



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

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

Asignación A-0160-3M-Campo Ixtal

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Abril 2023



Contenido

I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN	3
II. ELEMENTOS GENERALES DEL PLAN DE DESARROLLO	5
III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN	5
IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS PARA LA EMISIÓN DEL DICTAMEN TÉCNICO.	6
V. ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN	7
A) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN	7
B) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN	8
C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS	9
D) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO.	11
E) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA	13
F) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	19
G) MECANISMO DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	23
H) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL	36
I) PROGRAMA DE INVERSIONES Y EVALUACIÓN ECONÓMICA	40
VI. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	44
VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	48
VIII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL	48
IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO	48
<i>a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.....</i>	<i>49</i>
<i>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</i>	<i>49</i>
<i>c) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación.</i>	<i>49</i>
<i>d) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos en beneficio del país</i>	<i>49</i>
<i>e) La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables.....</i>	<i>49</i>
<i>f) El programa de aprovechamiento del gas natural</i>	<i>49</i>
<i>g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos</i>	<i>50</i>
X. RECOMENDACIONES	50
XI. CONCLUSIONES	51

I. IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN

El Operador promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (en adelante, modificación al Plan de Desarrollo, MPDE, Plan de Desarrollo modificado o Modificación); de la Asignación A-0160-3M-Campo Ixtal (en adelante, Asignación); correspondiente al Campo Ixtal, es la Empresa Productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, Operador, Asignatario u Operador Petrolero).

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

Asignación	A-0160-3M-Campo Ixtal
Estado y municipio	Aguas someras del Golfo de México
Superficie	56.207 Km ²
Fecha de emisión de Título Fecha de la última modificación del Título	13 de agosto de 2014 2 de marzo de 2023
Vigencia	20 años a partir del 13 de agosto de 2014
Tipo de Asignación	Extracción de hidrocarburos
Tipo de hidrocarburos	Aceite negro y aceite volátil (17-32 °API)
Yacimientos	Paleoceno-Cretácico Superior- Medio-Inferior, Jurásico Superior Kimmeridgiano.
Colindancias	Campo A-0245-2M-Campo Onel, al Este la A-0174-M- Campo Kanaab y al sur la A-0042-M Campo Batab.

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

Cabe señalar que por Resolución CNH.08.004/14 del 14 de agosto de 2014, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión o CNH) aprobó el Plan de Desarrollo para la Extracción para diversos campos petroleros, entre ellos el asociado al Campo Ixtal.

De igual forma por Resolución CNH.E.30.003/18 del 17 de mayo de 2018, la Comisión aprobó la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción asociado al Campo Ixtal.

Dicho Título de la Asignación ha sido modificado por la Secretaría, el 4 de febrero de 2016, el 28 de febrero de 2018 y el 2 de marzo de 2023, para quedar identificado como A-0160-3M-Campo Ixtal, el cual se encuentra vigente.

La Asignación, se ubica en aguas someras del Golfo de México, a 90 km al NW de Ciudad del Carmen, Campeche, Figura 1, los vértices del polígono de la Asignación se muestran en la Tabla 2.

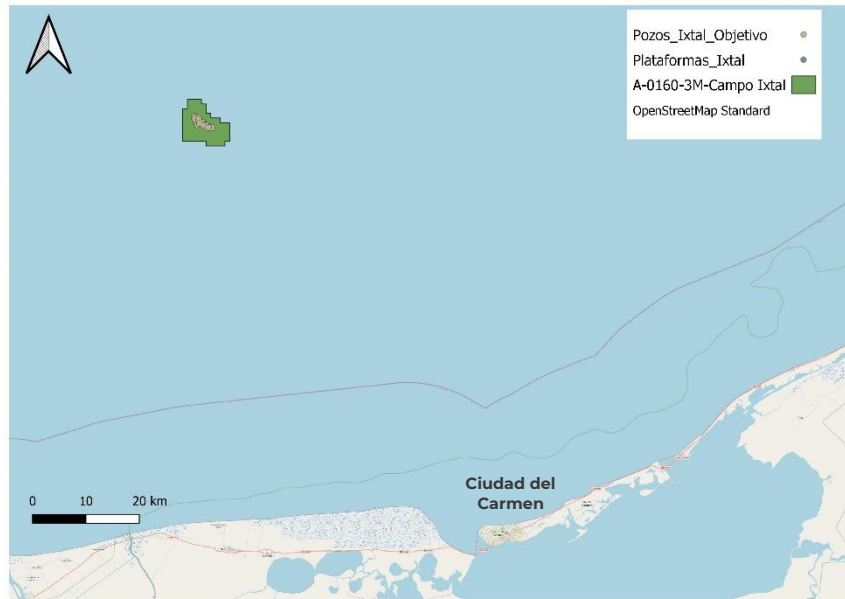


Figura 1. Ubicación de la Asignación. (Fuente: Comisión).

Los vértices que delimitan el polígono de la Asignación son acordes al Título vigente y no presentan ninguna modificación como se muestra a continuación.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	92°20'30"	19°25'30"
2	92°20'30"	19°25'00"
3	92°20'00"	19°25'00"
4	92°20'00"	19°24'00"
5	92°19'30"	19°24'00"
6	92°19'30"	19°23'30"
7	92°18'30"	19°23'30"
8	92°18'30"	19°23'00"
9	92°17'30"	19°23'00"
10	92°17'30"	19°21'00"
11	92°18'00"	19°21'00"
12	92°18'00"	19°20'30"
13	92°20'00"	19°20'30"
14	92°20'00"	19°21'00"

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/04/2023 10:57:12 a. m.

Sello Digital:

CNCQew4z8HqJcFvum14w3z2pmwDfkPcXIIAH28drNtMnEEj5MxUgfspec38sk5nsJtb4BPV8b0DBeEOdZd0x77ggzEdFZUAd+lfyFp+k04NRd6pCJFw3oYJ0ULcBoker58ZwL/0F23QgvZoWWBCwGSaBxselmD27L3Aa6kSG+uY2A7+wgi0HUx5aRirN3Jx+cwsnwx3iAyY4IDPKtBnMchoccc/w20t6szNFbhWDTZsZVTIznbAsheuNub5RZtZP8YNsqo2cicKbwjtrr6PGqjGc20t6ESrd5ehPQb7WEERYeJ7leFu/IgzkquRQDXA1kyLBZ6fgnnPPSSioQ30Lbjg==

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
15	92°22'30"	19°21'00"
16	92°22'30"	19°24'30"
17	92°22'00"	19°24'30"
18	92°22'00"	19°25'30"

Tabla 2. Vértices del polígono de la Asignación A-0160-3M – Campo Ixtal. (Fuente: Asignatario)

II. ELEMENTOS GENERALES DEL PLAN DE DESARROLLO

- La propuesta de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación contempla el mantenimiento de la producción base mediante 15 reparaciones menores (en adelante, RME), (incluye: Limpiezas de aparejo), 2 reparaciones mayores (en adelante, RMA), así como el taponamiento de 17 pozos, el abandono y desmantelamiento de 7 ductos y 2 plataformas. La inversión es de 432.14 MMUSD (Millones de dólares) y el gasto de operación de 69.90 MMUSD. Lo anterior para recuperar un volumen de 13.49 MMb (Millones de barriles) de aceite y 20.70 MMMpc (Miles de millones de pies cúbicos) de gas en la categoría de reservas 1P obteniendo un factor de recuperación final de 34.08% para el aceite y de 44.98% para el gas al límite económico de la Asignación (2031) el cual se encuentra dentro del periodo de vigencia del Título de la Asignación (2034).

III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN

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

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

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

La Figura 2 muestra el diagrama del proceso de evaluación, Dictamen Técnico y Resolución respecto de la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo presentada por el Asignatario para su aprobación.

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/6/2023, modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0160-3M-Campo Ixtal de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

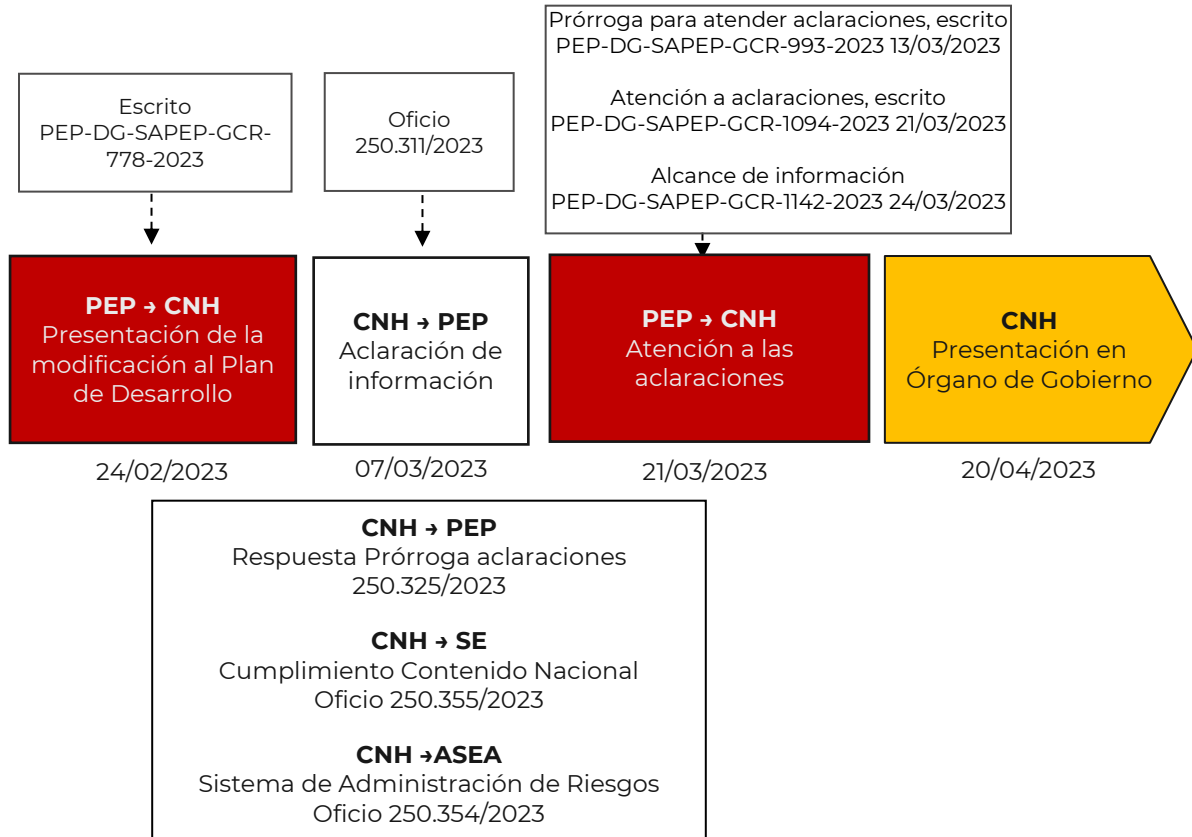


Figura 2. Cronología del proceso de Evaluación, Dictamen Técnico y presentación en Órgano de Gobierno (Fuente: Comisión).

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

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

La Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 22, 25, 26, 59 de los “LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos”, publicados en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF) el 12 de abril de 2019 y reformados el 31 de marzo y 20 de agosto del 2021, respectivamente (en adelante, Lineamientos).

Adicionalmente, se realizó el análisis de la modificación al Plan de Desarrollo al amparo de lo establecido en los *Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos* (en adelante, LTMMH) publicados en el DOF el 29 de septiembre de 2015 y modificados por acuerdos publicados en el DOF el 11 de febrero y 2 de agosto, ambos de 2016, 11 de diciembre de 2017 y 23 de febrero de 2021, 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 Técnicas) publicadas en el DOF el 7 de enero de 2016 y modificadas por acuerdos publicados en el DOF el 10 de marzo de 2020 y 23 de junio de 2022.

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 en el Anexo II de los Lineamientos.

V. ANÁLISIS DEL CUMPLIMIENTO DE LOS CRITERIOS DE EVALUACIÓN

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

La modificación propuesta al Plan de Desarrollo vigente actualiza los supuestos establecidos en el artículo 62, fracción III y XI inciso a) de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- Existe un incremento o decremento del quince por ciento o más de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente, en términos reales y de acuerdo con el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, tomando como base el mes y año en que fue aprobado el Plan. (documentado en el inciso **i) apartado b.**)
- Cuando el Área de Asignación o Contractual produzca 5,000 barriles o más de promedio diario anual de Petróleo se sujetará a lo siguiente:
 - a) Exista una variación del \pm treinta por ciento o más del volumen a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo.

	Volumen aceite	Volumen de gas
Programado 2022	4.58 MMB	2.70 MMMPC
Real 2022	5.50 MMB	8.36 MMMPC
Diferencia en %	+20%	+209%

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

Las principales características geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y Yacimientos de la Asignación se muestran en la Tabla 2.

Campo Ixtal			
Yacimiento		Cretácico (BKS, KS, KM, KI)	Jurásico Superior Kimmeridgiano
Área (Km ²)		10.13	10.9
Año de Descubrimiento		1993	1993
Fecha de inicio de producción		2018	2005
Profundidad promedio (m)		3,530	4,100
Tipo de Yacimiento		Aceite negro	Aceite volátil
Pozos*	Productores	5	10
	Cerrados con posibilidades	0	0
	Cerrados sin posibilidades	0	2
	Taponados	0	1
Marco geológico	Era	Mesozoico	Mesozoico
	Periodo	Cretácico	Jurásico
	Época	Superior	Superior
	Cuenca	Cuencas del Sureste	
	Litología	Caliza y calizas dolomitizadas	
Propiedades petrofísicas	Saturación inicial promedio de agua (%)	27	11
	Saturación actual promedio de agua	35	40
	Porosidad promedio (%)	7.5	8.7
	Permeabilidad promedio (MD)	39	300
	Espesor bruto promedio (m)	99.5	475.8
	Espesor neto promedio (m)	32.4	296.5
	Relación neto/bruto	0.33	0.62
Propiedades de los fluidos	Densidad API	17	32
	Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento (CP)	11.8	0.4
	Viscosidad del aceite en el punto de burbuja (CP)	8.1	0.3
	Factor de volumen de aceite inicial (Boi)	1.1	1.6
	Factor de volumen de aceite en el punto de burbuja (Bob)	1.1	1.8
	Factor de volumen de aceite actual (Bo actual)	1.1	1.8
	Relación de solubilidad inicial (Rsi) (m ³ /m ³)	0.1585	1.6508
	Relación de solubilidad en el punto de burbuja (Rsb) (m ³ /m ³)	0.1585	1.6508
	Densidad relativa del gas (gr/cm ³)	0.88	0.59
	Poder calorífico del gas (BTU/pc)	1330.61	1199.82

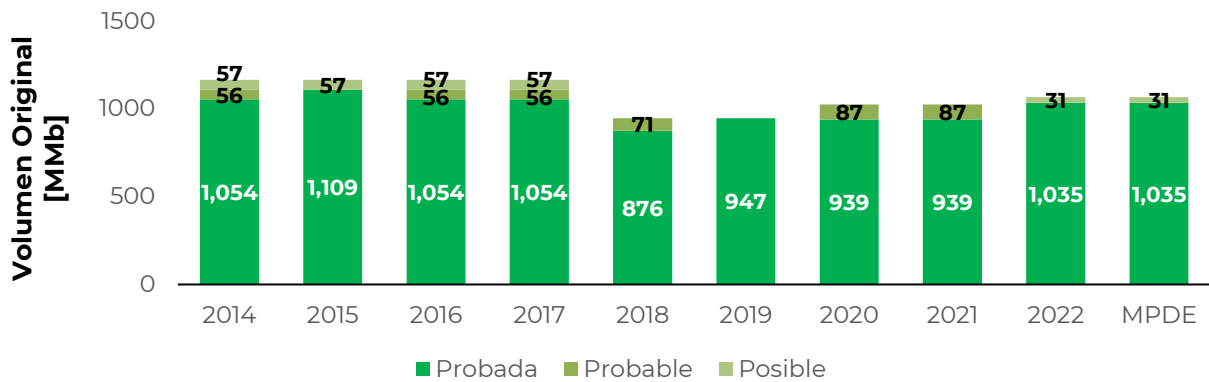
Campo Ixtal			
Yacimiento		Cretácico (BKS, KS, KM, KI)	Jurásico Superior Kimmeridgiano
	Presión de saturación o rocío (Kg/cm ²)	131.60	318.00
	Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (mpc/bl)	5.93	5.93
	Relación condensado gas (bl/mpc)	No aplica	No aplica
Propiedades del Yacimiento	Temperatura °C	129.5	132.1
	Presión inicial (Kg/cm ²)	370	551
	Presión actual (Kg/cm ²)	228.66	278.92
	Mecanismo de empuje principal	Empuje hidráulico	Empuje hidráulico
	Mecanismo de empuje secundario	Expansión Aceite, gas en solución y gas libre.	Expansión Aceite, gas en solución y gas libre.

