Medición de la producción de los Hidrocarburos, es importante señalar que los datos del Responsable Oficial fueron entregados a esta Comisión y se encuentra bajo resguardo de está, además de acreditar que se cuenta con las competencias técnicas acordes con la propuesta del Punto de Medición provisional de los Pozos del Área Contractual.

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

De acuerdo con la información presentada por el Contratista, se propone como Punto de Medición provisional para petróleo el sistema de medición con el TAG ZZZ-133000A, ubicado en la Plataforma Tumut-A, derivado de las condiciones de un fluido no estabilizado que presenta la corriente de petróleo, lo que genera la necesidad de aplicar factores de corrección (Factor de Encogimiento, Densidad, corte de agua) al volumen que es obtenido. Por lo anterior, el Contratista propone dicho Punto de Medición provisional, debido que es la mejor alternativa para la comercialización del Hidrocarburo, considerando esta medición como valor de entrada de volumen a una metodología de balance de producción de Hidrocarburos aplicada por el comprador de la molécula, Pemex Exploración y Producción.

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

Como parte del mecanismo, el Contratista propone el "Acuerdo de Medición del Volumen y Calidad de Petróleo" celebrado entre Pemex Exploración y Producción y el Consorcio conformado entre Fieldwood Energy y Petrobal Upstream Delta, en done se establecen el Punto de Medición provisional en la Plataforma Tumut-A, así como los Puntos de Medición Terminal Marítima Dos Bocas, Centro Comercializador de Crudo Palomas, FPSO y la Terminal Marítima Cayo Arcas, en donde participa volumétricamente la producción del Área Contractual. Asimismo, el Contratista señala que con la finalidad de detallar la metodología que será utilizada para la distribución del volumen en el Punto de Medición provisional de petróleo, así como las premisas y generalidades para la determinación final de la metodología de balance, en donde se contemple el Balance volumétrico de todo el crudo ligero de la región marina correspondiente, así como sus posibles precisiones de afectación del crudo pesado de la misma región, se entregará una actualización del documento con los detalles de la Metodología de Balance, formalizadas mediante un adendum al "Acuerdo de Medición de Calidad y Cantidad", mismo que será remitido a la Comisión para efectos de complementar la metodología de Balance conforme al programa de trabajo siguiente:

Actividad	Inicio	Final	Semanas	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10
Descripción de la metodología	27-mar.	9-abr.	2										
Revisión y comentarios del borrador	10-abr.	30-abr.	3										
Armonización de los comentarios	1-may.	21-may.	3										
Acuerdo del documento final	22-may.	4-jun.	2										

Figura 21. Programa para complementar la metodología de Balance.
(Fuente: Información presentada por el Contratista)

Por lo anterior, el Contratista señala que el volumen reportado en el ticket del sistema de medición con el TAG ZZZ-133000A (Punto de Medición provisional) será honrado como el volumen de entrada a la metodología de balance, y en consecuencia ese mismo dato será aquel que se reporte en términos de lo previsto en el Contrato para la determinación y cálculo de la contraprestación para el Estado.

El cálculo del volumen será realizado de acuerdo con el API MPMS 20.1, con la determinación del factor de encogimiento que se realizará semanalmente a través de un laboratorio acreditado con un procedimiento certificado para la determinación del factor de encogimiento, así mismo, el análisis de la muestra recuperada del muestreador automático o muestreo manual según aplique, realizado por un laboratorio acreditado. Igualmente, la densidad de petróleo a condiciones de flujo será determinada por el computador de flujo aplicando el procedimiento descrito en API 11.1 MPMS, y considerando la densidad del petróleo a condiciones estándar de 15.56°C (crudo estabilizado) obtenida mediante el análisis en laboratorio acreditado de muestras tomadas con una frecuencia de 3 días naturales.

Adicionalmente, el Contratista hace mención que, como parte de la distribución y medición de los Hidrocarburos a producir del Área Contractual, desde los pozos hasta el Punto de Medición provisional para petróleo, se plantea continuar las mediciones operacionales en las Plataformas Ichalkil-2DEL y Pokoch-1DEL, a la salida de los separadores trifásicos de prueba, en donde se medirá cada uno de los pozos con base en

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

un programa de medición de pozos de los campos Ichalkil y Pokoch, respectivamente, así mismo, en la Plataforma Ichalkil-B, realizando la medición en la cabeza del pozo por medio de medidores de flujo tipo multifásico, con base en un programa que asegura como mínimo el cumplimiento con los requerimientos regulatorios para medición operacional.

Para el caso del gas, el Contratista propone continuar con el mismo Punto de Medición actualmente aprobado en la resolución CNH.E.05.001/19 y comercializar ahí los hidrocarburos, derivado que se prevé la maximización del valor del Hidrocarburo producido en el Área Contractual para el beneficio del Estado y Contratista, y que concurren las condiciones técnicas, económicas y contractuales suficientes como lo prevé el artículo 28 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Respecto a la Fase II descrita por el Contratista, se contempla la continuación de la filosofía de medición operacional en las plataformas Ichalkil-2DEL, Pokoch-1DEL, Ichalkil-B, Ichalkil-C e Ichalkil-A, así como los Puntos de Medición para petróleo y gas en la plataforma CP Litoral-A, a la salida de separación y como una corriente única en donde solamente será medido los volúmenes de los Hidrocarburos del Área Contractual. Para el cálculo del volumen de petróleo será conforme al API MPMS 12.2 y para el gas AGA 8 y 11, sin ajustes por factor de encogimiento, ni la incorporación del gas ocluido, se usará densímetro en línea y se tendrán muestreador automático, medidor de corte de agua y cromatógrafo en línea.

h) Comercialización de la Producción

La estrategia comercial de los hidrocarburos contempla dos fases de producción. En el caso de la fase 1, el aceite contempla la medición en el punto provisional en la plataforma Tumut-A y la entrega a PEP en la brida submarina descendente al oleogasoducto Tumut-A-Chuc-A. Es importante mencionar que PEP ocupara como puntos de venta la Terminal Marítima de Dos Bocas y el FPSO “Yúum K'ak'náab” (para la exportación) y el Centro Comercializador de Crudo Palomas (para consumo nacional). Para la fase 2, el aceite será enviado a CP Litoral-A para su medición por el punto fiscal y posteriormente su comercialización.

