



Asignación A-0373-M-Campo Yaxché

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

PEMEX Exploración y Producción

Diciembre 2019



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

A handwritten signature in blue ink, appearing to be "F. López".

I.	IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA ASIGNADA	3
II.	ELEMENTOS GENERALES DEL PLAN	3
III.	RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN	5
IV.	CRITERIOS DE EVALUACIÓN	6
V.	ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN.....	8
A)	CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACION	8
B)	MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN 12	12
C)	VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS	12
D)	COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	15
E)	POZOS PERFORADOS Y POZOS A PERFORAR	18
F)	COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	19
G)	ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	22
H)	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	25
I)	MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCION DE HIDROCARBUROS.....	30
J)	COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	42
K)	PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL.....	44
VI.	MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN	48
VII.	SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS.....	52
VIII.	PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL.....	53
IX.	SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO.....	53
A)	<i>ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS</i>	<i>53</i>
B)	<i>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>54</i>
C)	<i>PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS.....</i>	<i>54</i>
D)	<i>LA TECNOLOGIA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES.....</i>	<i>54</i>
E)	<i>EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL</i>	<i>54</i>
F)	<i>MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS</i>	<i>55</i>
X.	OPINIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL ANEXO 2 DEL TÍTULO DE ASIGNACIÓN ...	57

Fedpc
[Handwritten signature]

I. Identificación del Operador y del Área Asignada

El Asignatario promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en la Asignación A-0373-M-Campo Yaxché (en adelante, Asignación), es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos (Pemex) a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, Asignatario o PEP), por medio de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio adscrita a la Subdirección de Aseguramiento Tecnológico, con facultades para representar a PEP en términos de los artículos 44, fracción I; 46, fracción XII del Estatuto Orgánico de PEP publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 5 de enero de 2017. Las características generales de la Asignación se muestran en la Tabla 1.

Concepto	DATOS DE LA ASIGNACIÓN
Nombre	A-0373-M - Campo Yaxché
Estado y municipio	Aguas someras Golfo de México frente a las costas del Estado de Tabasco
Área de Asignación	49.346 km ²
Fecha de modificación de Título	04 de febrero 2016
Vigencia	20 años a partir del 13 de agosto 2014
Tipo de Asignación	Extracción de Hidrocarburos
Yacimientos y/o Campos	Cretácico Medio-Inferior Mioceno Superior
Colindancias	Campo Xanab, Campo Puerto Ceiba

Tabla 1. Datos generales de la Asignación.
(Fuente: PEP)

II. Elementos generales del Plan

Alcance

El Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0373-M-Campo Yaxché contempla recuperar un volumen de aceite de 73.03 millones de barriles (MMb) de aceite y 31.57 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc) de gas, los factores de recuperación finales son 25.61% para el aceite y 24.43% para el gas a nivel del yacimiento del Cretácico y de 14.05% y 13.81% respectivamente a nivel de los yacimientos del Terciario.

El volumen propuesto a recuperar en esta modificación al Plan representa el 64 % de la Reserva 3P de aceite, así como el 68% de la Reserva 3P de gas, la el cual se compone de 3 yacimientos "Cretácico", "Terciario Área 1DL" y "Terciario Área 101".

La duración del Plan Modificado de la Asignación A-0373-M-Campo Yaxché contempla el periodo de 2019-2034 y considera el mantenimiento de la producción base de la formación Terciario mediante intervenciones por seguridad y estimulaciones, así como la incorporación de producción a través de la perforación de 13 pozos de desarrollo y 14 terminaciones, adicionalmente, a nivel del Terciario considera la ejecución de 1 reparación mayor (RMA) y la implementación de bombeo neumático como sistema artificial de producción, aunado a las actividades de Abandono que culminan posterior a la vigencia de la Asignación.

La inversión y gasto de operación del Plan Modificado, se contempla de 1,396 MMUSD y 130.7 MMUSD, respectivamente a la vigencia de la Asignación.

El perfil de producción o límite económico de la Asignación se contempla en el año 2032, sin embargo, el Asignatario establece que concluiría con los actividades de Abandono en el año 2040 debido a que otras Asignaciones requieren la infraestructura del campo Yaxché para el transporte de los Hidrocarburos, y se tiene contemplado el horizonte hasta el año 2041 debido a que la Asignación aporta recursos bajo el esquema de "otros Egresos" para actividades de mantenimiento y Abandono del Centro de Proceso ubicado en la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB), mismo que brinda servicios de separación, compresión y bombeo a los Hidrocarburos asociados al campo.

La Asignación en comento se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas del Estado de Tabasco; aproximadamente a 13 km al Noreste de la TMDB bajo un tirante de agua del orden de 21 m (Figura 1).