Tabla 3. Características generales de los Yacimientos de la Asignación.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

c) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS

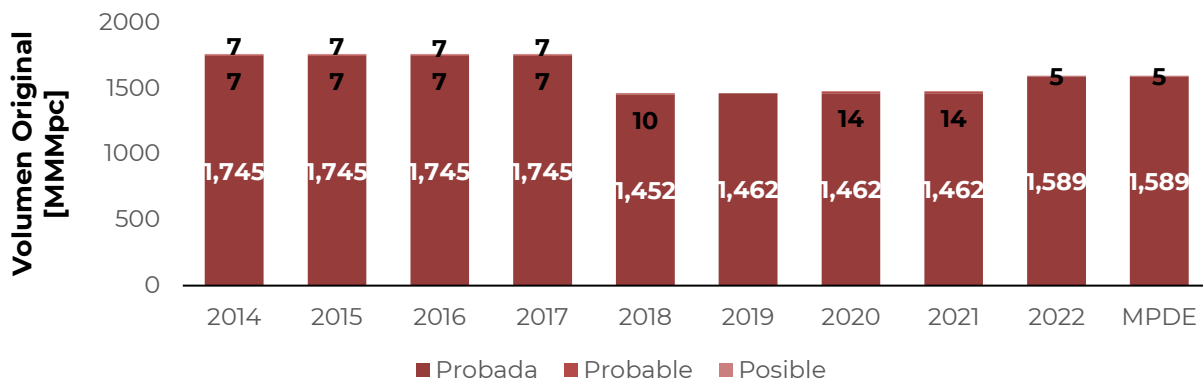
1. Evolución histórica del volumen original de hidrocarburos de la Asignación.

En las siguientes figuras se presenta la evolución de los volúmenes originales asociados al Área de Asignación entre 2014 y el 1 de enero de 2022, respecto de los documentados en la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción (en adelante, MPDE). Los volúmenes que se muestran corresponden a los yacimientos productores del Campo Ixtal, tanto en el Jurásico Superior Kimmeridgiano, como en el Cretácico.



Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Figura 3. Evolución histórica del Volumen Original de aceite (Fuente: Comisión con información del Asignatario).



Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Figura 4. Evolución histórica del Volumen Original de gas (Fuente: Comisión con información del Asignatario).

2. Evolución histórica de las Reservas asociadas a la Asignación.

La MPDE contempla recuperar un volumen de Reserva en categoría 1P de 13.49 MMb de aceite y 20.70 MMMpc de gas, de los cuales 10.47 MMb de aceite y 18.56 MMMpc de gas corresponden al yacimiento Ixtal JSK y 3.02 MMb de aceite y 2.14 MMMpc de gas se estiman recuperar en el yacimiento Ixtal Cretácico. El horizonte de ejecución de la MPDE va de junio de 2023 hasta el año 2034. En las siguientes figuras se presenta la evolución de las Reservas.

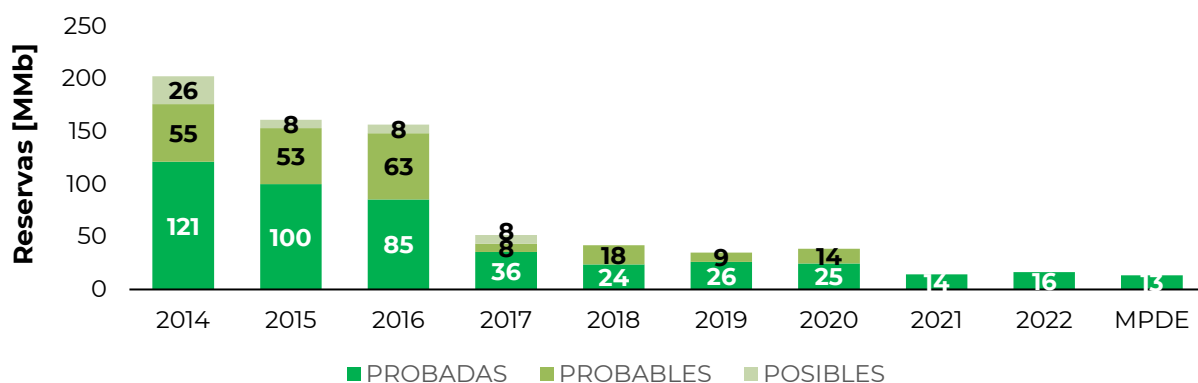


Figura 5. Evolución histórica de las reservas de aceite de la Asignación. (Fuente: Reportes oficiales CNH con información del Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/04/2023 10:57:12 a. m.

Sello Digital:

CNCQew4z8HqJcfvum14w3z2pmwDfkPcXIIAH28drNtMnEEj5MxUgfspec38sk5nsJtb4BPV8b0DBeEOdZd0x77ggzEdFZUAd+lfyFp+k04NRd6pCJFw3oYJ0ULcBoker58ZwL/0F23QgvZoWWBCwGSaBxselmD27L3Aa6kSG+uY2A7+wgi0HUx5aRirN3Jx+cwsnwx3iAyY4IDPKTbnMchocc/w20t6szNFbhWDTZsZVTIznAsheuNub5RZtZP8YNsqo2ciKbwjtrr6PGqjGc20t6ESrd5ehPQb7WEERYeJ7leFu/IGzkquRQDXA1kyLBZ6fgnnPPSSioQ30Lbjg==

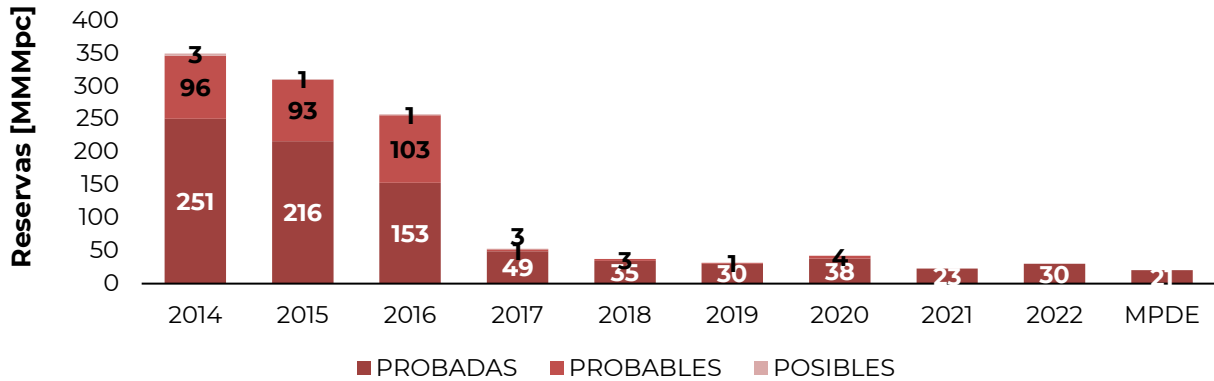


Figura 6. Evolución histórica de las reservas de gas de la Asignación. (Fuente: Reportes oficiales CNH con información del Asignatario).

- Las Reservas propuestas están alineadas a las reservas cuantificadas presentadas en el ciclo de Reservas 2023.
- Al final de la vida productiva del Campo se estima alcanzar factores de recuperación de 34.08% para el aceite y de 44.98% para el gas.
- Las variaciones en las Reservas se atribuyen al mejor comportamiento de los pozos productores durante el 2022.

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

El Asignatario evaluó dos alternativas de desarrollo, con el objetivo de maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos y garantizar así, la máxima rentabilidad del proyecto, la optimización de los costos operativos e inversiones, la desincorporación y el abandono de la infraestructura actual y el taponamiento de pozos, reduciendo los riesgos involucrados en el Plan de Desarrollo.

El análisis de las alternativas se realizó a partir de la evaluación de escenarios, el cual correlaciona diferentes aspectos técnicos y económicos que influyen en el desarrollo del proyecto. Los principales criterios que se utilizaron para la mejor selección de la alternativa son:

- Indicadores de rentabilidad
- Tiempo de recuperación de la reserva
- Volumen de reserva a recuperar
- Riesgos operativos
- Tipos de intervención
- Instalaciones disponibles

La Alternativa 1 es la seleccionada para continuar con el desarrollo de la Asignación, ya que ofrece un balance óptimo de acuerdo con el riesgo técnico y los indicadores económicos. Al realizar la comparativa con la Alternativa 2, esta última ofrece mayor reserva remanente recuperable, sin embargo, implica un mayor riesgo para el desarrollo de la localización por la incertidumbre asociada a la reserva en categoría posible.

A continuación, se describen la actividad física, inversiones e indicadores económicos de las alternativas analizadas:

Características	Alternativa 1	Alternativa 2
	(Ganadora)	
Metas físicas (Número)		
Perforación de pozos de desarrollo	-	1
Terminación de pozos de desarrollo	-	1
Intervenciones mayores a pozos	2	2
Reparaciones menores	15	16
Instalaciones	-	-
Ductos	-	-
Abandono de pozos	17	18
Abandono de ductos	7	7
Abandono de instalaciones	2	2
Volumen a recuperar		
Aceite (MMb)	13.49	14.50
Gas (MMMpc)	20.70	21.32
Gastos de operación (MMUSD)	69.90	74.46
Inversiones (MMUSD)	432.14	514.29
Indicadores económicos		
VPN AI (MMUSD)	480.64	433.20
VPN DI (MMUSD)	85.61	12.61
VPI (MMUSD)	268.52	350.35
VPN/VPI AI	1.79	1.24
VPN/VPI DI	0.32	0.04

Tabla 4. Resumen de las Alternativas analizadas por el Asignatario.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/04/2023 10:57:12 a. m.

Sello Digital:

CNCQew4z8HqJcFvum14w3z2pmwDfkPcXIIAH28drNtMnEEj5MxUgfspc38sk5nsJtb4BPV8b0DBeEOdZd0x77ggzEdFZUAd+IfyFp+k04NRd6pCJFw3oYJ0ULcBoker58ZwL/oF23QgvZoWWBCwGSaBxseLmD27L3Aa6kSG+uY2A7+wgi0HUx5aRirN3Jx+cwsnwx3iAyY4IDPKtBnMchocc/w20t6szNFbhWDTZsZVTIznbAsheuNub5RZtZP8YNsqo2ciKbwjtrr6PGqjgGc20t6ESrd5ehPQb7WEERyeJ7leFu/lGzkuRQDXA1kyLBZ6fgnnPPSSioQ30Lbjg==

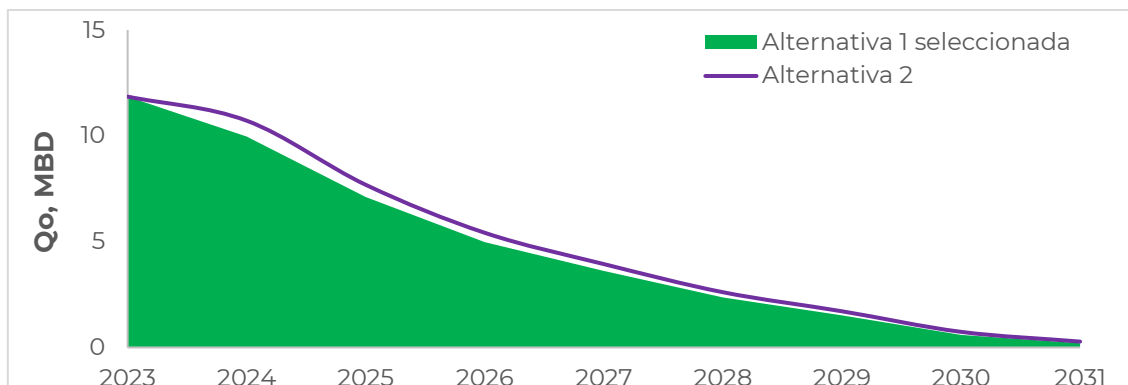


Figura 7. Pronóstico de producción de aceite de las Alternativas analizadas.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

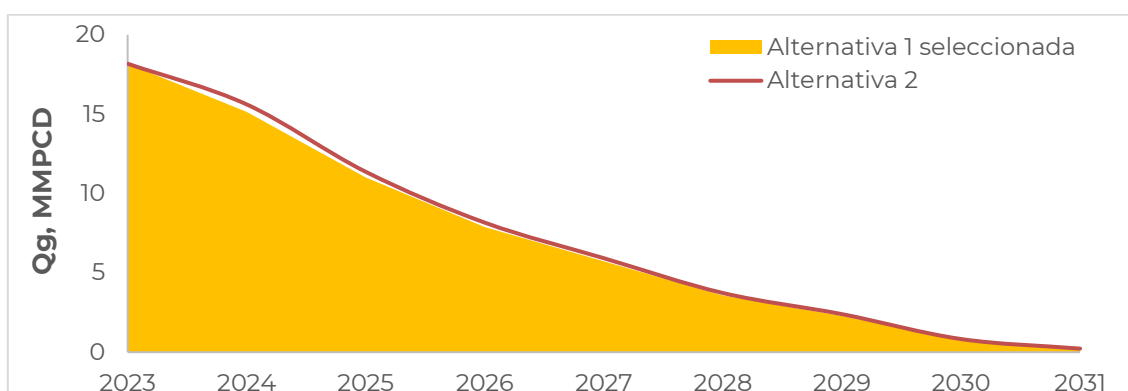


Figura 8. Pronóstico de producción de gas de las Alternativas analizadas.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

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

En la Tabla 5 se muestra la comparación entre lo programado en el Plan vigente de 2018 a diciembre 2022, lo real ejecutado por el Asignatario y su proyección a mayo de 2023, así como lo propuesto en el Plan modificado a la vigencia de la Asignación en 2034 y al límite económico de la Asignación en 2031.

Concepto	Unidades	Plan Vigente	Real ⁽⁴⁾	Remanente	Plan Modificado
		2018 - 2049*	2018 - may 2023		jun 2023 - 2034
Pozos terminados	Número	-	-	-	-
RMA		16	9	7	2
Plataforma		-	-	-	-
Ductos		1	1 ⁽⁵⁾	-	-

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/04/2023 10:57:12 a. m.

Sello Digital:

CNCQew4z8HqJcFvum14w3z2pmwDfkPcXIIAH28drNtMnEEj5MxUgfspc38sk5nsJtb4BPV8b0DBeEodZd0x77ggzEdFZUAd+lfyFp+k04NRd6pCJFw3oYJ0LcBoker58ZwL/0F23QgvZoWWBCwGSaBXseLmD27L3Aa6kSG+uY2A7+wgi0HUx5aRirN3Jx+cwsnwx3iAyY4IDPKtBnMchocc/w20t6szNFbhWDTZsZVTIznbAsheuNub5RZtZP8YNsqo2cikbwjtrr6PGqjGc2Ot6ESrd5ehPQb7WEERYeJ7leFu/IGzkquRQDXA1kyLBZ6fgnnPPSSioQ30Lbjg==

Concepto	Unidades	Plan Vigente	Real ⁽⁴⁾	Remanente	Plan Modificado
		2018 - 2049*	2018 - may 2023		jun 2023 - 2034
Volumen de aceite a extraer	MMb	42.24	35.60	6.64	13.49 ⁽¹⁾
Volumen de gas a extraer ⁽²⁾	MMMpc	37.40	55.87	-18.47	20.70 ⁽¹⁾
Inversión ⁽³⁾	MMusd	586.04	800.99	-214.95	432.14
Gasto de operación ⁽³⁾		276.24	161.05	115.19	69.90

(1) Los volúmenes a recuperar propuestos del Plan Modificado corresponden a los estimados a la fecha de inicio del plan al 1º de junio de 2023.

(2) Considera el gas hidrocarburo.