En el caso del gas para la fase 1, el punto de medición fiscal está ubicado en la plataforma Tumut-A. En esta fase, el comprador del gas será PEP y sus puntos de venta son los CPG Ciudad Pemex y CPG Nuevo Pemex. Para la fase 2, el punto de medición fiscal se encontrará en CP Litoral-A y posteriormente su comercialización.

En lo que respecta a las especificaciones de calidad de los Hidrocarburos a ser comercializados, se presenta la siguiente tabla donde se visualizan las calidades esperadas en los Puntos de Medición propuestos en los cuales, como se señaló anteriormente, se estará entregando el Hidrocarburo a PEP.

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

Características del petróleo crudo	
Especificación	**Promedio**
Densidad, °API	37.40
Agua y sedimentos, %vol	1.46
Salinidad, lb/ 1'000 bls	97.92
Contenido de azufre, %peso	0.72

Características del gas	
Componente	**% molar**
N2	0.51
CO2	4.75
H2S	0.95
C1	72.79
C2	12.58
C3	5.33
i-C4	0.61
n-C4	1.45
i-C5	0.30
n-C5	0.50
C6 +	0.23

Figura 22. Calidad de los Hidrocarburos.
(Fuente: Información presentada por el Contratista)

Por otro lado, para la fase 1 y fase 2, los mecanismos para la determinación del precio de Venta del petróleo producido en el Área Contractual están basados en la fórmula del Istmo como marcador de referencia multiplicado por una constante de rendimiento del crudo producido en el Área Contractual, así como descuentos por margen comercial y costos logísticos. Para el caso de la venta del gas producido en el Área Contractual están basados un precio referencial del gas húmedo amargo multiplicado por una constante de ajuste de calidad en el punto de medición, así como descuentos por margen comercial y costos logísticos.

En los que respeta a la fase 1 de los costos asociados al transporte, almacenamiento, logística para el traslado y comercialización de Hidrocarburos entre el Punto de Medición y los puntos de venta del aceite son la Terminal Marítima de Dos Bocas 1.05 [USD/barril], el FPSO "Yúum K'ak'náab" 1.32 [USD/barril] y el Centro Comercializador de Crudo Palomas 2.60 [USD/barril], mientras que para el gas el Operador manifiesta que la tarifa será de 1.33 [USD/Mpc] para CPG Ciudad Pemex y 1.03 [USD/Mpc] CPG Nuevo Pemex. Para la fase II el aceite no sufrirá cambios en las tarifas y en el caso del gas se estima que los costos de transporte se incrementen en 0.04 USD/Mpc debido al envío de la corriente de gas desde

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

el CP Litoral-A hasta la plataforma Pol-A para su posterior distribución hasta los puntos de venta.

Con todo lo anterior, se considera que, con la información proporcionada por el Operador, se da cumplimiento al numeral 4.2.5 de los Lineamientos.

Finalmente, se establece la siguiente obligación:

A más tardar 180 Días antes del inicio de la Fase 2 de Producción, el Operador deberá presentar los Procedimientos Entrega Recepción a esta Comisión de conformidad con el artículo 8 de los LTMMH y la Cláusula 11.2 del Contrato.

IV. Programa de Diagnósticos

En cuanto al programa de Diagnósticos, el Contratista presentó la implementación de diagnósticos asociados con los sistemas de medición propuestos como Puntos de Medición provisional de Petróleo de los Pozos del Área Contractual cumpliendo con lo establecido en la fracción IV del artículo 42 Bis de los LTMMH.

Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición y Puntos de Medición provisional mediante el Oficio 250.370/2022 de fecha 28 de marzo de 2023, a lo cual mediante Oficio 352-A-I-056 con fecha del 29 de marzo de 2023, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación del Puntos de Medición y Punto de medición provisional presentados por el Operador Petrolero, *"…siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la Comisión relacionado con esta propuesta."*, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

1) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.

2) Observar lo establecido en el artículo 8 de los LTMMH en lo relativo a los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos medidos.

3) De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los Hidrocarburos por medir en los Puntos de Medición cumplan con las características de Calidad que se establezcan en el Dictamen que emita la CNH.

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los LTMMH, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo 2 de dichos Lineamientos.

Obligaciones del Operador Petrolero:

1. En caso, que considere proponer un nuevo Punto de Medición provisional del Área Contractual deberá observar lo establecido en el artículo 42 Bis de los Lineamientos, y en su caso, si el Contratista considera realizar una modificación al Punto de Medición provisional objeto del presente Dictamen, éste deberá observar lo establecido en el artículo 42 Quater. de los Lineamientos, derivado de que, de conformidad con lo establecido en los multicitados Lineamientos, la Comisión debe aprobar dichas propuestas y considerando además que no se puede poner a aprobación mediante un aviso.
2. Se deberá de entregar los tickets de medición de los volúmenes de Petróleo generado medido por el Punto de Medición provisional (Coriolis ZZZ-133000A), ubicado en la Plataforma Tumut-A, así como los reportes de los análisis de la calidad de Petróleo.
3. El Operado Petrolero deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en la Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen,
4. Dar aviso a esta Comisión – Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción cuando se finalice con cada una de las actividades programadas relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas por el Contratista en la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extración, y cuando se presente alguno de los casos que se estipula en los artículos 48, 49, 50, 51 y 52, fraciones I, II, II, IV y V de los LTMMH.
5. El Operador Petrolero deberá desempeñar en los Puntos de Medición Fiscales propuestos para el hidrocarburo Petróleo y Gas, con la determinación de la calidad e incertidumbre de medida con forme a lo estipulado en los artículos 28, 29, 30, 31, 32 y 38, de los LTMMH,
6. El Operador Petrolero deberá mantener y actualizar el censo de los sistemas de medición e intrumentos de medida de los Puntos de Medición provisional y Puntos de Medición, así como los sistemas de medición tipo operacional, y de referencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen,
7. El Operador Petrolero deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición,
8. El Operador Petrolero deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión, referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así mismo como lo establecido

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

en la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, asociadas a los Sistemas de Medición de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición y por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.