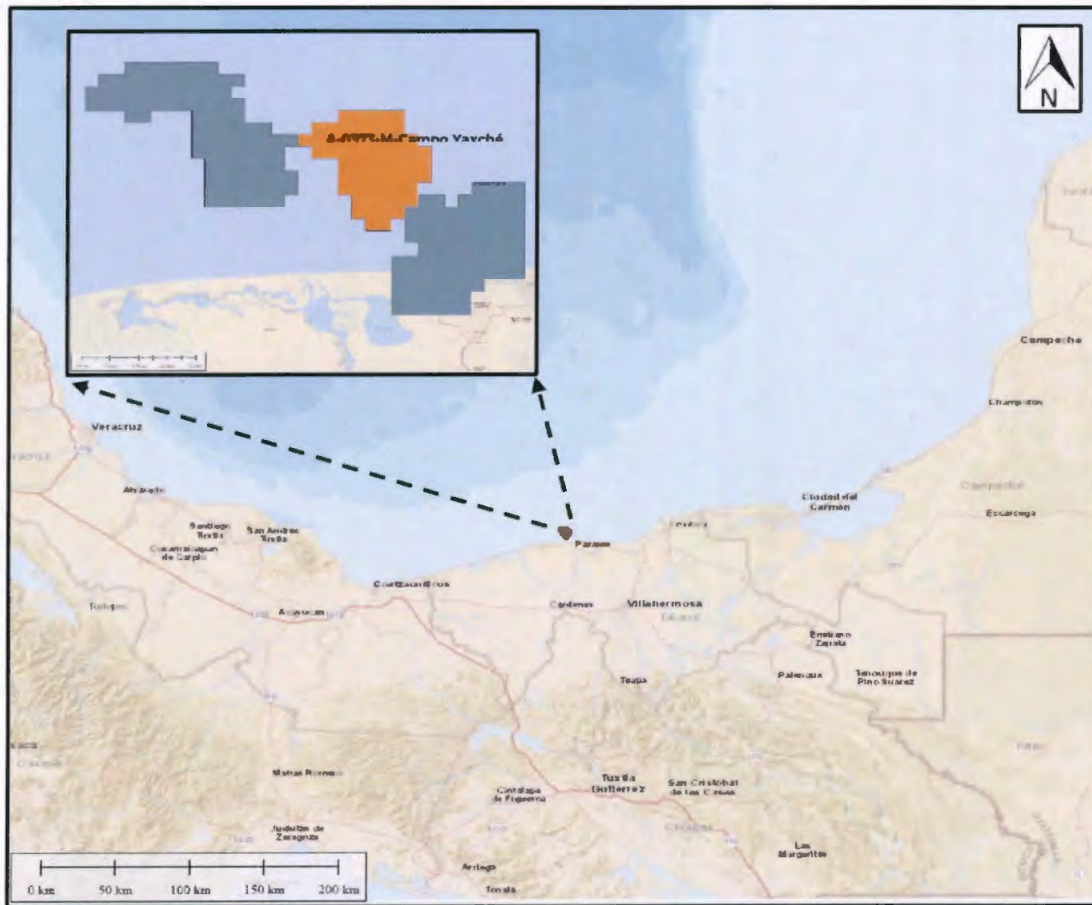


Figura 1. Ubicación de la Asignación A-0373-M - Campo Yaxché.

(Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, en adelante referida como Comisión o CNH)

Los vértices que delimitan el Área de la Asignación están definidos por las coordenadas que se muestran en la Tabla 2.

[Handwritten signature]
Fedpe
[Handwritten mark]

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93° 15' 30"	18° 32' 00"	14	93° 17' 30"	18° 28' 30"
2	93° 15' 00"	18° 32' 00"	15	93° 17' 30"	18° 29' 30"
3	93° 15' 00"	18° 31' 30"	16	93° 18' 00"	18° 29' 30"
4	93° 14' 30"	18° 31' 30"	17	93° 18' 00"	18° 31' 00"
5	93° 14' 30"	18° 30' 00"	18	93° 19' 00"	18° 31' 00"
6	93° 15' 00"	18° 30' 00"	19	93° 19' 00"	18° 31' 30"
7	93° 15' 00"	18° 29' 00"	20	93° 19' 30"	18° 31' 30"
8	93° 15' 30"	18° 29' 00"	21	93° 19' 30"	18° 32' 00"
9	93° 15' 30"	18° 28' 30"	22	93° 19' 00"	18° 32' 00"
10	93° 16' 00"	18° 28' 30"	23	93° 19' 00"	18° 32' 30"
11	93° 16' 00"	18° 28' 00"	24	93° 18' 00"	18° 32' 30"
12	93° 17' 00"	18° 28' 00"	25	93° 18' 00"	18° 33' 00"
13	93° 17' 00"	18° 28' 30"	26	93° 15' 30"	18° 33' 00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación A-0373-M - Campo Yaxché.
(Fuente: Título de Asignación)

Cabe señalar que por Resolución CNH.08.004/14 del 14 de agosto de 2014, la Comisión aprobó el Plan de Desarrollo para la Extracción para diversos campos petroleros, entre ellos el asociado a la entonces Asignación A-0373 Campo Yaxché.