(3) Inversiones y gastos de operación del Plan Vigente referidos a millones de usd@2023.

(4) Real ene 2018 - nov 2022 + mejor proyección dic 2022 - may 2023

(5) Incluye interconexión a Ixtal-A

Nota 1: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Nota 2: Paridad 20.6902 pesos/usd.

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

Tabla 5. Comparativo de actividad, inversión y volumen a recuperar.
(Fuente: Asignatario).

Seguimiento al Plan de Desarrollo vigente

La comparación del avance en producción, actividades físicas y costos entre el Plan vigente y lo real ejecutado (periodo 2018 - diciembre 2022) en la Asignación, se muestra en la Tabla 6.

Comparación del avance entre el PDE vigente y lo ejecutado en la Asignación A-0160-3M (periodo enero 2018 - diciembre 2022)																
Año	Qo		Qg		Perforaciones (número)		Terminaciones (número)		RMA (número)		RME (número)		Inversión (MMusd)		Gastos de Op. (MMusd)**	
	(mbd)		(mmpcd)		Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan ¹	Real ²
	Plan	Real*	Plan	Real*												
2018	23.80	17.44	35.50	30.23	0	0	0	0	5	5	6	4	218.72	235.05	120.95	13.55
2019	29.30	21.17	30.70	32.50	0	0	0	0	4	1	0	5	127.91	154.94	126.69	49.61
2020	19.00	17.51	13.40	27.26	0	0	0	0	2	0	0	2	44.77	170.66	90.85	85.85
2021	14.70	21.05	8.10	32.05	0	0	0	0	4	3	1	3	69.07	200.74	73.43	14.32
2022	12.50	15.08	7.40	22.90	0	0	0	0	1	0	0	9	26.86	91.17	67.07	11.87

Las cifras pueden no coincidir por redondeo. La fecha de inicio del PDE vigente es el 01 de enero de 2018.

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

**Los Gastos operativos referentes al Plan, consideran los Otros Egresos.

¹Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados @2023. El factor utilizado para la actualización es 1.279055 (con el INPP promedio ene 2023: 259.904).

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

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

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

2018 = 1.28697 2020 = 1.33718 2022 = 0.98269

2018 = 19.23803 2020 = 21.49609 2022 = 20.12500

2019 = 1.30071 2021 = 1.14322 2023 = 1.0000

2019 = 19.26177 2021 = 20.28179 2023 = 19.04964

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

Tabla 6. Comparativo del PDE vigente contra lo real ejecutado.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

Seguimiento al Compromiso Mínimo de Trabajo

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/04/2023 10:57:12 a. m.

Sello Digital:

CNCQew4z8HQjCfvum14w3z2pmwDfkPcXIIAH28drNtMnEEj5MxUgfspec38sk5nsJtb4BPV8b0DBeEOdZd0x77ggzEdFZUAd+lfyFp+k04NRd6pCJFw3oYJ0ULcBoker58ZwL/oF23QgvZoWWBCwGSaBxselmD27L3Aa6kSG+uY2A7+wgi0HUx5aRirN3Jx+cwvsnwx3IAY4IDPKtBnMchoccc/w20t6szNFbhWDTzszVTIznbAshenub5RZtZP8YNsqo2ciKbwjtr6PGqjGc2Ot6ESrd5ehPQb7WEERYeJ7leFu/IGzkqrQDxA1kyLBZ6fgnnPPSSioQ30Lbjg==

En términos de lo establecido en el Término y Condición Quinto “De las Actividades de Extracción”, primer párrafo, del Título de la Asignación vigente que a la letra señala:

“Las actividades de Extracción se llevarán a cabo en términos del Plan de Desarrollo para la Extracción aprobado por la Comisión y el Compromiso Mínimo de Trabajo establecido en el Anexo 2 de la presente Asignación.”

A-0160-3M - Campo Ixtal					
Producción*	Campos Nuevos	Más de 5,000 bpced	Entre 5,000 y 1,000 bpced	Menos de 1,000 bpced	Sin producción
Perforación	30%	30%	30%	10%	10%
Terminación	30%	30%	30%	10%	10%
RMA	30%	50%	50%	10%	10%

*Producción promedio anual durante la vigencia de la Asignación.

Tabla 7. Extraída del Anexo 2 del Título vigente de la Asignación A-0160-3M Campo Ixtal.

En virtud de lo anterior y, dado que la columna que define el Compromiso Mínimo de Trabajo de la Asignación corresponde a la tercera (Más de 5,000 bpced), en las siguientes tablas se presenta el Compromiso Mínimo de Trabajo (en adelante, CMT) establecido en el Título vigente de la Asignación, y lo real ejecutado por el Asignatario y la diferencia existente entre ambos rubros (Tabla 10).

Año	Qo Real mbd	Qg Real mmpcd	Factor ¹ BOE	BPCED bpd	Perf PDE ²	Perf CMT	Term PDE ²	Term CMT	RMA PDE ²	RMA CMT de acuerdo al % de la columna 3 de la tabla 7.
2015	48.529	99.280	5	68,385	0	0	0	0	3	1
2016	32.532	55.681	5	43,668	0	0	0	0	1	0
2017	22.938	40.075	5	30,953	0	0	0	0	3	1
2018	17.442	30.230	5	23,488	0	0	0	0	5	2
2019	21.171	32.502	5	27,672	0	0	0	0	4	2
2020	17.513	27.260	5	22,965	0	0	0	0	2	1
2021	21.051	32.054	5	27,462	0	0	0	0	4	2
2022	15.078	22.896	5	19,658	0	0	0	0	1	0
TOTAL					0	0	0	0	23	9

¹La producción promedio anual de la Asignación, expresada en barriles de petróleo crudo equivalente, se estimó de forma preliminar con un factor de equivalencia de gas natural a petróleo crudo equivalente (BOE) de 5 mpc/b. En este sentido, para el caso particular de los valores de BOE, los mismos serán solicitados a la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión con una periodicidad previamente definida con dicha área técnica, a fin de contar con datos precisos para el adecuado seguimiento al CMT.

²Consolida el PDE de Ronda Cero de 2015 a 2017 y el PDE modificado vigente de 2018 a 2022.

Tabla 8. Estimación del CMT con base en los porcentajes establecidos en el Título

Año	Perforaciones Real	Terminaciones Real	RMA Real ¹
2015	1	1	4
2016	0	0	2
2017	0	0	1

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/04/2023 10:57:12 a. m.

Sello Digital:

CNCQew4z8HqJcfvum14w3z2pmwDfkPcXIIAH28drNtMnEEj5MxUgfspc38sk5nsJtb4BPV8b0DBeEOdZd0x77ggzEdFZUAd+IfyFp+k04NRd6pCJFw3oYJ0ULcBoker58ZwL/0F23QgvZoWWBCwGSaBXseLmD27L3Aa6kSG+uY2A7+wgj0HUx5aRirN3Jx+cwsnwx3iAyY4IDPKtBnMchocc/w20t6szNfhhWDTZsZVTIznbAsheuNub5RZtZP8YNsqo2ciKbwjtrr6PGqjGc2Ot6EsrD5ehPQb7WEERYeJ7leFu/IGzkquRQDXA1kyLBZ6fgnnPPSSioQ30Lbjg==

2018	0	0	5
2019	0	0	1
2020	0	0	0
2021	0	0	3
2022	0	0	0
TOTAL	1	1	16

¹Se contemplan las actividades realizadas de agosto a diciembre de 2014 (2 RMA)

Tabla 9. Actividades Ejecutadas 2015-2022

Año	Perforaciones	Terminaciones	RMA
2015	1	1	3
2016	0	0	2
2017	0	0	0
2018	0	0	3
2019	0	0	-1
2020	0	0	-1
2021	0	0	1
2022	0	0	0
TOTAL	1	1	7

Tabla 10. Desviaciones (Real-CMT) (Fuente: Comisión con información del Asignatario).

De conformidad con lo plasmado en los resultados de la **evaluación parcial del CMT** y con base en lo establecido en el CMT del Título vigente, esta DGSA advierte que, de las **desviaciones estimadas para el horizonte 2015-2022**, se identifica un buen porcentaje de avance en la ejecución de las actividades teniendo 7 RMA más de las mínimas de acuerdo con los porcentajes estipulados y una perforación y terminación extra.

Modificación al Plan de Desarrollo

En la siguiente tabla se presentan las actividades físicas, así como la inversión y gastos de operación.

Actividad	2023*	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Perforaciones desarrollo (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terminaciones desarrollo (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reparaciones Mayores (Número)	-	2	-	-	-	-	-	-	-
Reparaciones Menores^A (Número)	10	2	2	1	-	-	-	-	-
Instalaciones (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Macroperas (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ductos (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taponamientos (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono de ductos^B (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Abandono de infraestructura^C (Número)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Inversión (MMusd)	20.58	68.68	47.92	40.51	25.98	27.92	19.12	13.88	4.55
Gastos de Op. (MMusd)	12.47	18.85	13.48	9.49	6.87	4.46	2.86	1.08	0.33
Otros egresos (MMusd)	-	5.13	7.08	5.47	4.96	4.23	5.70	4.75	3.28

Actividad	2032	2033	2034	TOTAL
Perforaciones desarrollo (Número)	-	-	-	0
Terminaciones desarrollo (Número)	-	-	-	0
Reparaciones Mayores (Número)	-	-	-	2
Reparaciones Menores^A (Número)	-	-	-	15
Instalaciones (Número)	-	-	-	0

Macroperas (Número)	-	-	-	0
Ductos (Número)	-	-	-	0
Taponamientos (Número)	8	9	-	17
Abandono de ductos^B (Número)	-	3	4	7
Abandono de infraestructura^C (Número)	-	-	2	2
Inversión (MMusd)	22.52	44.53	95.98	432.14
Gastos de Op. (MMusd)	0	0	0	69.90
Otros egresos (MMusd)	0	0	0	40.61

Tabla 11. Actividad, inversiones y gasto de operación programados para la modificación del Plan de Desarrollo. (Fuente: Comisión con información del Asignatario).

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

^A La fecha de inicio de la vigencia del nuevo Plan de Desarrollo es a partir de 01 de junio de 2023.

^B Las RME incluyen estimulaciones. No incluye las tomas de información.

^C El Abandono de ductos contempla los cabezales de recolección, desmantelamiento e inertización de ductos.

^E El Abandono de infraestructura contempla el desmantelamiento y recuperación de estructuras.

Nota: De acuerdo con el Título de la Asignación A-0160-3M, la vigencia para realizar actividades petroleras es hasta el año 2034.

A continuación, se presentan los pronósticos de producción contemplados en la **Solicitud**:

Año	2023 ¹	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031 ²	TOTAL
Producción Aceite (Mbpd)	11.25	9.96	7.11	4.98	3.61	2.36	1.52	0.59	0.19	ΔNp
Anual (MMb)	2.40	3.65	2.6	1.82	1.32	0.86	0.55	0.22	0.07	
Acumulada (MMb)	2.40	6.05	8.65	10.47	11.79	12.65	13.2	13.42	13.49	
Producción Gas (MMpcd)	17.25	15.15	11.01	7.9	5.72	3.58	2.28	0.74	0.17	ΔGp
Anual (MMMpc)	3.69	5.54	4.02	2.88	2.09	1.31	0.83	0.27	0.06	
Acumulada (MMMpc)	3.69	9.24	13.26	16.14	18.23	19.53	20.37	20.64	20.7	

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

¹ La fecha de inicio de la vigencia del nuevo Plan de Desarrollo es a partir de 01 de junio de 2023.

² Los pronósticos de producción agotan la reserva cuantificada en el año 2031.

Tabla 12. Pronóstico de producción del Plan de desarrollo modificado. (Fuente: Comisión con información del Asignatario).

El límite económico de la modificación al Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario se encuentra previsto para el año 2031, el cual se encuentra dentro de la vigencia de la Asignación 2034.

En la Figura 9 y Figura 10, así como en la Tabla 13 y Tabla 14, se observa el comparativo de los escenarios de producción del Plan vigente, producción histórica real y el escenario de la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo para el aceite y para el gas, respectivamente.

Aceite	PDE 2018– 2022	Real 2018-2022	PDE 2023-2026	MPDE 2023-2031
Volumen(MMbls)	36.25	33.67	5.96	13.49
Diferencia	-2.58		+7.53	

* Real, del periodo de 2018 a diciembre 2022

Tabla 13. Comparación del volumen de aceite a recuperar. (Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

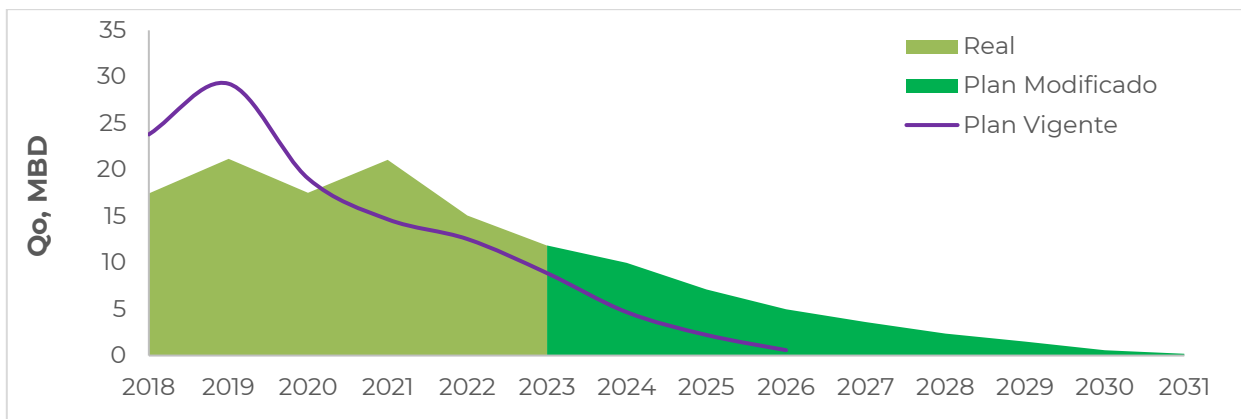


Figura 9. Pronóstico de producción de aceite del Plan vigente y la modificación al Plan.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Gas	PDE 2018 – 2022	Real 2018-2022	PDE 2023-2026	MPDE 2023-2031
Volumen (MMMpc)	34.71	52.90	2.68	20.70
Diferencia	+18.19		+18.02	

* Real, del periodo de 2018 a diciembre 2022

Tabla 14. Comparación del volumen de gas a recuperar.
(Fuente: Comisión con información ingresada por el Asignatario)

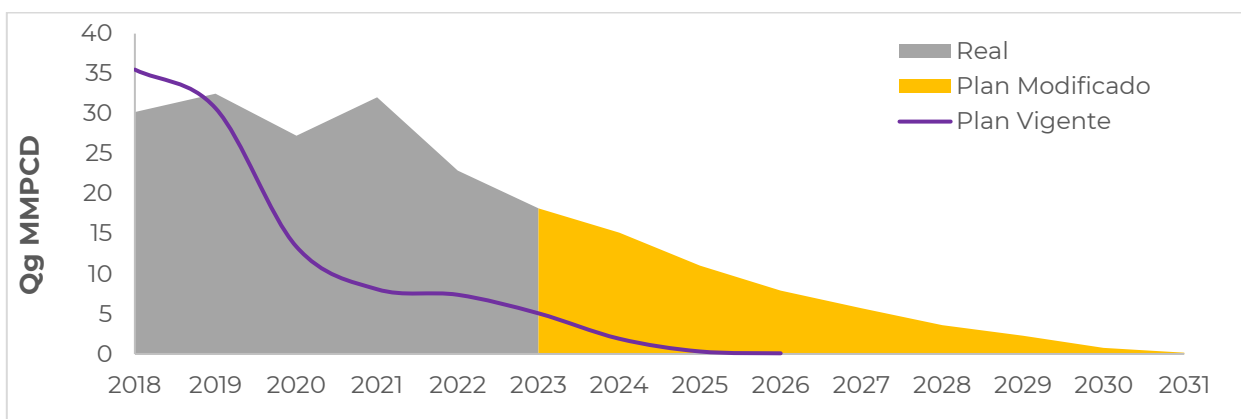


Figura 10. Pronóstico de producción de gas del Plan vigente y la modificación al Plan.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/04/2023 10:57:12 a. m.