9. Se deberá de presentar previo al inicio de la Fase II, el correspondiente procedimiento de Balance actualizado, con el procedimiento y metodología a seguir en la elaboración del balance desde los pozos hasta los nuevos Puntos de Medición de los Hidrocarburos propuestos.
10. Se deberá de presentar el adendum al "Acuerdo de Medición de Calidad y Cantidad" conforme a lo previsto en el programa de trabajo presentado por el Contratista, con las premisas y generalidades para la determinación final de la metodología de Balance, para su evaluación y determinación de la procedencia de este ante la Comisión.
11. El reporte mensual del volumen y calidad de los hidrocarburos producidos deberá de estar acompañado con los tickets del Punto de Medición provisional para petróleo y Punto de Medición de gas, el proceso de cálculo para la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos, para efectos de la verificación del algoritmo para la determinación del volumen, los registros de aforo, análisis de calidad, el análisis del factor de encogimiento realizados en el mes en curso, que afecten al volumen de la producción de aceite y demás documentos que den soporte para corroborar la determinación del volumen y calidad producido, así mismo, se deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno. En caso de que ocurran eventos o contingencias operativas, se deberá de reportar a la comisión en los formatos correspondientes.
12. El reporte de Balance deberá de estar acompañado mensualmente por los comprobantes de entrega y recepción diarios y mensuales, el cálculo realizado para el suministro de gas a piloto, así como los documentos necesarios para corroborar la correcta aplicación del balance del Área Contractual.
13. La información de producción, balance, informe ejecutivo, tickets, análisis y demás documentos de soporte, deberá de presentarse de manera oficial y en los formatos definidos por la CNH, firmados y validados por el Responsable Oficial.

Conclusiones:

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Contratista, respecto a la propuesta del Punto de Medición provisional para la cuantificación del Petróleo a producir correspondiente a la solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo asociado al Área Contractual 4, el cual estará ubicado en la Plataforma Tumut-A compuesto por un medidor másico tipo Coriolis con tag de identificación ZZZ-133000A, mientras que para la cuantificación del gas, el Punto de Medición se mantiene de acuerdo a los términos aprobados mediante la resolución CNH.12.004/2021 de fecha 7 de diciembre de 2021 exceptuando el incumplimiento a la medición de los parámetros de CO_2 y H_2O, derivado que se prevé la maximización del valor del Hidrocarburo producido en el Área Contractual para el beneficio del Estado y Contratista, y que concurren las condiciones técnicas, económicas y contractuales suficientes como lo

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

prevé el artículo 28 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, cumpliendo así con lo dispuesto en los artículos 9, 28, 42, 42 Bis y 42 Ter de los LTMMH y la normatividad vigente para la medición de Hidrocarburos.

Por lo anterior, esta Comisión revisó y analizó la información entregada por el Contratista correspondiente a la identificación, Ubicación, Responsable Oficial, Mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo, así como el Programa de Diagnósticos, concluyendo que se considera que la propuesta realizada para el Punto de Medición provisional para Petróleo, son técnicamente viables en cuanto a la determinación del volumen y calidad de los Hidrocarburos a producir, y que podrán ser utilizados durante la vigencia del Plan de Desarrollo.

i) APROVECHAMIENTO DE GAS

Derivado del análisis de la información remitida por el Contratista, el Plan Modificado propuesto no considera una modificación en la Meta de Aprovechamiento de Gas Natural así como en la máxima Relación Gas-Aceite aprobada, por lo que tales elementos se mantienen en los términos aprobados mediante la Resolución CNH.12.004/2021 del 07 de diciembre del 2021, no obstante, el Operador actualiza el pronóstico de producción derivado del desfase en la perforación de pozos y el incremento en la actividad asociada con la producción, así como la modificación en las formas de aprovechamiento.

Lo antes expuesto con fundamento en los artículos 5 y 11 de las Disposiciones Técnicas.

En las Tablas 16, 17 18 y 19 se presentan las metas de aprovechamiento de gas mensual y anual para la vigencia del Plan Modificado propuesto.

Programa de Gas (MMpcd)	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22*
Producción de gas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.72
Autoconsumo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
Bombeo Neumático	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
Conservación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
Transferencia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25.20
Gas Adicional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.00
Gas Natural no aprovechado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.51
% de Aprovechamiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	98

*Propuesta de inicio del Plan Modificado.
Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Tabla 16. Programa de aprovechamiento de gas para el año 2022.
(Fuente: Información presentada por el Contratista)

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

Programa de Gas (MMpcd)	ene-23	feb-23	mar-23	abr-23	may-23	jun-23	jul-23	ago-23	sep-23	oct-23	nov-23	dic-23
Producción de gas	27.45	30.74	32.21	31.71	31.27	30.79	30.37	29.85	35.33	42.29	41.59	41.00
Autoconsumo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bombeo Neumático	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conservación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	26.90	30.12	31.56	31.07	30.64	30.17	29.76	29.25	34.63	41.45	40.76	40.18
Gas Adicional	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas Natural no aprovechado	0.55	0.61	0.64	0.63	0.63	0.62	0.61	0.60	0.71	0.85	0.83	0.82
% de Aprovechamiento	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Tabla 17. Programa de aprovechamiento de gas para el año 2023.
(Fuente: Información presentada por el Contratista)

Programa de Gas (MMpcd)	ene-24	feb-24	mar-24	abr-24	may-24*	jun-24	jul-24	ago-24	sep-24	oct-24	nov-24	dic-24
Producción de gas	40.17	39.45	38.95	21.88	0.00	48.97	48.19	51.68	53.62	52.84	52.08	55.14
Autoconsumo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bombeo Neumático	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conservación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	39.37	38.66	38.17	21.44	0.00	47.99	47.23	50.65	52.54	51.78	51.04	54.04
Gas Adicional	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas Natural no aprovechado	0.80	0.79	0.78	0.44	0.00	0.98	0.96	1.03	1.07	1.06	1.04	1.10
% de Aprovechamiento	98	98	98	98	0	98	98	98	98	98	98	98

*Cierre de producción por mantenimiento a ducto.
Las cifras pueden no coincidir por redondeo

Tabla 18. Programa de aprovechamiento de gas para el año 2024.
(Fuente: Información presentada por el Contratista)

Programa de Gas (MMpcd)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Producción de gas	61.01	85.63	110.92	127.81	118.42	101.89	88.02	77.38	68.87	61.56	54.99	49.14
Autoconsumo	0.00	0.25	1.20	1.61	1.61	1.44	1.28	1.16	1.07	0.98	0.90	0.83
Bombeo Neumático	0.00	3.99	19.35	25.87	25.88	23.06	20.55	18.65	17.14	15.77	14.51	13.35
Conservación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	59.79	87.83	127.66	150.60	141.41	122.45	106.39	94.12	84.28	75.78	68.11	61.23
Gas Adicional	0.00	4.24	20.55	27.48	27.49	24.49	21.83	19.81	18.20	16.75	15.41	14.18

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

Programa de Gas (MMpcd)	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
Gas Natural no aprovechado	1.22	1.79	2.61	3.07	2.89	2.50	2.17	1.92	1.72	1.55	1.39	1.25
% de Aprovechamiento	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98

Programa de Gas (MMpcd)	2037	2038	2039	2040	2041
Producción de gas	43.75	39.16	35.60	31.98	30.01
Autoconsumo	0.76	0.70	0.65	0.60	0.55
Bombeo Neumático	12.28	11.30	10.39	9.56	8.79
Conservación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	54.90	49.45	45.07	40.71	38.03
Gas Adicional	13.04	12.00	11.04	10.16	9.34
Gas Natural no aprovechado	1.12	1.01	0.92	0.83	0.78
% de Aprovechamiento	98	98	98	98	98

Las cifras pueden no coincidir por redondeo

Tabla 19. Programa de aprovechamiento de gas 2025-2041.
(Fuente: Información presentada por el Contratista)

De las formas de aprovechamiento del Gas Natural Asociado

I. Autoconsumo para la operación dentro de la misma Área de Asignación o Contractual:

a) Como combustible en turbinas, compresores, motores, entre otros;

El Contratista en el Plan vigente contemplaba el aprovechamiento de gas mediante autoconsumo de un volumen de 82.74 MMMpc a partir del año 2025 y hasta la vigencia del Contrato.

En el Plan modificado propuesto el Contratista tiene contemplado la compra de gas adicional en el Centro de Proceso Atasta para operar el sistema artificial de producción de bombeo neumático en los pozos. Derivado de lo anterior, tiene considerado el aprovechamiento de una fracción del gas adicional mediante el autoconsumo, utilizando un volumen aproximado de 5.50 MMMpc a partir de agosto del 2026 y hasta la vigencia del Plan Modificado propuesto. Dicho volumen será utilizado como combustible para las instalaciones.

Lo antes expuesto con fundamento en el artículo 5, fracción I, inciso a) de las Disposiciones Técnicas.

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

Por lo tanto, la forma de aprovechamiento de autoconsumo sufre cambios respecto a los términos aprobados mediante la Resolución CNH.12.004/2021 del 07 de diciembre del 2021.

II. Bombeo Neumático u otros sistemas artificiales de producción , que requieran la inyección de gas;

El contratista contempla la compra de un volumen de gas adicional de 93.82 MMMpc, del cual utilizará un volumen aproximado de 88.32 MMMpc para la implementación del sistema artificial de producción de bombeo neumático en los pozos productores a partir de agosto del 2026 y hasta la vigencia del Plan Modificado propuesto.

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

IV. Transferencia

El Contratista estima un volumen total de 528.46 MMMpc de gas que será aprovechado mediante la Transferencia, utilizando la infraestructura contemplada en la Fase I y Fase II del proyecto mencionadas en el inciso f) y g) del apartado V del presente Dictamen Técnico.

Cabe destacar que, el volumen de transferencia incluye el gas producido más parte del volumen de gas adicional que se utiliza para el sistema artificial de bombeo neumático.

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

Derivado del incremento en el volumen de gas contemplado en la forma de aprovechamiento de Transferencia, este rubro sufre cambios respecto a los términos aprobados mediante la Resolución CNH.12.004/2021 del 07 de diciembre del 2021.

j) EVALUACIÓN ECONÓMICA

Opinión Económica

La opinión económica relativa al Plan Modificado propuesto del Contrato CNH-R01-L02-A4/2015, se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión. Al respecto, a continuación, se presentan:

a. El desglose del Programa de Inversiones;
b. La consistencia de la información presentada
c. Rangos de referencia,
d. Una evaluación económica del proyecto de desarrollo

a. Desglose del Programa de Inversiones

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

El Programa de Inversiones correspondiente a la solicitud de modificación al PDE presentada por el Operador, prevé costos totales de $6,652.47 millones de dólares, para el período 2022 a 2041, de los cuales:

- $3,081.09 millones de dólares (46% del total) corresponden a inversión,
- $3,571.39 millones de dólares (54% del total) corresponden a gastos de operación y gastos de abandono

A continuación, se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la modificación al PDE, desglosado por "Actividad" y "Sub-Actividad", de conformidad con lo establecido en los *Lineamientos*.

Los $6,652.47 millones de dólares, contenidos en el Programa de Inversiones de la Solicitud de modificación al PDE, se distribuyen en las siguientes Actividades petroleras: Desarrollo (43%); Producción (54%), y Abandono (3%).

Actividad	Sub-Actividad	Total (MMUSD)
Desarrollo	General	$96.72
	Geofísica	$5.00
	Geología	$0.04
	Perforación de Pozos	$1,395.13
	Otras Ingenierías	$78.76
	Construcción Instalaciones	$1,234.31
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	$42.37
Producción	General	$1,128.96
	Geología	$9.26
	Ingeniería de Yacimientos	$60.94
	Intervención de Pozos	$1,074.21
	Operación de Instalaciones de Producción	$1,113.48
	Ductos	$57.23
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	$176.80
Abandono	General	$4.39
	Otras Ingenierías	$7.39
	Desmantelamiento de Instalaciones	$160.08
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	$7.41
Total general		**$6,652.47**

Tabla 20. Desglose del programa de Inversiones.
(Fuente: Información presentada por el Contratista)

Notas:

Las sumas pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo.
Montos en millones de dólares de los Estados Unidos.

b. Consistencia de la información económico-financiera

Derivado del análisis realizado por la Comisión, se corroboró que la información económico-financiera presentada como parte de la modificación al PDE es consistente

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

con las actividades físicas propuestas a desarrollar. Asimismo, el Operador presentó dicha información de conformidad con lo establecido en los Lineamientos.

c. Rangos de referencia

Con la finalidad de establecer los rangos aplicables para el análisis de los montos contenidos en el Programa de Inversiones, relativo al Contrato CNH-R01-L02-A4/2015, la Comisión consultó fuentes de información correspondientes a otros proyectos dictaminados por la propia Comisión, así como una base de datos de costos internacionales.