Sello Digital:

CNCQew4z8HqJcFvum14w3z2pmwDfkPcXIIAH28drNtMnEEj5MxUgfspc38sk5nsJtb4BPV8b0DBeEOdZd0x77ggzEdFZUAd+IfyFp+k04NRd6pCJFw3oYJ0ULcBoker58ZwL/oF23QgvZoWWBCwGSaBxselmD27L3Aa6kSG+uY2A7+wgi0HUx5aRirN3Jx+cwsnwx3iAyY4IDPKTBnMchocc/w20t6szNFbhWDTZsZVTIZnbAsheuNub5RZtZP8YNsqo2ciKbwjtrr6PGqjGc20t6ESrd5ehPQb7WEERYeJ7leFu/IgzkquRQDXA1kyLBZ6fgnnPPSSioQ30Lbjg==

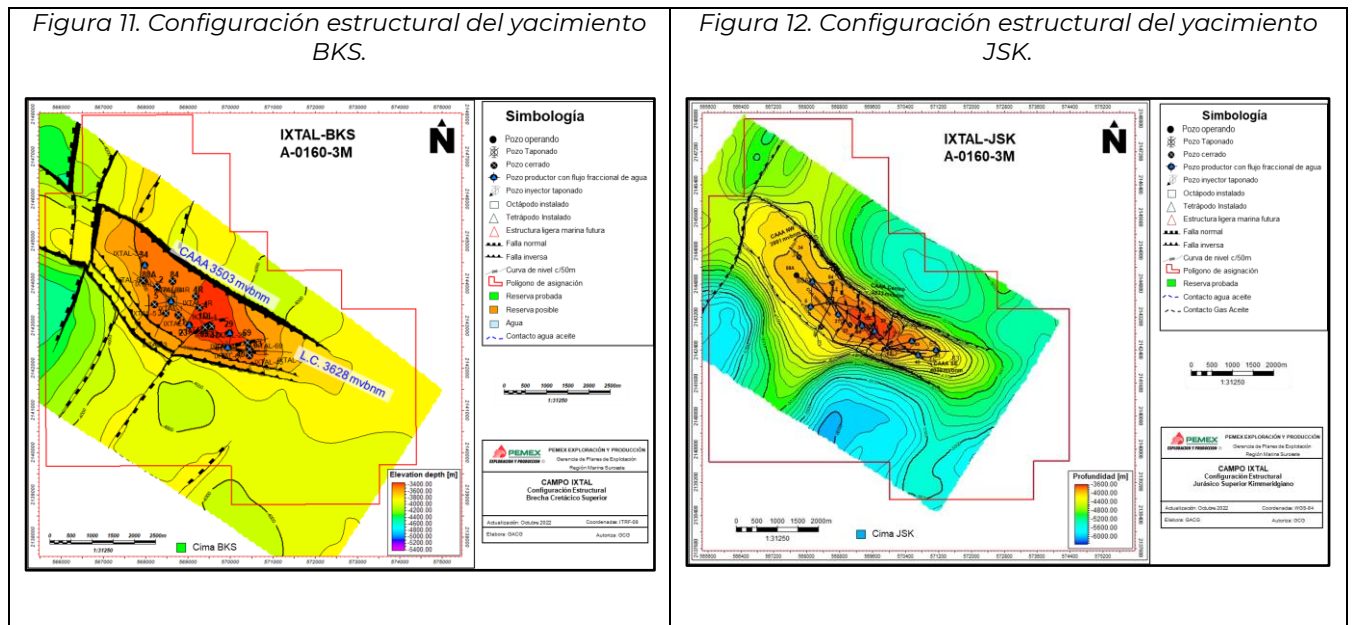
De las gráficas anteriores es importante destacar que el pronóstico de producción vigente estaba considerado hasta el año 2026, debido al comportamiento de producción en el Campo y al éxito de las reparaciones mayores y menores se ha prolongado la estimación de la vida productiva de los yacimientos hasta el año 2031, teniendo un incremento en el volumen a recuperar respecto a lo vigente de 7.53 MMb de aceite y 18.02 MMMpc de gas.

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

f.1) Características geológico – estructurales

El campo Ixtal se describe como un anticlinal alargado el cual presenta una orientación NW-SE, se encuentra limitado al NE y SW por dos fallas inversas principales paralelas al eje de la estructura, que buzanan hacia el SW y NE respectivamente, además existe un sistema secundario de fallas normales al interior de la estructura de dirección NE-SW, al NW y SE presenta cierre por buzamiento. La estructura está afectada por intrusiones salinas por debajo del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) en la zona media y oriental del campo que han generado superficies de despegue los cuales originan un patrón de fallas listricas normales, estos cuerpos han sido penetrados por los pozos Ixtal-1, Ixtal-DL1, Ixtal-29 e Ixtal-67.

La asignación abarca dos yacimientos denominados Cretácico (BKS, KS, KM, KI) y Jurásico (JSK), la Figura 11 y Figura 12 muestran la configuración estructural en profundidad para cada uno de los yacimientos.



f.2) Perforación de pozos

No se perforarán pozos en esta modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/04/2023 10:57:12 a. m.

Sello Digital:

CNCQew4z8HqJcfvum14w3z2pmwDfkPcXIIAH28drNtMnEEj5MxUgfspec38sk5ns3tb4BPV8b0DBeEOdZd0x77ggzEdFZUAd+lfyFp+k04NRd6pCJFw3oYJOUlCBoke
58ZwLofF23QgvZoWWBCwGSaBxselmD27L3Aa6kSG+uY2A7+wgIOHUX5aRirN3Jx+cwsvnw3iAyY4IDPKtBnMchoccc/w20t6szNfBhWDITzszVTIznbAshueNub5Zrt
ZP8YNsqo2cikbwjtrr6PGqjGc2Ot6EsrD5ehPQb7WEERYeJ7leFu//GzqkuRQDXA1kyLBZ6fgnnPPSSioQ30Lbjg==

f.3) Método de Recuperación Secundaria o Mejorada

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

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

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

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

Yacimientos	Densidad @ c.s. (°API)	Viscosidad @ c.y. / Psat.	Saturación de aceite (%)	Espesor Neto (m)	Permeabilidad (mD)	Profundidad del Plano de Referencia (mv)	Porosidad (%)	Temperatura (°C)	Volumen original de aceite (MMb)	Volumen original de gas (MMMpc)
Cretácico	17	11.8 / 8.1	72.9	32.4	39	3,530	7.6	129.5	111.1	17.61
Jurásico	32	0.4 / 0.3	88.9	296.5	300	4,100	8.7	132.1	955.2	1,576.8

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

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

Los procesos evaluados por el Operador fueron basados en estadísticas de Campos con características similares a los que se les han implementado procesos exitosos y que reflejan los criterios de selección recomendados; pretendiendo encontrar Campos análogos a nivel mundial que permitan conocer los resultados obtenidos.

El Operador llevó a cabo la selección a través de la herramienta EOR SELECTOR 1.0 y DAKS, tomando en cuenta numerosos Yacimientos alrededor del mundo, donde se han aplicado diferentes tipos de procesos de Recuperación Secundaria y/o Mejorada.

En las siguientes tablas se presentan los resultados obtenidos para cada yacimiento de la Asignación.

Campo	País	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)	Proceso	Formación
Ixtal (BKS)	México	39	7.56	Primario	Carbonatos
Pembina O Pool	Canadá	11.8	3.10	Gases hidrocarburos	Carbonatos

Tabla 16. Campos análogos y procesos empleados respecto a la permeabilidad y porosidad, Yacimiento BKS. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Yacimiento	Campo	País	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)	Proceso	Formación
KS-KM-KI	Ixtal	México	39	7.56	Primario	Carbonato
Kelamayi	Kelamayi	China	120	18	Agua	Carbonato
Majiagou-Liangjiashan	Renqiu	China	121	6	Agua	Carbonato
Upper Carboniferous-Lower Permian	Prirazlom	Rusia	170	21	Agua	Carbonato
Quissama	Garoupa	Brasil	175	19	Agua	Carbonato

Tabla 17. Campos análogos y procesos empleados respecto a la permeabilidad y porosidad, Yacimientos del Cretácico. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Yacimiento	Campo	País	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)	Proceso	Formación
JSK	Ixtal	México	300	8.71	Primario	Carbonato
L-II	Mumbai High	India	145	21	Agua	Carbonato
Arab D	Qatif	Arabia Saudita	140	15	Agua	Carbonato
L-III	Mumbai High	India	158	22	Agua	Carbonato
Brae	Toni	Reino Unido	150	11	Agua	Carbonato

Tabla 18. Campos análogos y procesos empleados respecto a la permeabilidad y porosidad, Yacimientos del Jurásico. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Con base en el estudio de campos análogos, y considerando las propiedades del yacimiento, la **inyección de agua** es el proceso potencial aplicable para las formaciones del Cretácico y el Jurásico, como método de recuperación secundaria para el mantenimiento de la presión.

f.3.3) Resultados del Estudio de Factibilidad Económica Probabilista

	Volumen original 3P de aceite (MMb)	Volumen original 3P de gas (MMMpc)	Factor de recuperación de aceite incremental (FR%)	Volumen de aceite a obtener (MMb)	Volumen de gas a obtener (MMMpc)	Costos operativos + inversiones MMUSD
Cretácico	111.1	17.61	0.89	0.99	0.70	188.33
Jurásico	955.2	1,576.8	0.33	3.20	5.65	204.83

Tabla 19. Premisas utilizadas para el estudio de factibilidad económica probabilista (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Resultados de los análisis probabilísticos realizados por el Asignatario

Indicador Económico		P10	P50	P90
VPN (MMUSD)	Antes de Impuestos	-139.44	-113.92	-92.74
	Después de Impuestos	-161.22	-135.52	-114.31
VPN/VPI (\$/\$)	Antes de Impuestos	-0.80	-0.76	-0.71
	Después de Impuestos	-0.92	-0.90	-0.88

Tabla 20. Resumen de indicadores económicos del yacimiento Cretácico al aplicar el método de inyección de gases hidrocarburos. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Indicador Económico		P10	P50	P90
VPN (MMUSD)	Antes de Impuestos	-47.82	-19.33	4.03
	Después de Impuestos	-120.39	-94.41	-71.56
VPN/VPI (\$/\$)	Antes de Impuestos	-0.27	-0.13	0.03
	Después de Impuestos	-0.68	-0.61	-0.54

Tabla 21. Resumen de indicadores económicos del yacimiento Jurásico al aplicar el método de inyección de agua. (Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Como se puede observar en los resultados de los análisis probabilísticos, se tienen indicadores económicos negativos, debido a los costos de los proyectos y los volúmenes de hidrocarburos a recuperar, lo que concluye que no es viable económicamente la implementación de la inyección de agua como método de recuperación secundaria.

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

Debido a los bajos volúmenes de hidrocarburos a recuperar, así como a la complejidad geológica al ser yacimientos de carbonatos fracturados, la madurez del campo, y a la necesidad de construir infraestructura para la compresión e inyección del gas en el caso de la Brecha y la construcción de la planta y plataforma de inyección de agua en los yacimientos Cretácico y Jurásico, ya que en la Asignación no se cuenta con instalaciones de proceso, se concluye que a las condiciones actuales el proceso no es técnicamente viable.

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

Con la información presentada por el Operador y analizada por la Comisión, se determina que el proceso de inyección de gas en el caso de la Brecha y de agua para el yacimiento Cretácico y Jurásico no es técnica y económicamente viable, debido a la complejidad del yacimiento, los bajos factores de recuperación de hidrocarburos, la necesidad de infraestructura adicional, los elevados costos de inversión y operación que hacen no rentable el proyecto a las condiciones actuales.

Sin perjuicio de lo anterior, cabe señalar que el Asignatario deberá sujetarse a las revisiones periódicas establecidas en el artículo 17 de los LTMRSM.

f.4) Modelo de infraestructura

Para el manejo y proceso de la producción, la Asignación cuenta con dos plataformas Ixtal-A (Octápodo, operando) e Ixtal-B (Tetrápodo, operando), tres Oleogasoductos de 30" Ø x 21 km, 30" Ø x 1.8 km y 24" Ø x 18.2 km (fuera de operación temporal) para el transporte de la producción, dos Gasoductos de 24" Ø x 6.3 km y 24" Ø x 12 km para en transporte de gas a la salida de Ixtal-A y dos Gasoductos de 8" Ø x 7.5 km y 8" Ø x 0.3 km para el suministro de gas de bombeo neumático.

g) MECANISMO DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

De conformidad con lo establecido en los artículos 6, 9, 19, 21, 22, 23, 24, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40, 42, 43 y 44, de los LTMMH, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción (DGMycP) llevó a cabo el análisis y evaluación de la información presentada por el Asignatario, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Por consiguiente, como parte de la propuesta, el Asignatario sometió a consideración de esta Comisión la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para los hidrocarburos líquidos y gaseosos adicionales a los previamente aprobados correspondientes a la Asignación A-0160-3M Campo Ixtal, conforme a la estrategia de Medición aprobada en la resolución CNH.E.30.00/18 de fecha 17 de mayo del 2018, la cual se describe a continuación:

La Asignación, cuenta con dos plataformas para recolectar su producción Plataforma Ixtal-A y Plataforma Ixtal-B, en la plataforma Ixtal-A se integra la producción del campo Manik y se mezcla con la salida de petróleo del separador remoto que maneja la producción de los campos Onely Esah, para dirigirse al Centro de proceso CP-Abk-A2 para su acondicionamiento que incluye separación, deshidratación y desalado, finalmente se envía al Centro de Proceso Akal-J para su distribución hacia el FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading) (Unidad flotante de producción, almacenamiento y transferencia de petróleo) Yuum K'ak'Náab,

Terminal Marítima Cayo Arcas, Ayatsil, TMDB (Terminal Marítima Dos Bocas) y CCC (Centro Comercializador de Crudo) Palomas.

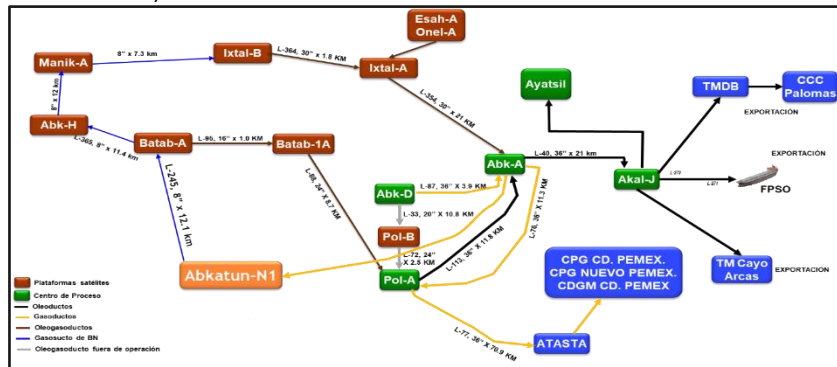


Figura 13. Recorrido de la molécula del campo Ixtal, (fuente Asignatario).

La medición operacional de pozos de la Asignación se realiza bajo el esquema de la medición multifásica, lo anterior debido a que no se cuenta con separador de prueba para realizar el aforo convencional. La mezcla de hidrocarburos procedente del pozo se alinea al cabezal de prueba y de una válvula disponible de este cabezal se conecta a la entrada del medidor multifásico integrado por sensores que permiten la determinación de las fracciones de petróleo, gas y agua a través de algoritmos matemáticos, los cuales cuentan con las características metrológicas para la cuantificación de los fluidos (petróleo, gas y agua), para el caso de la plataforma Ixtal-A, el Petróleo es enviado por medio de la línea de 30" Ø hacia el CP-Abk-A2 para su separación, estabilización, deshidratación y desalado, en esta instalación se realiza medición de transferencia, en la que el Asignatario propone se utilicen 5 trenes equipados con sistemas de medición másico tipo Coriolis identificados con el TAG PA-3110A/B, posteriormente la molécula es enviada al Centro de proceso Akal-J, en el que el sistema de medición tipo ultrasónico cuantifica la producción de la Asignación Ixtal, identificado con el TAG PA-5000, así mismo, la molécula es enviada a la TMDB, en la que se realiza una medición de transferencia con los sistemas identificados con el TAG SM-800 con medidores tipo turbina, finalmente la molécula tiene 4 destinos como Puntos de Medición, en el CCC. Palomas midiendo el Petróleo con los sistemas identificados con el TAG PA-100, PA-200 y PA-300, la TMDB que cuenta con sistemas de medición tipo turbina identificados con el TAG SM-100 y SM-200, en la Terminal Marítima Cayo Arcas Punto de Medición adicional a lo aprobado anteriormente, en la que se cuenta con sistemas de medición tipo Desplazamiento Positivo identificados con el TAG PA-100 y PA-200 y finalmente el FPSO Yùum K'ak'Náab, instalación adicional a lo aprobado como Punto de Medición para Petróleo instrumentado con medidores tipo ultrasónicos identificados con el TAG M-14.

Para el caso del manejo del gas, la medición operacional se realiza en las plataformas Ixtal-B e Ixtal A, a través de sistemas de medición multifásicos, posteriormente, la medición de referencia se realiza en la plataforma Compresión del Centro de Proceso Abk-A, con medidores de presión diferencial tipo placa de orificio marca Daniel identificados con el TAG SM-4200 A y B de 10 " de diámetro, posteriormente se realiza una medición de Trasferencia en el CP. Abk-A, el gas proveniente de la descarga general de módulos de la plataforma Compresión se mide

en el paquete de medición FE-4208 A/B equipado con medidores del tipo ultrasónico con dos trenes de medición de 10" con capacidad de medir 200 MMpcd cada uno.

El Asignatario manifiesta, que como parte de los cambios en su estrategia de medición no considera en la Modificación el CPG (Centro Procesador de Gas) Cactus como Punto de Medición para el Gas y Condensado, por lo que la producción del campo será manejada hacia destinos previamente aprobados en la resolución CNH.E.30.00/18 de fecha 17 de mayo del 2018 como Puntos de Medición, el Centro de Distribución de Gas Marino Ciudad Pemex en la que se cuantifica la corriente de gas con sistemas de medición de presión diferencial tipo placa de orificio identificados con el TAG PM-101, el Centro de Procesador de Gas Nuevo Pemex que cuenta con sistemas de medición tipo placa de orificio identificados con el TAG PM-11 de 16 " de diámetro y el Centro Procesador de Gas Ciudad Pemex, instalación que se propone y adiciona como Punto de Medición para el Gas del campo Ixtal y que cuenta con medidores de presión diferencial tipo placa de orificio identificados con el TAG PM-25 de 12 " de diámetro.

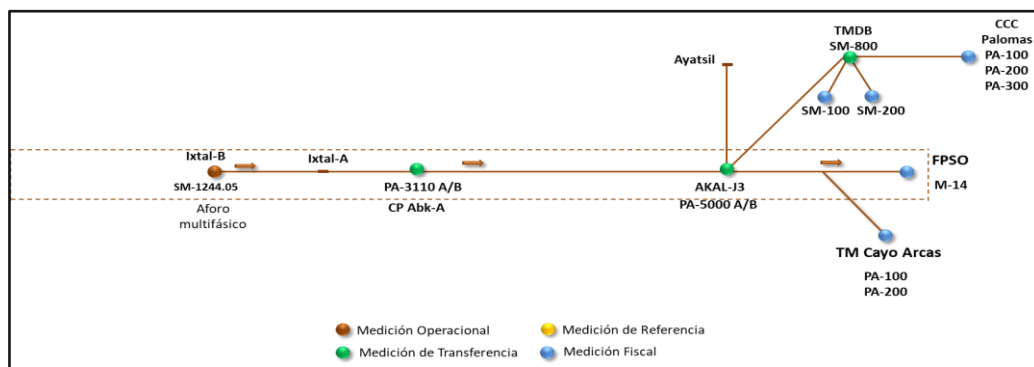


Figura 14. Manejo y Medición de petróleo de la Asignación Ixtal, (Fuente. PEP).

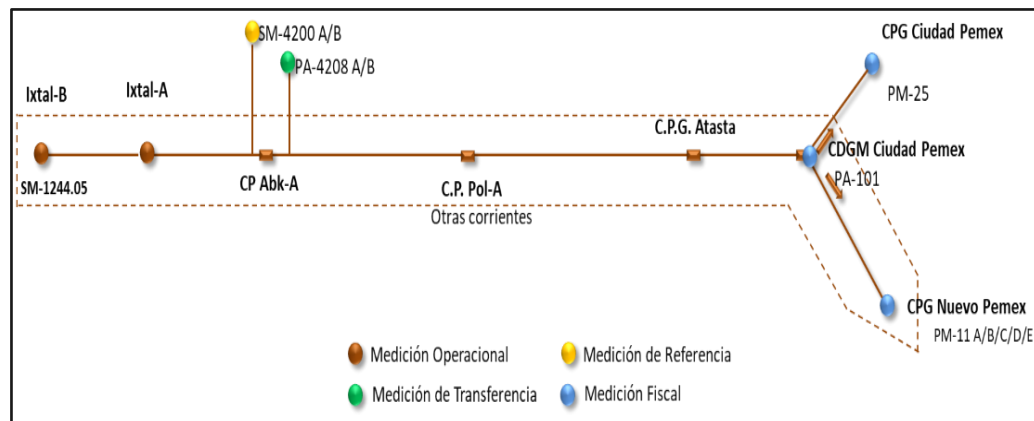


Figura 15. Manejo y Medición de gas y condensado de la Asignación Ixtal, (Fuente. PEP).

En adición y derivado de la recuperación de los condensados que se generan en los procesos de compresión y separación, el Asignatario presentó la propuesta de manejo y medición de los

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/04/2023 10:57:12 a. m.

Sello Digital:

CNCQew4z8HqJcFvum14w3z2pmwDfkPcXIIAH28drNtMnEEJ5MxUgfspec38sk5nsJtb4BPV8b0DBeEOdZd0x77ggzEdFZUAd+lfyFp+k04NRd6pCJFw3oYJ0ULcBoker58ZwL/0F23QgvZoWWBCwGSaBXselmD27L3Aa6kSG+uY2A7+wgi0HUx5aRirN3Jx+cwsnwx3iAyY4IDPKTbnMchoc/w20t6szNfBhWDTZsZVTIznbAsheuNub5RZtZP8YNsqo2cicKbjtrr6PGqjGc20t6ESrd5ehPQb7WEERYeJ7leFu/IgzkquRQDXA1kyLBZ6fgnppSSioQ30Lbjg==

condensados, así como los Puntos de Medición que se ubicarán en el Centro de Proceso de Gas Nuevo Pemex propuesto como Punto de Medición para Condensado.

Los sistemas de medición utilizados como Punto de Medición cuantifican los volúmenes totales de condensado integrado por diferentes corrientes en la cual se incluye la asignación A-0160-3M-Campo Ixtal, los cuales son enviados hacia los Centros de Procesos de Gas Nuevo Pemex, el cual cuenta con sistemas de medición tipo presión diferencial identificados con el TAG FE-4420-I y II y sistemas de medición másicos tipo Coriolis identificados con el TAG FE-4420-III y IV.

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

El manejo y medición del agua congénita obtenida de los separadores de primera y segunda etapa, así como la salmuera obtenida del deshidratador y desalador se realiza en el CP-Abk-A en el cual se le inyecta inhibidor de corrosión, inhibidor de incrustaciones y biocida previo a su envío a los pozos de captación Abk-265 y Abk-267 de la plataforma Abkatun-C por el Acueducto de 20" Ø.

Puntos de Medición de la MPDE

Medición de Petróleo

- **Puntos de Medición**
 - **C.C.C. Palomas:** medidores del tipo Ultrasónicos y Turbina identificados con el TAG PA-100, PA-200 y PA-300.
 - **TMDB:** medidores de flujo de tipo Turbina identificados con el TAG SM-100 y SM-200.
 - **TM Cayo Arcas:** medidores de tipo Desplazamiento Positivo identificados con el TAG PA-100 y PA-200.
 - **FPSO Yùum K'ak'náab:** medidores de tipo Ultrasónicos identificados con el TAG M-14.

Medición de Gas

- **Puntos de Medición**
 - **Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex** (CPG Nuevo Pemex): medidores de presión diferencial de tipo Placa de Orificio identificado con el TAG PM-11.
 - **Centro Procesador de Gas Ciudad Pemex** (CPG Ciudad Pemex): medidores de presión diferencial de tipo Placa de Orificio identificado con el TAG PM-25.

- **Centro Distribuidor de Gas Marino Ciudad Pemex** (CDGM Ciudad Pemex): medidores de presión diferencial de tipo Placa de Orificio identificado con el TAG PM-101.

Medición de Condensado

- **Puntos de Medición**
 - **Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex:** medidores de presión diferencial tipo Placa de Oficio con TAG de identificación FE-4420 I, FE-4420 II y medidores másicos de tipo Coriolis con TAG de identificación FE-4420 III y FE-4420 IV.

Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

Una vez revisada la información e identificada la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para la Asignación A-0160-3M Campo Ixtal se llevó a cabo la siguiente evaluación:


AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/04/2023 10:57:12 a. m.

Sello Digital:

CNCQew4z8HqjCfvum14w3z2pmwDfkPcXIIAH28drNtMnEEj5MxUgfspc38sk5nsJtb4BPV8b0DBeEOdZd0x77ggzEdFZUAd+lfyFp+k04NRd6pCJFw3oYJ0ULcBoker58ZwL/oF23QgvZoWWBCwGSaBxselmD27L3Aa6kSG+uY2A7+wgi0HUx5aRirN3Jx+cwsnwx3iAyY4IDPKtBnMchocc/w20t6szNFbhWDTZsZVTIznbAsheuNub5RtZP8YNsqo2ciKbwjtrr6PGqjgGc20t6ESrd5ehPQb7WEERYeJ7leFu/lGzkquRQDXA1kyLBZ6fgnnPPSSioQ30Lbjg==

Datos Generales: Nombre del Asignatario o Contratista: <u>Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción</u> No. de Contrato o Asignación: <u>A-0160-3M</u> Nombre de la Asignación o Área Contractiva: <u>Campo Ixtal</u> Tipo de Plan a evaluar: <u>Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción</u>		 Comisión Nacional de Hidrocarburos									
No.	Artículo de los LTMH/Contrato/Culpa de	Requerimiento	Criterio de evaluación	Presentó Si/No	Cumplimiento Si/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones				
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozos hasta el P.M.	LTMH, Capítulo III y IV	determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	Si	Si	El Asignatario presenta la descripción y propuesta para el manejo y medición de los hidrocarburos (Petróleo, Gas y Condensado), provenientes de la Asignación A-0160-3M Campo Ixtal, con una vigencia de 01 de junio del 2023 al año 2034, siendo la ubicación de los sistemas de medición propuestos como Fiscales (CCC Palomas, TMDB, TM Cayo Arcas y FPSO Yuum K'ak'naab para petróleo CPG Nuevo Pemex, Ciudad Pemex y CDOM Ciudad Pemex para gas y el condensado en CPG Nuevo Pemex.	No se considera como Punto de Medición para gas y condensado el CPG. Cactus, como parte de la MPDE.				
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTMH, Capítulo II	De los sistemas de medición	Si	Si	Presenta como propuesta los sistemas de medición Fiscales (CCC Palomas, TMDB, TM Cayo Arcas y FPSO Yuum K'ak'naab para petróleo, CPG, Nuevo Pemex, Ciudad Pemex y CDOM Ciudad Pemex para gas y CPG Nuevo Pemex para condensado.	Sin observaciones.				
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTMH	Si	Si	Presenta documento correspondiente a la Política de Medición la cual cumple con lo establecido en los LTMH, información presentada en el anexo de medición, Política de Medición y en su Anexo II, Medición de Hidrocarburos.	Presentan el Plan Rector 2021-2024 oficializado.				
4	42, fracción II	Procedimientos:	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.	Si	Si	Presentó "Procedimiento operativo para mantenimiento a sistemas de medición de Hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción" con clave PO-PO-MA-0002-2017, y fecha septiembre de 2017.	Los programas de mantenimiento, calibración, verificación, estimación de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo del Campo Ixtal se llevarán a cabo hasta el año 2031. El Asignatario presenta Procedimientos de medición volumétrica y participación volumétrica del hidrocarburos líquidos y gaseoso en los sistemas de medición operacional, referencial, transferencia y fiscal.				
		Mantenimiento						Si	Si	Presentó "Procedimiento Operativo para realizar la Confirmación Metrológica a los Sistemas de Medición de Hidrocarburos en PEP" con clave PO-PO-CP-0144-2017 y fecha noviembre de 2017.	Los programas de mantenimiento, calibración, verificación, estimación de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo del Campo Ixtal se llevarán a cabo hasta el año 2031. El Asignatario presenta Procedimientos de medición volumétrica y participación volumétrica del hidrocarburos líquidos y gaseoso en los sistemas de medición operacional, referencial, transferencia y fiscal.
		Confirmación metrológica						Si	Si	Presentó un procedimiento operativo de balance para aceite con el número PO-MC-CP-0002/2017 de fecha de septiembre 2019, y para el procedimiento operativo del gas el procedimiento PO-MC-CP-0003-2017 de fecha septiembre del 2017.	Los programas de mantenimiento, calibración, verificación, estimación de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo del Campo Ixtal se llevarán a cabo hasta el año 2031. El Asignatario presenta Procedimientos de medición volumétrica y participación volumétrica del hidrocarburos líquidos y gaseoso en los sistemas de medición operacional, referencial, transferencia y fiscal.
		Elaboración de balance						Si	Si	Presentó "Procedimiento operativo para calibrar sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción" con clave PO-PO-CP-0134-2017 y fecha agosto de 2017.	Los programas de mantenimiento, calibración, verificación, estimación de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo del Campo Ixtal se llevarán a cabo hasta el año 2031. El Asignatario presenta Procedimientos de medición volumétrica y participación volumétrica del hidrocarburos líquidos y gaseoso en los sistemas de medición operacional, referencial, transferencia y fiscal.
Calibración de los instrumentos de medida	Si	Si	Presentó "Procedimiento operativo para calibrar sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción" con clave PO-PO-CP-0134-2017 y fecha agosto de 2017.	Los programas de mantenimiento, calibración, verificación, estimación de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo del Campo Ixtal se llevarán a cabo hasta el año 2031. El Asignatario presenta Procedimientos de medición volumétrica y participación volumétrica del hidrocarburos líquidos y gaseoso en los sistemas de medición operacional, referencial, transferencia y fiscal.							
5	42, fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTI's, isométricos), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacional, referencial y de transferencia existentes.	Si	Si	El Asignatario presenta el diagrama general del proceso donde se identifican los diferentes tipos de medición a realizar, así mismo también se presenta los diagramas correspondientes a las instalaciones que conforman los Mecanismos de Medición desde el pozo hasta el Punto de Medición, esta información se encuentra en los anexos presentados.	Los diagramas deberán ser resguardados y actualizados para una mejora continua y cumplimiento a lo establecido en los LTMH.				
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMH	Si	Si	Se presenta la ubicación de los sistemas de medición mediante coordenadas geográficas, además de su categoría o uso, información ubicada en el documento Censo de medición y Tabla II.20 contenido en las carpetas de medición.	Sin observaciones				
7	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTI's, isométricos). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia in situ o bien los a utilizar en caso de no contar con ellos, de conformidad con el artículo 22 de los LTMH.	Si	Si	Se identifican en los diagramas correspondientes a los sistemas de medición existentes, en los cuales se observa la conformación de los sistemas de medición, y Patrón de Referencia en CCC, Palomas y TMDB.	El asignatario, además, entregó información sobre los patrones de volumen instalados en los sistemas de medición de tipo fiscal.				
8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores.	N/A	N/A	El Asignatario menciona que, para esta Asignación, no se dispone de un Punto de Medición Compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero, según lo establece el Artículo 20 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos vigentes.	El Asignatario reitera que dentro del Mecanismo de Medición Compartido, se dispone de un Punto de Medición Compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero.				
9	42, fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	Si	Si	Los programas de mantenimiento, calibración, verificaciones, cálculo de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo de la A-0160-3M Campo Ixtal se llevarán a cabo hasta el año 2034. Presenta un programa de Capacitación de Competencias Técnicas para el personal que Administra los Sistemas de Medición de Hidrocarburos.	En los programas o cronogramas se encuentran el desarrollo de actividades para el cumplimiento a los requerimientos de implementación de los Mecanismos de Medición de la Asignación, los cuales el Asignatario deberá de emitir al regulador los avances o reprogramaciones de estos.				
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTMH, y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conformen el Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición correspondientes como soporte.	Si	Si	Se presentan presupuestos de incertidumbre correspondientes a los Puntos de Medición propuestos para líquidos y gas, adicionalmente se presentan los programas relacionados para su actualización, con la finalidad de mantener una mejora continua a los sistemas, información ubicada en el archivo de medición así como en las carpetas de incertidumbre.	Se deberá dar seguimiento a los programas para la actualización de los presupuestos de incertidumbre presentados por el Asignatario para los Puntos de Medición adicionales para petróleo, gas y condensado.				
11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y seguimiento de la medición durante el Plan de Desarrollo, las cuales tendrán como finalidad el dar cumplimiento a los valores de incertidumbre establecidos en los LTMH.	Si	Si	De acuerdo a la información presentada por el Asignatario se identificó los análisis técnico-económico para las actividades relacionadas con la Medición de Hidrocarburos, información ubicada en la carpeta de Medición y Evaluación económica	Con los montos presentados se deberá asegurar los resultados de la medición de los hidrocarburos garantando los valores de incertidumbre en el Punto de Medición para petróleo, gas y condensado y en todas las actividades relacionadas para ello.				
12	42, fracción X	Programa de implementación de la Bitácora de registro	Deberá dar cumplimiento al artículo 7, fracción IV artículo 10, artículo 42 fracción X, artículo 50	Si	Si	Se presenta la información para la implementación de la Bitácora de Registro, la cual se plantea tener bajo un resguardo de ambiente protegido bajo protocolos informáticos tanto par acceso como para mantenimiento, integridad de la información, el respaldo y la preservación de la actividad	Sin observaciones.				
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Si	Si	El Asignatario presenta los programas de diagnósticos a los sistemas de medición y auditorías al sistema de gestión que conforman los Mecanismos de Medición, información que se encuentra ubicada en los anexos de las carpetas de medición.	Las auditorías al sistema de gestión y a los sistemas de medición se encuentran en el programa de implementación del Sistema de Gestión de Medición.				