Con base en el análisis realizado, se observa que los costos incluidos, se encuentran dentro de los rangos de referencia establecidos por la Comisión. A continuación, se presenta el resultado del análisis comparativo por cada Sub-Actividad:

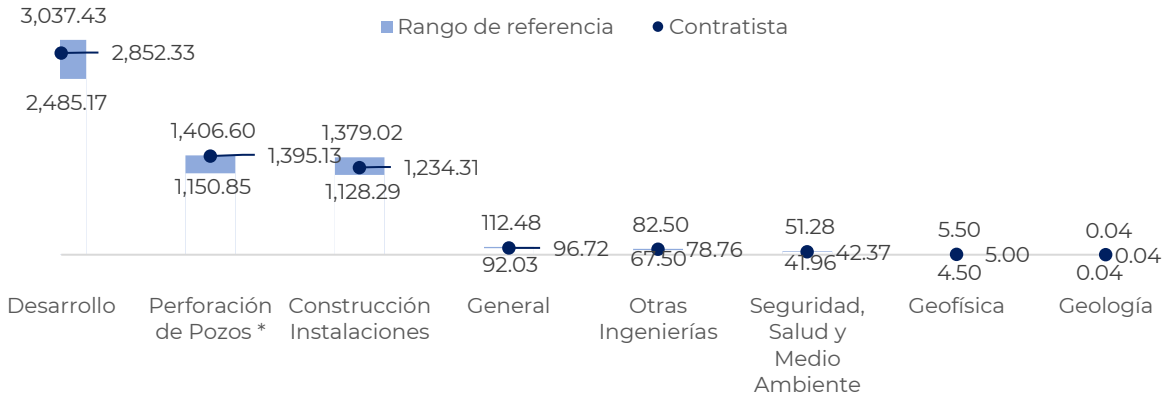


Figura 23. Análisis comparativo de costos por Sub-actividad, Actividad Petrolera Desarrollo-MMUSD. (Fuente: Análisis de la Comisión con base en información del Operador y otros proyectos dictaminados por la Comisión)

**Se señala que a nivel Sub-actividad, Perforación de pozos se encuentra dentro de un rango de -10% a +10% respecto de las referencias con las que cuenta la Comisión, sin embargo, de manera puntual los pozos Ichalkil 10, 18, 35, 8 y 9, se encuentran por encima de las referencias con las que cuenta la Comisión. De manera puntual la Comisión considera una referencia de 67.81 MMUSD para estos pozos, los cuales se ubican por encima de la referencia en 42%, 24%,22%,65% y 25%.*

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

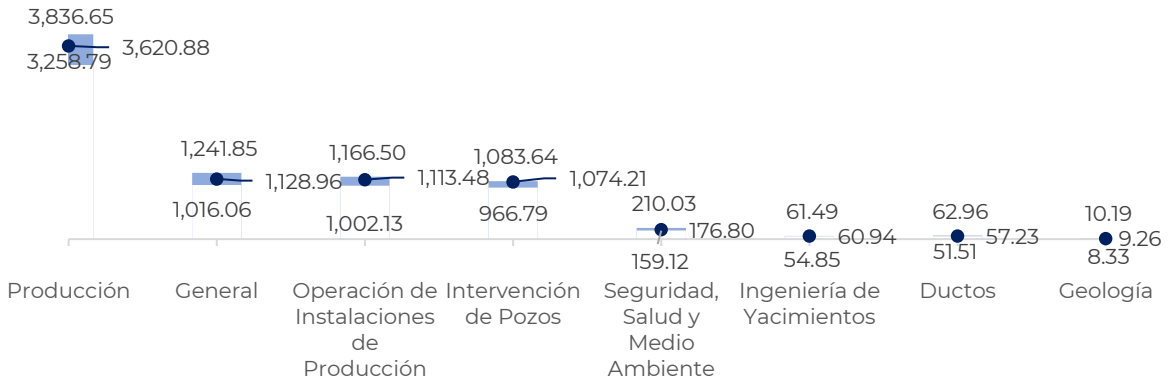


Figura 24. Análisis comparativo de costos por Sub-actividad, Actividad Petrolera Producción-MMUSD. (Fuente: Análisis de la Comisión con base en información del Operador y otros proyectos dictaminados por la Comisión)

d. Evaluación económica del proyecto de desarrollo

d.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:

Precio del aceite:

En el archivo de evaluación económica (Tabla II.29) el Operador presenta el perfil de precio del aceite a vender, cuyo promedio ponderado resulta en $65.19 USD/b.

De acuerdo con la metodología publicada en el reporte anual de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Metodología de la SCHP), el precio del petróleo dadas las características de éste, reportadas por el Operador, es de $97.26 USD/b[1]. Para el ejercicio realizado por la Comisión se utiliza el precio del Operador, ya que, es un dato más conservador.

Precio del gas:

En el archivo de evaluación económica (Tabla II.29) el Operador presenta el perfil de precio del gas a producir y vender, que tiene un valor promedio ponderado de $4.69 USD/Mpc.

[1] Calculado de conformidad con la fórmula para la determinación del precio del petróleo publicada el 14 de enero de 2022 en el *Reporte anual por el que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público establece los rangos de los valores de los términos económicos de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos para el año 2022 disponible en el sitio web https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/692766/Reporte_anual_2022.pdf*; y considerando el valor promedio para el crudo marcador de referencia Brent en el periodo de diciembre de 2021 a noviembre de 2022, consultado en *The U.S. Energy Information Administration (https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/RBRTED.htm)*, $100.19 US$/b.

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

De acuerdo con la metodología publicada en el reporte anual de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Metodología de la SCHP), el precio del gas dadas las características de éste, reportadas por el operador, es de $7.59 USD/Mpc[2]. Para el ejercicio realizado por la Comisión se utiliza el precio del Operador, ya que, es un dato más conservador.

Tipo de cambio:
El Operador considera para el tipo de cambio un valor de $20.80 pesos/USD$.

El valor del tipo de cambio estimado para el cierre de 2022 en los Criterios Generales de Política Económica[3] es de $20.40 pesos por dólar. Para el ejercicio de evaluación se considera este valor como premisa.