AUTORIZÓ
Firma de R
Fecha de S
Sello Digital
CNCQew42
582wLofF2
ZP8YNsq2

Boker
SRZt

14	42, fracción XII	Competencias técnicas	Se tendrán que incluir certificados, reconocimientos, evidencias que demuestran que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalar. Adicionalmente se debe incluir el organigrama y CV's del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación.	Si	Si	Se presenta evidencia de las competencias técnicas del personal relacionado con medición y el responsable oficial, incluyendo los CV's correspondientes.	Sin observaciones
15	42, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	Si	Si	Se presenta propuesta de tres instructivos para la aplicación de fichas técnicas de indicadores de desempeño el cual esta contenido en el documento Indicadores de Desempeño Fichas Técnicas, en los anexos de las carpetas de medición, los cuales cumplen con la información mínima a contener de acuerdo a lo establecido en los LTMHM.	adicionalmente presenta documento donde se describe el mecanismo para evaluar los indicadores de desempeño, los cuales una vez implementados deberán ser evaluados en cumplimiento a lo establecido en los LTMHM
16	42, fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 9, incluyendo sus datos generales como es el puesto que ocupa en la empresa y sus datos de contacto.	Si	Si	Presenta los datos generales y el oficio de designación, donde se identifica la SPA del Titular de la Administración del Activo de Producción Abkatun Pol Chuc	Sin observaciones
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, verificar en diagramas.	Si	Si	De acuerdo a los diagramas presentados no se identifican derivaciones en los sistemas de medición	Sin observaciones
18	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemetricos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	Si	Si	El Asignatario presenta el estado actual de los Sistemas Telemetricos en los Puntos de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19.	Sin observaciones
19	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes Lineamientos.	Si	Si	Con base a los procedimientos presentados para la determinación de calidad y su asignación el Asignatario asegura su determinación en los Puntos de Medición.	Sin observaciones
20	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resguardar la información.	Si	Si	Los Puntos de Medición propuestos cuentan con elementos secundarios y terciarios de medición (computador de flujo), los cuales cuentan con seguridad para su acceso y contienen los algoritmos de calculo para la determinación de los volúmenes netos.	En caso de realizar mejoras en los sistemas de medición propuestos deberán darse aviso de los cambios y mejoras a realizar en base a la propuesta realizada en el plan de desarrollo
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	Si	Se presentan los cronogramas para realizar las calibraciones a los sistemas de medición, así como evidencia de la trazabilidad que se tiene actualmente en los sistemas de medición	El Asignatario justificó el cambio de tecnología.
22	22	patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permante. En casos excepcionales, Patrones portátiles.	Si	Si	Se identifica patrones de referencia tipo tubería para los sistemas instalados en los Puntos de Medición para líquidos en el CCC, Palomas y TMDB.	Los patrones utilizados para la trazabilidad son de terceros acreditados, los cuales son montados in situ para la calibración o verificación de los sistemas de medición.
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o calculo para el balance del área.	Si	Si	Para el manejo y medición del agua congénita obtenida de los separadores de primera y segunda etapa, así como la salmuera obtenida del deshidratador y desalador es realizada en el CP-Abk-A en el que se le inyecta inhibidor de corrosión, inhibidor de incrustaciones y biocida previo a su envío a los pozos de captación Abk-265 y Abk-267 de la plataforma Abkatun-C por el Acueducto de 20" Ø.	El volumen de agua asignado a la Asignación A-0042-M-Campo Batab es determinado por prorrateo conforme a los volúmenes de agua medidos.
24	24	De la medición multifásica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	NA	NA	El Asignatario no realizará medición multifásica.	Sin observaciones.
25	VI.9 anexo I guía de planes	Medición en pruebas de pozo	Presentar, la descripción breve de los puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor, incertidumbre asociada, y calidad de los hidrocarburos, adicional la ubicación en la que se entregarán al comercializador los hidrocarburos.	Si	Si	La producción obtenida en las plataformas Ixtal-B e Ixtal-A se realiza a través de sistemas de medición multifásicos que se miden las corrientes de gas y líquidos del campo Ixtal.	Sin observaciones.

Tabla 22. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos del campo Ixtal.

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/04/2023 10:57:12 a. m.

Sello Digital:

CNCQew4z8HqJcFvum14w3z2pmwDfkPcXIIAH28drNtMnEEj5MxUgfspec38sk5nsJtb4BPV8b0DBeEoDz0x77ggzEdFZUAd+lfyFp+k04NRd6pCJFw3oYJ0ULcBoker58ZwL/0F23QgvZoWWBCwGSaBxselmD27L3Aa6kSG+uY2A7+wgj0HUx5aRirN3Jx+cwsnwx3IayY4IDPKTBnMchoccc/w20t6szNfBhWDTzS2VTIznbAshenu5RZtZP8YNsqo2cikbjwjr6PGqjGc20t6E5rd5ehPQb7WEERYeJ7leFu/IgzkvQRDXA1kyLBZ6fgnnPPSSioQ30Lbjg==

Producción y Balance

En la presente modificación al Plan de Desarrollo, el Asignatario mantiene como premisa general, la asignación de la producción para el campo Ixtal, desde los Puntos de Medición de petróleo C.C.C. Palomas y Terminal Marítima Dos Bocas, adicionando el FPSO Yùum K'ak'Náab y Terminal Marítima Cayo Arcas y los Puntos de Medición de gas C.P.G. Nuevo Pemex, C.P.G. Cd. Pemex y CDGM Ciudad Pemex. Para la Elaboración del Balance se mantienen los procedimientos empleados en la Asignación, "Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Producción de Aceite de la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras ASO2" y "Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Producción de Gas Natural de la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras ASO2", donde se consideran las mediciones de entradas y salidas del proceso de distribución de los Hidrocarburos del campo Ixtal. Las mediciones operacionales, serán registradas diariamente en los Sistemas Institucionales y que son incorporados en el Sistema Integral para la Administración de la Producción de Pemex Exploración y Producción (SIAPPEP) y el Sistema Integral de Información de Producción (SIIP), en los cuales se establecen los movimientos y manejo de la molécula de aceite y gas para obtener los factores de reparto operativo en cada punto de confluencia, obteniendo los cálculos para determinar las mermas, empaques/desempaque, traspasos, entre otros. Adicionalmente, el Asignatario manifiesta el empleo de los Procedimientos para la medición y determinación de la participación volumétrica de los Hidrocarburos Líquidos y Gas en los Sistemas de Medición del Tipo Fiscal, Transferencia, Referencial y Operacional de la Asignación A-0160-3M-Campo Ixtal.

Cabe señalar que el Asignatario hace la manifestación que el SIAPPEP se encuentra en mantenimiento evolutivo, lo que imposibilita obtener la actualización de las trazabilidades del balance de gas, por lo que en el diagrama del Balance de Gas presentado se señala una flexibilidad operativa del envío de la aportación de gas a C.P.G. Cactus, sin embargo, el Asignatario manifiesta que dicho envío ya no se realiza, ni interviene en los volúmenes que son prorrateados al campo Ixtal.

Con relación a la medición de condensados será la misma que fue presentada y aprobada mediante la Resolución CNH.E.30.003/2018 del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0160-2M-Campo Ixtal del 17 de mayo de 2018, excluyendo al Punto de Medición C.P.G. Cactus. Adicionalmente, el Asignatario determinará el volumen de condensables bajo el sustento de la norma API MPMS 14.5 haciendo uso del análisis cromatográfico del gas medido en el Punto de Medición para gas ubicado en el C.P.G. C.P.G. Nuevo Pemex, respecto de los cuales se realizará el balance y distribución del volumen distribuido por el campo Ixtal, conforme a la participación volumétrica de las corrientes que convergen en los Puntos de Medición de gas.

Con relación a la medición del agua, será separada en los tanques de deshidratación en la TMDB, por tanto, el proceso de tratamiento y manejo del agua producida será el mismo que fue presentado y aprobado mediante la Resolución CNH.E.30.003/2018 del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0160-2M-Campo Ixtal del 17 de mayo de 2018.

Con relación a la calidad de los hidrocarburos, el Asignatario menciona que la frecuencia para determinar la calidad a nivel asignación es de forma mensual tanto para los Hidrocarburos. La toma de muestra para determinar la calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos a nivel asignación es en el arreglo para la toma de muestra en el bajante de los pozos utilizando la práctica ASTM D 4057 y GPA 2166, respectivamente. Por su parte, el análisis de calidad de hidrocarburos en el Punto de Medición es diariamente.

Comercialización de la Producción

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

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

El aceite producido en el área de Asignación tiene como calidad característica una densidad cercana a los 27.82 °API, sin embargo, como se señaló anteriormente, éste se empleará en las dietas de elaboración de las mezclas de crudo que se realizan en Sistema Nacional de Refinación, las cuales contienen las siguientes especificaciones para su Exportación y Refinación:

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

Tabla 23. Análisis del Crudo Maya (Fuente: Comisión)

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

Tabla 24. Análisis del Crudo Itsmo. (Fuente: Comisión)

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/04/2023 10:57:12 a. m.

Sello Digital:

CNCQew4z8HqjCfvum14w3z2pmwDfkPcXIIAH28drNtMnEEj5MxUgfspec38sk5nsJtb4BPV8b0DBeEOdZd0x77ggzEdFZUAd+IfyFp+k04NRd6pCJFw3oYJ0ULcBoker58ZwL/0F23QgvZoWWBCwGSaBXselmD27L3Aa6kSG+uY2A7+wgi0HUx5aRirN3Jx+cwsnwx3IAyY4IDPKtBnMchoc/w20t6szNFbhWDTZsZVTIznbAsheuNub5RZtZP8YNsqo2cikbwjtrr6PGqjGc20t6ESrd5ehPQb7WEERYeJ7leFu/IGzkuRQDXA1kyLBZ6fgnnPPSSioQ30Lbjg==

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

Componentes	%Mol
N2	0.6318
CO2	7.6388
H2S	1.8598
Metano	66.4821
Etano	12.0173
Propano	6.1151
i-Butano	0.7487
i-Pentano	0.4327
n-Butano	1.9522
Pentano	0.5658
Hexanos	0.2394

Tabla 25. Análisis del Gas (Fuente: Asignatario)

En cuanto a los puntos de venta, el Asignatario señala que para el petróleo los puntos de venta se ubicarán en la Centro Comercializador de Crudo Palomas, Terminal marítima Dos Bocas, FPSO Yùm K'ak'náb y Cayo Arcas.

En lo que respecta a los Puntos de Venta del Gas, estos se ubicaran en el Centro de Proceso de Gas Nuevo Pemex, Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex y Centro de Proceso de Gas Ciudad Pemex.

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

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

Es importante mencionar que el Asignatario señala que los costos asociados al transporte, almacenamiento, logística para el traslado y comercialización de Hidrocarburos entre el Punto de Medición y el punto de venta del aceite son de 1.06 [usd/barril], mientras que para el gas el Asignatario manifiesta que será de 0.27 [usd/Mpc].

Por lo anteriormente expuesto, se considera que, con la información proporcionada por el Asignatario, se da cumplimiento al numeral 4.2.5 de los Lineamientos que regulan los Planes

de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos al ser consistente con la filosofía de operación del Operador Petrolero, considerando la infraestructura disponible y el aporte de producción para la elaboración de las mezclas mexicanas de exportación.

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 (SHyCP) con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.358/2023 de fecha 24 de marzo de 2023, respectivamente mediante Oficio 352-A-I-053 de fecha del 24 de marzo de 2023, la SHyCP respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario y correspondiente a la Asignación A-0160-3M-Campo Ixtal, “...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta.”, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

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

Obligaciones del Asignatario:

1. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en la Solicitud de aprobación al Plan de Desarrollo para la Extracción por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en la presente Opinión Técnica.

2. Deberá dar aviso a esta Comisión Nacional de Hidrocarburos – 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 Asignatario en el Plan de Desarrollo para la Extracción.
3. El Asignatario deberá remitir diariamente a esta Comisión el volumen operativo extraído o producido de los hidrocarburos sin balance o ajuste alguno, distinguiendo la producción de petróleo, condensado, gas natural, agua y el número de pozos operando por campo. Asimismo, se deberán reportar las justificaciones o explicaciones sobre las variaciones y afectaciones del volumen producidos. Lo anterior, conforme al Artículo 10, inciso b de los LTMMH.
4. La información del Balance y Producción deberá presentarse en los formatos definidos por la CNH, en el Anexo I de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial.
5. El Operador Petrolero deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico en laboratorio del Gas Natural producido, así como un análisis cromatográfico en el Punto de Medición para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.
6. El Asignatario deberá de remitir la actualización de las trazabilidades del gas, así como las lineades de distribución donde participa la Asignación A-0160-3M-Campo Ixtal para el proceso de aportación del Balance de gas.
7. Dar aviso a la Comisión de la entrada en funcionamiento, reparaciones, errores y del remplazo de los Sistemas de Medición como se estipula en los artículos 48, 49, 50 y 51 de los LTMMH.
8. Dar aviso a la Comisión cuando se presente alguno de los casos que se estipula en el artículo 52, fracciones I, II, III, IV y V de los LTMMH.
9. El Asignatario deberá adoptar un sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición basado en la norma ISO 10012, de conformidad con lo establecido en los LTMMH, el cual contendrá y resguardará la información relacionada con los sistemas de medición y de los Mecanismos de Medición.
10. El Asignatario deberá mantener y actualizar el censo de los sistemas de medición e instrumentos de medida de los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición tipo operacional, de referencia y transferencia, conforme a lo establecido en la presente Opinión Técnica.

11. El Asignatario deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición.
12. El Asignatario deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en los Puntos de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH.
13. El Asignatario deberá reportar los condensados equivalentes calculados en los Puntos de Medición propuestos en el Centro de Proceso de Gas Nuevo Pemex, mismos que se deberán de calcular tomando como base el estándar API MPMS 14.5 utilizando como insumo los resultados de análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado para el área de la Asignación.
14. El Asignatario deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico del Gas Natural producido en laboratorio acreditado, así como un análisis cromatográfico en el Punto de Medición para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.
15. Deberá ser verificada, evaluada y actualizada la propuesta de los Indicadores de desempeño para su cumplimiento, con la finalidad de contar con evidencia de estos, para demostrar el desempeño de los instrumentos de los Mecanismos de Medición, dando cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33.
16. El Asignatario deberá asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, el cual deberá considerar un programa de autoverificación, a través de Diagnósticos “actividad de evaluación realizada por personal del Operador Petrolero o contratado por éste y que cuente con las competencias suficientes como Auditor de primera parte conforme a la Norma NMX-CC-19011-IMNC-2012 Directrices a la Auditoría de los Sistemas de Gestión”, sin menos cabo de lo anterior, el Asignatario deberá seguir presentando los Diagnósticos Metrológicos.
17. El Asignatario deberá realizar auditorías “proceso sistemático, independiente y documentado para obtener evidencia objetiva y evaluar la conformidad y el cumplimiento de los criterios de auditoría, encaminado a la prevención de riesgos, determinar el grado en que se cumplen los dichos criterios e identificación de oportunidades para la mejora de cualquiera de los elementos influyentes en los Mecanismos de Medición” de conformidad con el artículo 57 de los LTMMH. Así mismo, el Asignatario deberá de presentar los avances y evidencias que demuestre el cabal cumplimiento de la realización de auditorías, de conformidad con la ISO 10012-2003 y NMX-CC-19011-IMNC de conformidad con el anexo 2 capítulo 8 de los LTMMH y con su Sistema de Gestión de Medición, estos deberán entregarse a la Comisión anualmente.
18. El Asignatario 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 en el 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.

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

Conclusiones

De acuerdo con el análisis y evaluación realizadas a la información presentada por el Asignatario se identifica que, la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para la Asignación A-0160-3M-Campo Ixtal con respecto al Petróleo los Puntos de Medición se ubican en el **Centro Comercializador de Crudo Palomas con TAG PA-100, PA-200 y PA-300, Terminal Marítima Dos Bocas con TAG SM-100 y SM-200, FPSO Yùm K'ak'Náab con TAG M-14 y Terminal Marítima Cayo Arcas con TAG PA-100 y PA-200**. En cuanto al manejo y medición del gas y condensado, el Asignatario presentó una propuesta de Puntos de Medición para su cuantificación mediante los Sistemas de Medición que se identifican y se ubican en **CPG Nuevo Pemex con el TAG PM-11, CPG Ciudad Pemex con el TAG PM-25 y CDGM Ciudad Pemex con el TAG PM-101 para gas y en CPG Nuevo Pemex con el TAG FE-4420 I, FE-4420 II, FE-4420 III y FE-4420 IV para condensados** generados en el transporte, los cuales se evaluaron conforme a los términos establecidos en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH), por lo que, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción concluye que es técnicamente viable 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 propuesto.

h) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado de la Asignación fue aprobado, entre otros, el 20 de junio de 2018 mediante la Resolución CNH.E.37.002/18, en esta modificación al Plan de Desarrollo se actualiza el pronóstico de producción, la meta de aprovechamiento de gas natural asociado y la máxima RGA.

La Asignación, tiene como objetivo la maximización del uso y aprovechamiento del Gas Natural Asociado, basado en las disposiciones técnicas y normatividad aplicable en la materia. Teniendo como premisa aprovechar el gas como condición normal de operación con base a las factibilidades técnico-económicas, de conformidad con el artículo 11 de las Disposiciones Técnicas.

En cumplimiento a lo indicado en las Disposiciones Técnicas, en el Artículo 14 fracción II, la proyección de la Meta de Aprovechamiento de Gas se mantendrá de manera sostenida en un nivel de aprovechamiento del 100% anual ya que la Asignación no dispone de instalaciones para el manejo dentro de su área contractual, este será manejado en las instalaciones del Centro Proceso Abkatun-A la cual cuenta con la capacidad suficiente instalada (presente y futura) de equipos para el manejo de Gas.

Características y componentes del gas

En la siguiente tabla se muestra la cromatografía de gases con las características y componentes del gas de la Asignación, señalando que este gas está compuesto en un 66.48% de metano.

		11/07/2019
		Ixtal-B, Pozo 89
Componentes en % mol	Metano	66.4821
	Etano	12.0173
	Propano	6.1151
	i-Butano	0.7487
	i-Pentano	0.4327
	n-Butano	1.9522
	n-Pentano	0.5658
	Hexanos	0.2394
	Heptanos	0.0662
	Octanos	0.0106
	Nonanos	0.0010
	Ácido clorhídrico	0.0000
	Ácido sulfhídrico	1.8598
	Dióxido de Carbono	7.6388
	Hidrógeno	0.0000
	Nitrógeno	0.6318
	Oxígeno	0.0000
Agua	1.2385	
Total	100.0000	
	Peso Específico	0.8303
	Peso Molecular (g/mol)	23.9480
	Poder Calorífico (BTU/FT ³)	1073.7000
	Presión (Kg/cm ²)	31.6000
	Temperatura (°C)	75.7000
	Densidad (kg/m ³)	1.0156

Tabla 26. Análisis de la composición de gas.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

El cálculo de la MAG se realizó de acuerdo con lo establecido en las Disposiciones Técnicas, con la fórmula que se muestra a continuación:

$$MAG_t = \left[\frac{A+B+C+T}{G_P+G_A} \right] * 100$$

Donde:

MAG = Meta de Aprovechamiento de Gas

t = Año de cálculo

A = Autoconsumo (volumen/año)

B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año)

C = Conservación (volumen/año)

T = Transferencia (volumen/año)

G_P = Gas Natural Asociado producido (volumen/año)

G_A = Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área de Asignación o Contractual (volumen/año)

En cumplimiento a lo indicado en las Disposiciones Técnicas en el Artículo 14, el Asignatario presentó los programas anuales de aprovechamiento de gas de 2023 hasta el año 2031, que es el año del límite económico de la Asignación.

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

En las siguientes tablas se presenta la MAG mensual para el periodo 2023-2025, en la Tabla 30 se presenta la MAG anualizada para el año 2026-2031.

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción/operación	Prom.
Producción de gas	GP	20.70	20.08	19.49	18.72	18.53	18.73	18.20	17.69	17.20	16.72	16.26	15.95	365	18.18
	GA	35.03	37.01	36.19	35.39	34.54	33.70	33.21	32.76	32.36	31.98	31.64	31.32	365	33.74
Autoconsumo	A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Bombeo Neumático	B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Transferencia	T	55.73	57.09	55.67	54.11	53.08	52.43	51.41	50.46	49.56	48.70	47.90	47.28	365	51.92
Gas Natural no Aprovechado		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
% de aprovechamiento		100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	-	100.00

Tabla 27. Aprovechamiento de gas para el año 2023. (Fuente: Asignatario).

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/04/2023 10:57:12 a. m.

Sello Digital:

CNCQew4z8HjCfvum14w3z2pmwDfkPcXIIAH28drNtMnEEj5MxUgfspc38sk5nsJtb4BPV8b0DBeEOdZd0x77ggzEdFZUAd+lfyFp+k04NRd6pCJFw3oYJ0ULcBoker58ZwL/0F23QgvZoWWBCwGSaBXselmD27L3Aa6kSG+uY2A7+wgi0HUx5aRirN3Jx+cwsnwx3iAyY4IDPKtBnMchoc/w20t6szNFbhWDTZsZVTIznbAshuNub5RZtZP8YNsqo2cikbwjtrr6PGqjGc20t6ESrd5ehPQb7WEERYeJ7leFu/IGzkquRQDXA1kyLBZ6fgnnPPSSioQ30Lbjg==

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción/operación	Prom.
Producción de gas	GP	16.40	15.12	16.43	14.20	16.05	16.38	15.92	15.13	14.72	14.32	13.93	13.12	366	15.15
	GA	32.43	32.16	31.91	33.07	34.23	34.04	33.65	32.06	31.91	31.76	31.62	31.49	366	32.53
Autoconsumo	A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	366	0.00
Bombeo Neumático	B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	366	0.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	366	0.00
Transferencia	T	48.83	47.29	48.34	47.27	50.28	50.42	49.56	47.19	46.63	46.08	45.55	44.60	366	47.67
Gas Natural no Aprovechado		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	366	0.00
% de aprovechamiento		100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	-	100.00

Tabla 28. Aprovechamiento de gas para el año 2024. (Fuente: Asignatario).

Programa de Gas (MMPCD)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Días en producción/operación	Prom.
Producción de gas	GP	12.77	12.43	12.11	11.79	11.48	11.18	10.89	10.60	10.26	9.83	9.58	9.34	365	11.01
	GA	31.85	31.73	31.61	31.49	31.37	31.26	31.15	28.80	29.64	28.10	27.97	27.84	365	30.23
Autoconsumo	A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Bombeo Neumático	B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
Transferencia	T	44.63	44.17	43.72	43.28	42.85	42.44	42.04	39.41	39.90	37.94	37.56	37.18	365	41.24
Gas Natural no Aprovechado		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	365	0.00
% de aprovechamiento		100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	-	100.00

Tabla 29. Aprovechamiento de gas para el año 2025. (Fuente: Asignatario).

Programa de Gas (MMPCD)		2026	2027	2028	2029	2030	2031
Producción de gas	GP	7.90	5.72	3.58	2.28	0.74	0.17
	GA	25.62	21.87	18.28	15.82	7.27	3.16
Autoconsumo	A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bombeo Neumático	B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	T	33.51	27.59	21.86	18.11	8.01	3.33

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/04/2023 10:57:12 a. m.

Sello Digital:

CNCQew4z8HqjCfvum14w3z2pmwDfkPcXIIAH28drNtMnEEj5MxUgfspc38sk5nsJtb4BPV8b0DBeEOdZd0x77ggzEdFZUAd+lfyFp+k04NRd6pCJFw3oYJ0ULcBoker58ZwL/0F23QgvZoWWBCwGSaBXseLmD27L3Aa6kSG+uY2A7+wgj0HUx5aRirN3Jx+cwsvnx3iAyY4IDPKtBnMchocc/w20t6szNFbhWDTZsZVTIznbAsheuNub5RZtZP8YNsqo2cikbjwtr6PGqjGc20t6E5rd5ehPQb7WEERYeJ7leFu/IGzkquRQDXA1kyLBZ6fgnnPPSSioQ30Lbjg==

Gas Natural no Aprovechado		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
% de aprovechamiento		100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Días en producción/operación		365	365	366	365	365	365

Tabla 30. Aprovechamiento de gas para los años 2026-2031. (Fuente: Asignatario).

De las formas de aprovechamiento del Gas Natural Asociado

I. Transferencia

Conforme al artículo 5 de las Disposiciones Técnicas, al no contar con instalaciones propias para el manejo del gas se mantiene la alternativa de la transferencia, enviando en su totalidad el gas producido en el Centro de Proceso Abkatun A, además de no considerar o prever contar con infraestructura adicional.

Relación Gas-Aceite

De acuerdo con el artículo 13 de las Disposiciones Técnicas en los trabajos de Producción de Hidrocarburos se establece el valor máximo de la relación gas-aceite para la Asignación, que permita asegurar la maximización del factor de recuperación de hidrocarburos; este valor puede cambiar de acuerdo con las necesidades de explotación y la vida productiva del yacimiento. Cabe destacar que la RGA propuesta se actualiza respecto de las aprobadas en el Plan vigente de 319 m³/m³ para el yacimiento JSK y de 106 m³/m³ para el yacimiento Cretácico. Lo anterior derivado del comportamiento histórico de los datos de RGA de los pozos del Campo Ixtal, con lo que se determinó que el valor máximo para el horizonte 2023-2031 será de 5,204 m³/m³ para los yacimientos JSK y Cretácico. La Tabla 31 presenta la comparativa entre el valor actual y el máximo esperado en la modificación al Plan.

Yacimiento	Máxima RGA (m ³ /m ³)	
	Vigente Aprobada en el PDE	Propuesta en la MPDE
IXTAL JSK	319	5,204
IXTAL KS-KM-KI	106	5,204

Tabla 31. Máxima RGA a la que podrán producir los pozos del Campo Ixtal. (Fuente: información presentada por el Asignatario).

i) PROGRAMA DE INVERSIONES Y EVALUACIÓN ECONÓMICA¹

¹ La totalidad de los montos contenidos en el presente apartado se presentan en dólares de enero de 2023. En el caso de los montos erogados, éstos se calculan con base en el tipo de cambio promedio de cada año y, posteriormente, se actualizan considerando el INPP de Estados Unidos al mes de enero de 2023.

El análisis económico relativo a la solicitud de aprobación para la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0160-3M-Campo Ixtal (en adelante Modificación), se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente:

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

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

A continuación, se presentan los montos de inversiones y gastos del Plan vigente (PDE) y de la Modificación (MPDE):

Versión	Periodo	Inversiones MM US\$	Gastos de Operación MM US\$	Total MM US\$
PDE vigente	2018-2034 ^a	\$636.92	\$339.19	\$976.11
Erogado	2018-2023 ^b	\$855.91	\$176.46	\$1,032.37
MPDE	2023-2034 ^c	\$432.14	\$69.90	\$502.05

Tabla 32. Inversiones y gastos de operación del PDE vigente y la MPDE

(Fuente: CNH e información presentada por el Operador)

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

- El año 2034 corresponde a la Vigencia de la Asignación.
- De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Asignatario en sus reportes mensuales.
- El Operador somete una modificación al PDE que considera desde junio 2023 hasta la Vigencia de la Asignación, en el 2034.

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

Al considerar los montos erogados a la fecha y los montos programados bajo el Plan de Desarrollo vigente, se observa un **incremento de 23%** con respecto a los montos totales del Plan de Desarrollo vigente. Por lo tanto, se actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción III, de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

c. Descripción del Programa de Inversiones.

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

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Monto (MM US\$)
Desarrollo	General	\$18.99
	Geología	\$1.22
	Perforación de Pozos	\$4.05
	Ingeniería de Yacimientos	\$1.25
	Construcción Instalaciones	\$0.56
Producción	General	\$86.23
	Construcción Instalaciones	\$10.41
	Intervención de Pozos	\$41.79
	Operación de instalaciones de producción	\$65.00
	Ductos	\$34.52
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$74.99
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$163.03
Total general		\$502.05

Tabla 33. Desglose del Costo Total del proyecto
(Fuente: Información presentada por el Operador)

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

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

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

e. Evaluación económica del proyecto.

e.1 Premisas de la evaluación económica

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

Premisas	Valor	Unidades
Periodo de evaluación	2023-2034	años
Producción de petróleo	13.49	millones de barriles
Producción de gas	20.70	miles de millones de pies cúbicos
Volumen de venta de gas	20.70	miles de millones de pies cúbicos
Precio del petróleo ^a	\$64.23	dólares por barril
Precio del gas ^a	\$5.68	dólares por millar de pie cúbico
Inversiones	\$432.14	millones de dólares
Gasto de operación	\$69.90	millones de dólares
Tasa de descuento	10%	Porcentaje anual

Tipo de cambio	\$20.60	pesos / dólar
Otros ingresos ^b	\$23.06	millones de dólares
Otros egresos ^c	\$40.61	millones de dólares

Tabla 34. Premisas de la evaluación económica
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Notas:

- Precios ponderados, 2023-2031, obtenidos de las premisas de evaluación de PEP para la Asignación A-0160-3M-Campo Ixtal.
- Corresponden a ingresos recibidos por manejo de la producción y mantenimiento de las instalaciones, de la Asignación A-0160-3M-Campo Ixtal, que brindan servicio a otras Asignaciones de Extracción.
- Corresponden a erogaciones por manejo de la producción y mantenimiento de las instalaciones, fuera de la Asignación A-0160-3M-Campo Ixtal y correspondientes a otras Asignaciones de Extracción, que brindan servicio a la Asignación A-0160-3M-Campo Ixtal.