Premisas	Valor	Unidades
Periodo de evaluación	2022-2041	años
Producción de petróleo [a]	444.46	millones de barriles
Producción de gas [a]	450.93	miles de millones de pies cúbicos
Volumen de gas para venta [a]	528.46	miles de millones de pies cúbicos
Precio del petróleo [b]	$65.19	dólares por barril
Precio del gas [b]	$4.69	dólares por millar de pie cúbico
Inversiones [c]	$3,081.09	millones de dólares
Gastos de Operación [c]	$3,571.39	millones de dólares
Tasa de descuento anual	10.0%	porcentaje
Tipo de cambio	$20.40	pesos / dólar

Tabla 21. Premisas de la evaluación económica.
(Fuente: Información presentada por el Contratista)

Notas:

a. Volúmenes de Producción y Venta, de 2022 a 2041.
b. Promedio ponderado de las premisas presentadas por el operador de 2022 a 2041.
c. Inversiones y gastos de operación, de 2022 a 2041.

d.2 Resultados de la evaluación económica

A continuación, se muestran los indicadores económicos obtenidos para el proyecto:

Indicador	Antes del Pago de Contraprestaciones e ISR	Después del Pago de Contraprestaciones e ISR[/a]
VPN (MMUSD)	$10,171.45	$813.30

[2] Calculado de conformidad con lo dispuesto para la determinación del precio del gas publicado el 14 de enero de 2022 en el *Reporte anual por el que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público establece los rangos de los valores de los términos económicos de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos para el año 2022 disponible en el sitio web* https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/692766/Reporte_anual_2022.pdf; y considerando el valor promedio para el Índice de Referencia Nacional de Precios del Gas Natural al Mayoreo en el periodo de diciembre de 2021 a noviembre de 2022, *publicado por la Comisión Reguladora de Energía (https://www.cre.gob.mx/IPGN/), $6.29 US$/MMbtu ($7.59 US$/Mpc).*
[3] *Criterios Generales de política económica para la iniciativa de ley de ingresos y el proyecto de presupuesto de egresos de la federación correspondientes al ejercicio fiscal 2022, publicado por la SHCP.*

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

Indicador	Antes del Pago de Contraprestaciones e ISR	Después del Pago de Contraprestaciones e ISR[/a]
VPI (MMUSD)	$2,255.63	
VPN/VPI (USD/USD)	4.51	0.36

Tabla 22. Resultados de la evaluación económica.
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)

a. *Considera el pago de la Cuota Contractual para la Fase Exploratoria, de las Regalías, de la Utilidad Operativa a favor del Estado, del Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH), y del Impuesto Sobre la Renta (ISR).*

d.3 Consideraciones

Con base en la información presentada por el Operador y el análisis realizado, esta Comisión considera que la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción representa un proyecto económicamente viable para el Operador, antes y después del pago de Contraprestaciones e Impuestos, de acuerdo con la normativa aplicable.

Derivado de lo anterior, se espera obtener un flujo de recursos positivo para el Estado por concepto de Contraprestaciones a favor del Estado e Impuestos, durante el periodo productivo del proyecto.

VI. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y métricas de evaluación de la modificación al Plan de desarrollo para la Extracción

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en el Plan Modificado propuesto, se muestran los indicadores clave de desempeño conforme a los artículos 102 incisos a), b), c), d), e), 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	$DPA = \frac{PAreal}{PAplan} X\ 100\%$	Mensual

b) Aprovechamiento de gas natural

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

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	$DAG = \frac{AGNreal - AGNplan}{AGNplan} X\ 100\%$	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	$DRMA = \frac{RMA\ real}{RMA\ plan} X\ 100\%$	Mensual

d) Pozos perforados

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

e) Terminación de Pozos

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

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

f) Gasto de Operación

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

g) Inversión

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

Tabla 23. Indicadores clave de desempeño.
(Fuente: Comisión)

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

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 31, fracciones VI y VIII 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 el Área Contractual, con el fin de verificar que el proyecto se lleve a cabo, de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los Hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento al Plan Modificado propuesto.

i) Como parte del seguimiento a la ejecución, se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las actividades contempladas en el Plan, como se muestra en la Tabla 24.

Actividad	**Programadas**	**Ejercidas**	**Porcentaje de desviación**
Perforación	19	-	-

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

Terminación	19	-	-
RMA	2	-	-
RME	21	-	-
Ductos	11	-	-
Instalaciones	5*	-	-

*Incluye 3 plataformas, instalación de sistema de medición y compresión de gas en CP Atasta e instalación de sistema de Medición de aceite y gas en CP Litoral-A.

Tabla 24. Indicador de desempeño de las actividades realizadas.
(Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

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

Actividad	Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	General	96.72	-	-
	Geofísica	5.00	-	-
	Geología	0.04	-	-
	Perforación de Pozos	1,395.13	-	-
	Otras ingenierías	78.76	-	-
	Construcción Instalaciones	1,234.31	-	-
	Seguridad, Salud y medio Ambiente	42.37	-	-
Producción	General	1,128.96	-	-
	Geología	9.26	-	-
	Ingeniería de Yacimientos	60.94	-	-
	Intervención de Pozos	1,074.21	-	-
	Operación de Instalaciones de Producción	1,113.48	-	-
	Ductos	57.23	-	-
	Seguridad, Salud y medio Ambiente	176.80	-	-
Abandono	General	4.39	-	-
	Otras Ingenierías	7.39	-	-
	Desmantelamiento de Instalaciones	160.08	-	-
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	7.41	-	-
Total		**6,652.47**	-	-

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

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

iii) Las actividades planeadas por el Contratista están encaminadas al incremento de la producción en el Área Contractual, mismo que está condicionado 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 26.

Hidrocarburo	**2022***	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**
Producción de aceite programada (Mbd)	13.2	20.9	26.3	46.9	71.0	100.5	124.5	119.0	104.1	91.2	81.4	73.6	66.7	60.5	54.8
Producción de aceite real (Mbd)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porcentaje de desviación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Producción de gas programada (MMpcd)	25.7	33.7	41.9	61.0	85.6	110.9	127.8	118.4	101.9	88.0	77.4	68.9	61.6	55.0	49.1
Producción de gas real (MMpcd)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Porcentaje de desviación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Hidrocarburo	**2037**	**2038**	**2039**	**2040**	**2041**	**Volumen a recuperar (MMb y MMMpc)**
Producción de aceite programada (Mbd)	49.7	45.2	41.3	37.5	35.5	**444.46**
Producción de aceite real (Mbd)	-	-	-	-	-	-
Porcentaje de desviación	-	-	-	-	-	-
Producción de gas programada (MMpcd)	43.7	39.2	35.6	32.0	30.0	**450.93**
Producción de gas real (MMpcd)	-	-	-	-	-	-
Porcentaje de desviación	-	-	-	-	-	-

*2022: promedio de producción diciembre.