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

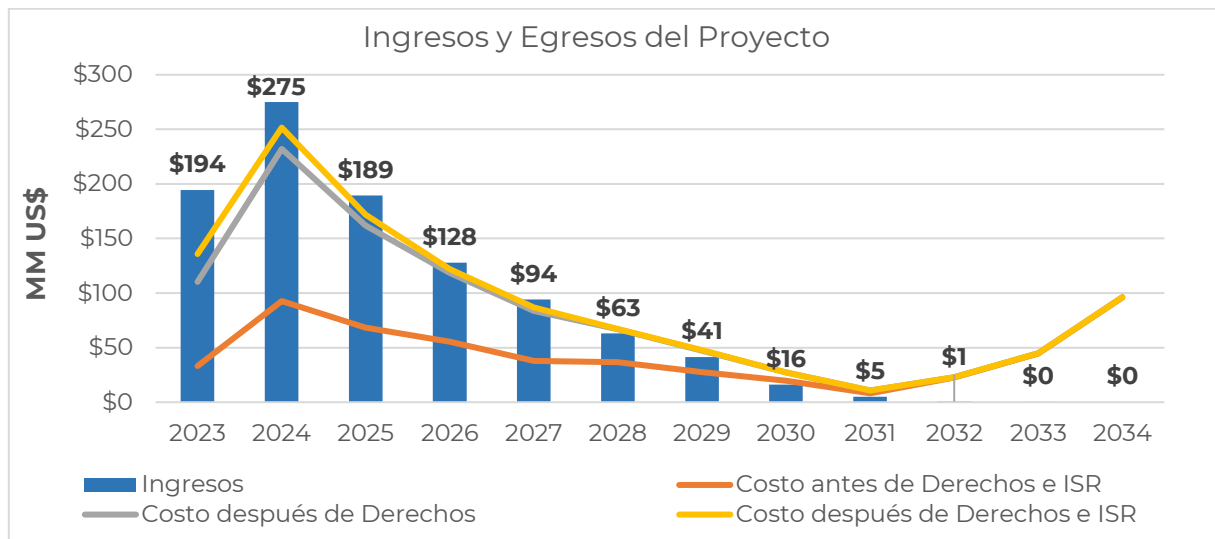


Figura 16. Proyección de Ingresos y Egresos (Fuente: Comisión con información del Operador)

e.2 Resultados de la evaluación económica

A continuación, se muestran los indicadores económicos obtenidos a la Vigencia de la Asignación A-0160-3M-Campo Ixtal:

Indicador	Antes del Pago de Derechos e ISR	Después del Pago de Derechos ^a	Después del Pago de Derechos e ISR ^b
VPN (MM US\$)	\$480.64	\$85.76	\$28.86
VPI (MM US\$)		\$268.52	

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/04/2023 10:57:12 a. m.

Sello Digital:

CNCQew4z8HqJcFvum14w3z2pmwDfkPcXIIAH28drNtMnEEJ5MxUgfspec38sk5nsJtb4BPV8b0DBeEodZd0x77ggzEdFZUAd+IfyFp+k04NRd6pCJFw3oYJ0ULcBoker58ZwL/0F23QgvZoWWBCwGSaBxselmD27L3Aa6kSG+uY2A7+wgi0HUx5aRirN3Jx+cwsvwx3iAyY4IDPKTBnMchocc/w20t6szNFbhWDTzszVTITznbAsheuNub5RZtZP8YNsqqo2cikbjwtrr6PGqjGc20t6E5rd5ehPQb7WEERYeJ7leFu/IGzkquRQDXA1kyLBZ6fgnnPPSSioQ30Lbjg==

VPN/VPI (US\$/US\$)	1.79	0.32	0.11
RBC (US\$/US\$)	2.36	1.11	1.04

Tabla 35. Resultados de la evaluación económica

(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)

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

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

e.3 Consideraciones

Con base en la información presentada por el Operador y el análisis realizado, esta Comisión considera que la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Asignación A-0160-3M-Campo Ixtal representa un proyecto económicamente viable para el Operador, antes y después del pago de Derechos e Impuestos, de acuerdo con la normativa aplicable.

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

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

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

a) Producción

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

b) Aprovechamiento de gas natural

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

c) Reparaciones Mayores

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

f) Gasto de Operación

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

g) Inversión

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

Artículo 103

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

Tabla 36. Indicadores de desempeño. (Fuente: Comisión)

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

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

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

Actividad	Programadas (2023-2034)	Ejercidas	Porcentaje de desviación
RMA	2		
RME	15		
*Abandono			
Taponamientos	17		
Ductos	7		
Infraestructura	2		

*El abandono contemplado corresponde a lo presentado hasta la vigencia del Título de Asignación (2034).

Tabla 37. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer dentro de la vigencia de la Asignación. (Fuente: Comisión con información del Asignatario).

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 38.

Actividad Petrolera	Sub-actividad Petrolera	Programa de erogaciones (2023-2034) (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	General	\$18.99		
	Geología	\$1.22		
	Perforación de Pozos	\$4.05		
	Ingeniería de Yacimientos	\$1.25		
	Construcción Instalaciones	\$0.56		
Producción	General	\$86.23		
	Construcción Instalaciones	\$10.41		
	Intervención de Pozos	\$41.79		
	Operación de instalaciones de producción	\$65.00		

	Ductos	\$34.52		
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$74.99		
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$163.03		
Total general		\$502.05		

Notas: Inversiones y gastos a 2034

*Incluye todo el monto de abandono

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

Tabla 38. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.

(Fuente: Comisión con información del Asignatario).

Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas al incremento de la producción actual de hidrocarburos en la Asignación, misma que está condicionada al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivada de la ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 39.

Fluido	*2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	Volumen a recuperar (2023-2031)
Producción de aceite (Mbd)	11.25	9.96	7.11	4.98	3.61	2.36	1.52	0.59	0.19	13.49 MMB
Producción de aceite real (Mbd)										
Porcentaje de desviación										
Producción de gas (MMpcd)	17.25	15.15	11.01	7.90	5.72	3.58	2.28	0.74	0.17	20.7 MMMPC
Producción de gas real (MMpcd)										
Porcentaje de desviación										

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

Tabla 39. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción de aceite y gas en relación con la producción reportada. (Fuente: Comisión con datos ingresados por el Asignatario).

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

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

VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico correspondiente a la modificación del Plan de Desarrollo Propuesto asociado a la Asignación A-0160-3M-Campo Ixtal, sin perjuicio de la obligación del Asignatario de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

En tal sentido, es de señalar que fue solicitada a la ASEA su opinión respecto del Sistema de Administración de Riesgos asociado al Plan propuesto correspondiente a la Asignación en comento mediante Oficio 250.354/2023 de 23 de marzo de 2023, sin que a la fecha exista el pronunciamiento de la ASEA.

Cabe señalar que esta Comisión tiene conocimiento que la ASEA otorgó al Asignatario el Sistema de Administración de Riesgos identificado con el número ASEA-PEM16001C/AI0417.

Aunado a lo anterior el presente Dictamen Técnico se emite sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por la ASEA, lo anterior atendiendo al esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la LORCME.

VIII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL

Mediante oficio 250.355/2023 de fecha 23 de marzo de 2023, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía (en adelante, SE) emitir opinión sobre el Programa de Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional.

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

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

Esta Comisión emite el presente Dictamen 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.

IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación Plan de Desarrollo presentado por el Asignatario de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39

fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la LORCME, Artículos 21, 22, 25, 59 fracciones I, II, III, IV, V y 62, fracción III y XI, inciso a) de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan de Desarrollo propuesto dan cumplimiento a la normativa aplicable y es congruente con las obligaciones establecidas en el Título de Asignación, ya que las mismas serán ejecutadas en el plazo que establece el Título de Asignación dado que la vigencia es de 20 años contados a partir del 13 de agosto de 2014.

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

Con la adquisición de registros de saturación, pruebas de presión, aforos y muestreos de fluidos se contribuirá a incrementar el conocimiento del potencial petrolero del país.

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

En esta modificación el Operador propone realizar 2 RMA y 15 RME para recuperar un volumen de 13.49 MMB de aceite y 20.7 MMMPC de gas, obteniendo un factor de recuperación final de 34.08% para el aceite y de 44.98% para el gas al límite económico de la Asignación 2031.

c) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación.

Con esta modificación al Plan de Desarrollo el Operador tiene como estrategia producir las reservas 1P del Yacimiento Cretácico hasta el límite económico.

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

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

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

Una vez analizada la información remitida por el Asignatario, la Comisión concluye que las tecnologías propuestas a utilizar en el ámbito técnico para la producción contribuirán a maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables.

f) El programa de aprovechamiento del gas natural

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación fue aprobado mediante la Resolución CNH.E.37.002/18, de fecha 20 de junio de 2018.

Sobre el particular, se advierte que el Asignatario presentó dentro de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo, el PAGNA, el cual fue analizado por esta Comisión y se concluye que la solicitud considera una actualización en el pronóstico de producción, en la Relación Gas-Aceite (en adelante, RGA) y en la Meta de Aprovechamiento de Gas, ya que el Plan vigente considera un 98% y para la Solicitud se prevé un 100% de aprovechamiento a partir de la aprobación de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción.

El PAGNA tiene como objetivo la maximización del uso y aprovechamiento del Gas Natural Asociado, basado en las Disposiciones Técnicas y normatividad aplicable en la materia.

En lo que respecta a la máxima RGA a la que podrá producir la Asignación, el Operador presentó una actualización conforme a la Tabla 40.

Yacimiento	Máxima RGA (m ³ /m ³)	
	Vigente Aprobada en el PDE	Propuesta en la MPDE
IXTAL JSK	319	5,204
IXTAL KS-KM-KI	106	5,204

Tabla 40. Máxima RGA a la que podrá producir los pozos del Campo Ixtal.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario).

Se considera técnicamente viable aprobar la modificación a dicha RGA en términos del artículo 13 de las Disposiciones Técnicas.

g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y evaluación realizadas a la información presentada por el Asignatario y analizada por la DGMycP en el apartado V inciso g) se identifica que, la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para la Asignación A-0160-3M-Campo Ixtal con respecto al Petróleo, Gas y Condesado son técnicamente viables en cuanto a la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos a producir, y podrán ser utilizados durante la vigencia del Plan de Desarrollo propuesto.

X. RECOMENDACIONES

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

- Optimizar los gastos de operación y mantenimiento durante la vida del proyecto.
- Cumplir en tiempo y forma de todos los programas de desmantelamiento y abandono para mantener y/o mejorar la rentabilidad del proyecto. Que se garantice el cumplimiento de los programas de taponamiento de pozos.

- Llevar a cabo las Mejores Prácticas de la Industria e incorporar lecciones aprendidas en campos similares, para evaluar alternativas de desincorporación masiva, a fin de minimizar el costo y riesgo de las actividades a realizar.

XI. CONCLUSIONES

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno el Dictamen Técnico de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, asociado a la Asignación A-0160-3M- Campo Ixtal en sentido favorable, mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características de la Asignación, toda vez que se cumple con lo establecido en los Lineamientos.

Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Asignatario deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del Título de Asignación para la Extracción de Hidrocarburos emitido por la Secretaría de Energía.

ELABORÓ
ING. ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ
Directora de Área

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

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

Los firmantes 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 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 de la Asignación A-0160-3M-Campo Ixtal.

Ing. Angélica Victoria Hernandez
Dirección De Contratos Terrestres Norte

ELABORÓ
Firma de Angelica Victoria Hernandez
Fecha de Sello Digital: 21/04/2023 10:22:52 a. m.

Sello Digital:

J0c2yoLTx5ZQ+hpxaRSXcDKVFLZeQwwXhAhxtgvpz9ACop8jMSIz6rzBQiQ9/2sKCVQnWhoW7rETL/66gOPuETiluCMJFqch18z8xTya7c
uq8wZ2tkRqG8e/RUi5oMkjSSUAYpwam65bR2/1IMEYBh2eQGf118flhPFx2ao5L9hbub+wkBK0+WJo6jVVRgocSNW7Z2fuHpwRhNE931Y
LzH09liNCw4veEafVMS5dIuTsMJx91eZ7Fo5B6VluMhDhrB8CldXwyS0hiRtLtYbXeaafKUbJaaHRSUEfgfpgQG3nSJ9RRFICjirVMC9Aoh7y
YbkCTpbL70txTLLO2oIVw==

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano
Fecha de Sello Digital: 24/04/2023 10:57:12 a. m.

Sello Digital:

CNCQew4z8HQjCfvum14w3z2pmwDfkPcXIIAH28drNtMnEEj5MxUgfspec38sk5nsJtb4BPV8b0DBeEodZd0x77gggEdFZUAd+lfyFp+k04NRd6pCJFw3oYJ0ULcBoker
58ZwL/0F23QgvZoWWBCwGSaBXselmD27L3Aa6kSG+uY2A7+wgi0HUx5aRirN3Jx+cwsvnw31AyY4IDPKtBnMchocc/w20t6szNFbhWDTZsZVTIznbAsheuNub5RZt
ZP8YNsqo2cikBwjtrr6PGqjGc20t6ESrd5ehPQb7WEERYeJ7leFu/IGzkquRQDXA1kyLBZ6fgnnPPSSioQ30Lbjg==

"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: 21/04/2023 01:19:01 p. m.

Sello Digital:

KPo7G1v3UpEK47dxbFIq7QmhrAtm/olP046qNFZ6dy4Oyi2s0YejDf4rgixkV3g7/+MoBdHHhh2EfHkMwyfDfG3Jj9biWkr6HDv5W55DfVsx+TOVSNsewDLbfCNC4DvnTm0SMCWcekPln7o7P1V66vL7rH/dh6VhdYMqKFzeHrxWeTGd3lx9NpQK790TxjRkF54p+869WtkHPUIXMabTKX5YLvfr3ZPV3OkXzL/QZSgD6oQcl1kCsY8oAu0RbNHMS3dcPgJN7m3Vas2LNsx7JH/rfl48WKCH9P2BzLPr/DETHVj9yIDd7dEgyTievb9RDr5a4cx00FbGfbG1BCIOBQ==

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

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/04/2023 10:57:12 a. m.

Sello Digital:

CNCQew4z8HQjCfvum14w3z2pmwDfKpCxlIAH28drNtMnEEj5MxUgfspec38sk5nsJtb4BPV8b0DBeEOdZd0x77ggzEdFZUAd+lfyFp+k04NRd6pCJFw3oYJ0ULcBoker58ZwL/0F23QgvZoWWBCwGSaBXseLmD27L3Aa6kSG+uY2A7+wgi0HUx5aRirN3Jx+cwsnwx3iAyY4IDPktBnMchocc/w20t6szNFbhWDTZsZVTIznAsheunub5RZtZP8Ynsqqo2ciKbwjtrr6PGqjGc20t6ESrd5ehPQb7WEERYeJ7leFu/IGzkquRQDXA1kyLBZ6fgnnPPSSIoQ30Lbjg==

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

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/04/2023 10:57:12 a. m.

Sello Digital:

CNCQew4z8HQjCfvum14w3z2pmwDfKpCxlIAH28drNtMnEEj5MxUgfspec38sk5nsJtb4BPV8b0DBeEOdZd0x77ggzEdFZUAd+lfyFp+k04NRd6pCJFw3oYJ0ULcBoker58ZwL/0F23QgvZoWWBCwGSaBXseLmD27L3Aa6kSG+uY2A7+wgi0HUx5aRirN3Jx+cwsnwx3iAyY4IDPktBnMchocc/w20t6szNFbhWDTZsZVTIznAsheunub5RZtZP8Ynsqqo2ciKbwjtrr6PGqjGc20t6ESrd5ehPQb7WEERYeJ7leFu/IGzkquRQDXA1kyLBZ6fgnnPPSSIoQ30Lbjg==

AUTORIZÓ

Firma de Rafael Guerrero Altamirano

Fecha de Sello Digital: 24/04/2023 10:57:12 a. m.

Sello Digital:

CNCQew4z8HqjCfvum14w3z2pmwDfkPcXIIAH28drNtMnEEj5MxUgfspc38sk5nsJtb4BPV8b0DBeEOdZd0x77ggzEdFZUAd+IfyFp+k04NRd6pCJFw3oYJ0ULcBoker
58ZwL/0F23QgvZoWWBCwGSaBxselmD27L3Aa6kSG+uY2A7+wgi0HUx5aRirN3Jx+cwsnwx3iAyY4IDPKTBnMchocc/w20t6szNFbhWDTZsZVTIZnbAsheuNub5RZt
ZP8YNsqo2ciKbwjtrr6PGqjgGc2Ot6ESrd5ehPQb7WEERYeJ7leFu/lGzkquRQDXA1kyLBZ6fgnnPPSSioQ30Lbjg==