Tabla 26. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada. (Fuente: Comisión con información presentada por el Contratista)

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

El Contratista 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.

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGO

Mediante oficio 250.373/2023 de 30 de marzo 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.

Cabe señalar que esta Comisión tiene conocimiento que mediante oficio ASEA/UGI/DGG0I/0131/2017 de fecha 31 de enero de 2017, la Agencia resolvió como Autorizado el Sistema de Administración de la Empresa Fieldwood Energy E&P México, S. de R. L. de C.V., a implementar en el proyecto denominado Área Contractual 4.

El 01 de febrero de 2017, la Agencia asignó la Clave Única de Registro del Regulado (CURR): ASEA-FIE16006C/AG0117 al Operador e hizo entrega de la Constancia de Registro de la Conformación de su Sistema de Administración.

Por tanto, el presente Dictamen Técnico 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 LORCME.

VIII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL Y CAPACITACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA

Mediante oficio 250.374/2023 del 30 de marzo de 2023, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía (en adelante, SE) emitir opinión respecto del Programa de Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional.

De igual forma, por oficio 250.375/2023 del 30 de marzo de 2023, la Comisión solicitó a la SE emitir opinión respecto del Programa de Capacitación y Transferencia Tecnológica.

Al respecto, esta Comisión aún no cuenta con la opinión que corresponde emitir, en el ámbito de sus atribuciones, a la SE sobre dichos programas, motivo por el cual una vez que, en su caso, esa autoridad emita la opinión en sentido favorable, se tendrán por aprobados y formarán parte de la modificación al 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 y Transferencia Tecnológica.

En este sentido, esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico 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 de conformidad con el artículo 7 de los Lineamientos.

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

IX. CUMPLIMIENTO CONTRACTUAL

Con la presentación de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, la Comisión analizó el cumplimiento Contractual por parte del Operador respecto de las siguientes Cláusulas:

Cláusula o Anexo del Contrato	Cumple con el contenido del Contrato.
5.2 Plan de Desarrollo	Si
5.4 Cumplimiento del Plan de Desarrollo y Modificaciones	Si
9.5 Modificaciones del Contratista	Si
17.3 Fideicomiso de Abandono	Si
18.3 Contenido Nacional	Si
18.5 Capacitación y Transferencia Tecnológica	Si
Anexo 1 Coordenadas y especificaciones del Área Contractual	Si
Anexo 5 Inventario de Activos	Si

Tabla 27. Cumplimiento a cláusulas y anexos del Contrato.
(Fuente: Comisión)

Se le recuerda al Contratista que deberá cumplir con las obligaciones relacionadas con el Fideicomiso de Abandono, para lo cual deberá apegarse a lo estipulado en las Cláusulas 17.3 y 17.4 del Contrato enfatizando que el presente Dictamen Técnico no representa un pronunciamiento respecto de dicha obligación.

X. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan Modificado propuesto presentado por el Contratista de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 fracciones I, II, III, IV y VI de la LORCME, artículos 21, 22, 25, 59 fracción I, II, III, IV, V y 62 fracciones II, XI y penúltimo párrafo de los Lineamientos.

En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Programa Modificado propuesto dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Contrato y es congruente con las obligaciones establecidas en el mismo.

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

Con la toma de información contemplada en el Plan Modificado propuesto, se contribuirá a incrementar el conocimiento del potencial petrolero del país.

Lo anterior se cumple al realizar el reprocesamiento de sísmica como actividad recurrente, estudio de factibilidad de inyección de agua como recuperación secundaria, estudios geológicos, toma de registros geofísicos de pozo, toma de núcleos, análisis PVT, pruebas de presión-producción entre otros.

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

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:

Con el desarrollo de las actividades como son 19 perforaciones, 2 RMA y 21 RME contempladas por el Operador en el Plan Modificado propuesto, pretende recuperar a la vigencia del Contrato un volumen de 444.46 MMb de aceite y 450.93 MMMpc de gas, incrementando con esto el factor de recuperación actual de aceite de 0.33% a un factor de recuperación final de 20.54%.

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

Con la Modificación al Plan de Desarrollo propuesta el Operador tiene como estrategia el producir las reservas 2P del Área Contractual hasta el Límite económico.

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

Las actividades planteadas por el Contratista como la perforación y terminación de 19 pozos de Desarrollo, la ejecución de 2 RMA, 21 RME y la toma de información se consideran técnicamente viables para la Extracción de Hidrocarburos, en beneficio del país.

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

Una vez analizada la información remitida por el Contratista, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar por éste, en los ámbitos de infraestructura, perforación y terminación de pozos, bombeo neumático y bombeo electrocentrífugo como sistema artificial de producción y la elaboración y actualización de los modelos de yacimientos, se consideran las más adecuadas para la extracción de los hidrocarburos contenidos dentro de los campos del Área Contractual.

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

Derivado del análisis de la información remitida por el Contratista, el Plan Modificado propuesto no considera una modificación en la Meta de Aprovechamiento de Gas Natural así como en la máxima Relación Gas-Aceite aprobada, por lo que tales elementos se mantienen en los términos aprobados mediante la Resolución CNH.12.004/2021 del 07 de diciembre del 2021, no obstante, el Operador actualiza el pronóstico de producción derivado del desfase en la perforación de pozos y el incremento en la actividad asociada con la producción, así como la modificación en las formas de aprovechamiento.

Lo antes expuesto con fundamento en los artículos 5 y 11 de las Disposiciones Técnicas.

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos:

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Contratista, respecto a la propuesta del Punto de Medición provisional para la cuantificación del Petróleo a producir correspondiente a la solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo asociado al Área Contractual 4, el cual estará ubicado en la Plataforma Tumut-A compuesto por un medidor másico tipo Coriolis con tag de identificación ZZZ-133000A, mientras que para la cuantificación del gas, el Punto de Medición se mantiene de acuerdo a los términos aprobados mediante la resolución CNH.12.004/2021 de fecha 7 de diciembre de 2021 exceptuando el incumplimiento a la medición de los parámetros de CO_2 y H_2O, derivado que se prevé la maximización del valor del Hidrocarburo producido en el Área Contractual para el beneficio del Estado y Contratista, y que concurren las condiciones técnicas, económicas y contractuales suficientes como lo prevé el artículo 28 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, cumpliendo así con lo dispuesto en los artículos 9, 28, 42, 42 Bis y 42 Ter de los LTMMH y la normatividad vigente para la medición de Hidrocarburos.

Por lo anterior, esta Comisión revisó y analizó la información entregada por el Contratista correspondiente a la identificación, Ubicación, Responsable Oficial, Mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo, así como el Programa de Diagnósticos, concluyendo que se considera que la propuesta realizada para el Punto de Medición provisional para Petróleo, son técnicamente viables en cuanto a la determinación del volumen y calidad de los Hidrocarburos a producir, y que podrán ser utilizados durante la vigencia del Plan de Desarrollo.

Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan de Desarrollo Modificado permite evaluar de manera positiva los elementos considerados en el artículo 44, Fracción II de la Ley de Hidrocarburos, se alinea con las bases establecidas en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y es congruente con las obligaciones establecidas en el Contrato.

XI. Conclusiones

En consecuencia, con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión el Dictamen Técnico en sentido favorable sobre la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente al Contrato CNH-R01-L02-A4/2015, mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia del Contrato, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características del Contrato, toda vez que se cumple con lo establecido en los Lineamientos.

Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Operador deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del Contrato.

XII. RECOMENDACIONES

Esta Comisión después del análisis técnico realizado a la información presentada por el Contratista recomienda lo siguiente:

- Derivado de que actualmente el Operador no cuenta con una tendencia de presión esperada estimada para el yacimiento Cretácico del campo Ichalkil (hecho con analogías para los otros yacimientos en el Área Contractual), se recomienda que con la información dinámica a obtener con la perforación de los pozos se pueda tener mayor certidumbre en el abatimiento de presión de los yacimientos y verificar que la estrategia de explotación contemplada de los campos sea la adecuada o hacer los cambios pertinentes si son necesarios.
- Establecer una estrategia o programa de información continua para adquisición de datos de producción, yacimiento, operación de pozos, etc., para establecer procesos y definir la estrategia de explotación las zonas nuevas a desarrollar, la cual permita operar los pozos en condiciones óptimas, evitando el riesgo y la sobreproducción de agua.
- Cumplir en tiempo, forma y calidad con los programas de perforación y terminación de los pozos a perforar para evitar costos adicionales y poder recuperar los volúmenes de hidrocarburos contemplados a producir.
- Se recomienda el uso o implementación de la sísmica 4D para el monitoreo del avance de los contactos agua-aceite en los yacimientos del campo.
- Aunque el Operador tiene considerado realizar un estudio de factibilidad de inyección de agua como método de recuperación adicional, se recomienda el evaluar no sólo ese si no otros métodos, aunado a la implementación de otras tecnologías que pudieran ser factibles aplicar en los campos del Área Contractual y con esto incrementar los factores de recuperación.

ELABORÓ
ING. RUBÉN FELIPE MEJIA GONZÁLEZ
Director de Productividad de Pozos e Infraestructura

REVISÓ
MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ
Director General de Dictámenes de Extracción

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

AUTORIZÓ
ING. RAFAEL GUERRERO ALTAMIRANO
Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

Los firmantes y colaboradores del presente Dictamen Técnico lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 36, 37, 38 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, de la presentación de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato CNH-R01-L02-A4/2015.

Ing. Rubén Felipe Mejía González
Dirección De Productividad De Pozos E Infraestructura

ELABORÓ
Firma de Ruben Felipe Mejia Gonzalez
Fecha de Sello Digital: 18/04/2023 09:50:21 a. m.
Sello Digital:
Y0imvJAOfeLNlGwCBovMsQmOUGZoIuzLM3dguQ4JXe7UMlBUuqRX33dVaxwjanzuv9tk3WMe/pzVTBqVQOosLzd9CKvpULO+CX9qRP5mD5W3HYWvRbKhVDG59n6nUDI/8GTSy60Ix/+2TWDrCvY5V1iyVnKg18Fxsxm0x7ac43N1CADnmOq5mV3Y1iDGqMNZruJMhbdpJj2opvFmj8RK3LiK6zd+G0/Ew3Hq/pooEMybBOMg8gNxeVpgYzDoK9pcLw7tckP8X1y2vsLESseEEcwOb25RHLSjRu5ABSSZ5vJmq40VR4n/SI9Ulvwq28T9kgJBlrSXVFraIpRlOAEiZQ==

"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."

Mtro. Francisco Castellanos Páez
Director General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ
Firma de Francisco Castellanos Paez
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 02:14:22 p. m.
Sello Digital:
Fc0gmziglq78WhxVwNbZ7l69ayx9sxehzzrxToQ/ZJoYxtvCQU3h71FJu06bAUOxXBO7MZo7eU6EOvnTeEEjQee0ynTHlK4OEnnOh0xdBAPX+qMWqb04ZKCzjo+PVCpY6jClarVhzvGLgwfJPm5HesW9IibWD0CXP+jJuLdy6UkXHCyr7s/EI2Y7I2QaGPECVdRhlpgcEwdzp5b4m2nnLx0vxJcfuZEDIREHPZKbVXttOxHMrZp02AZQ7x0LzJUDN3frxC6sS/WK/O/XXJbmrwPdLmSnp8W1rWHTci6m8gGgg/4jci8+018dkgCzOHEMHGKzHFSit6vQceQGymd0lw==

"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: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIlu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

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

AUTORIZÓ
Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==

"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: 19/04/2023 05:17:50 p. m.
Sello Digital:
aZf85PTH1164yAvkM7KHczfvwAfzHQsWd9xS9OyUyfgOJrkKALacKOTnjYqmJXDCsRJdv+oZEcdEpUZ96kO29d2UTvyIx273VXoMAJ1rNlgoYfp18CxN0NT2PFL3DJrIuZgYJNUDYH11zcV8tEhrhKvESJ1a6ONWY2q+nrMNpc4p55A9z8lWM733uY/P0JFUgPReoTmk4T8U+igL5QNsidMYsHzzhxRDGBfG7+NH2d1AXiDDSdIIu1RBM6RHcm4uX89Ur36WMJZCBv1vXlQFh091V97U7P5JeRl7RbpGZ9ycByRR+eP2Y+O15hBWI+hvYv0o+63e2KuJbknAWClndA==