En este sentido, con fecha 04 de febrero de 2016, la Secretaría, modificó previa opinión del Asignatario y de esta Comisión, el Título de Asignación, emitiendo el nuevo identificado como A-0373-M-Campo Yaxché en el cual se ajustó el Porcentaje de Contenido Nacional y que actualmente se encuentra vigente.

III. Relación Cronológica del proceso de revisión

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del dictamen de la modificación al Plan de Desarrollo propuesto por PEP, involucró la participación de tres direcciones generales de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, y la 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 generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto del Plan de Desarrollo presentado por PEP para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/50/2019 Modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0373-M - Campo Yaxché, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

Feder
[Signature]

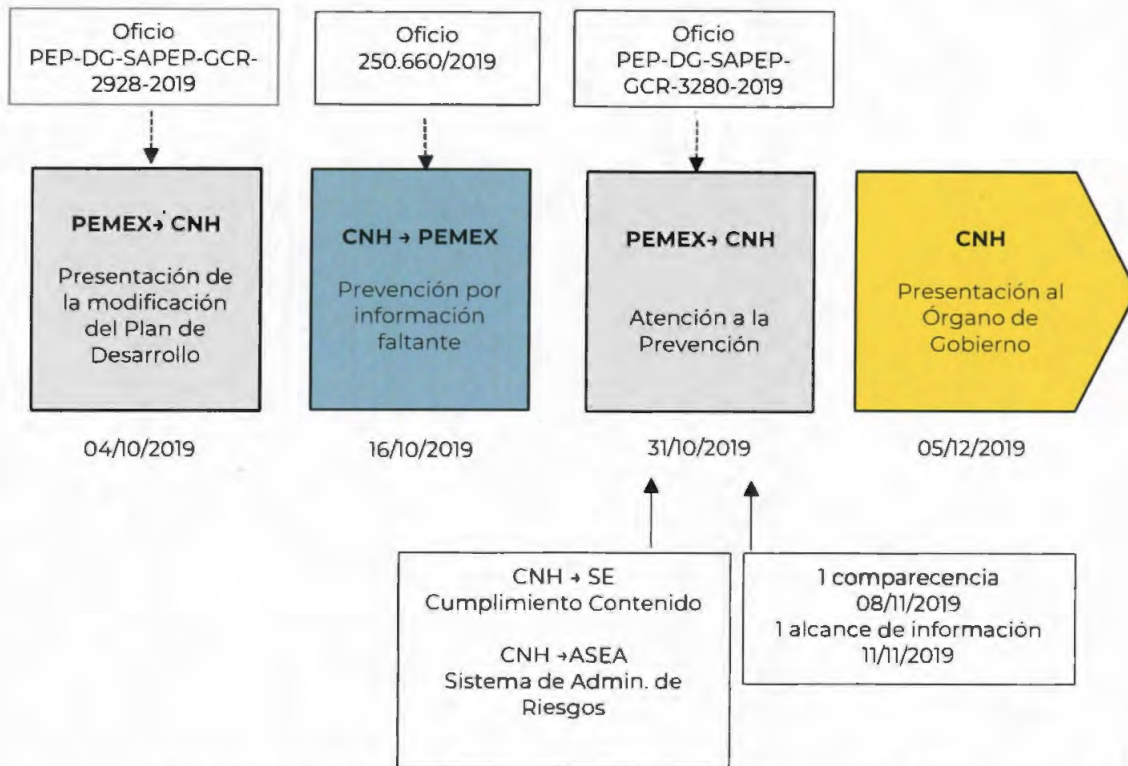


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución.
(Fuente: Comisión)

IV. Criterios de evaluación

Se verificó que las modificaciones propuestas por PEP fueran congruentes y cumplieran con lo señalado en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Plan de Desarrollo propuesto permitan maximizar el Factor de Recuperación, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural y los Mecanismos de Medición de la Producción de Hidrocarburos, en condiciones económicamente viables.

La Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 22, 25, 26, 59, 62, fracciones II, III y IV de los "Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos" (Lineamientos) publicados en el DOF del 12 de abril de 2019.

Adicionalmente, a la modificación del Plan de Desarrollo se realizó el estudio de la propuesta de Plan de Desarrollo al amparo de las consideraciones establecidas en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH), publicados en el DOF el 11 de diciembre de 2017, así como respecto de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos (Disposiciones para el aprovechamiento de gas).

Handwritten signature and initials in blue ink.

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan de Desarrollo presentado por el Asignatario de conformidad con 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 (LORCME), así como los artículos 19, 22, 25, 26, 59, 62, fracciones II, III y IV de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan de Desarrollo dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación ya que la vigencia es de 20 años contados a partir del 13 de agosto de 2014.

En consecuencia, la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción cumple con los requisitos establecidos en el artículo 22 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- a) El Asignatario 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 de que sufren modificación, y
- d) El Asignatario presentó una tabla comparativa de los cambios que se proponen, así como la justificación técnica de las modificaciones al Plan aprobado con la información y nivel de detalle establecido.

Fadpe

[Handwritten signature]
4

V. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

a) Características Generales y propiedades de los yacimientos de la Asignación

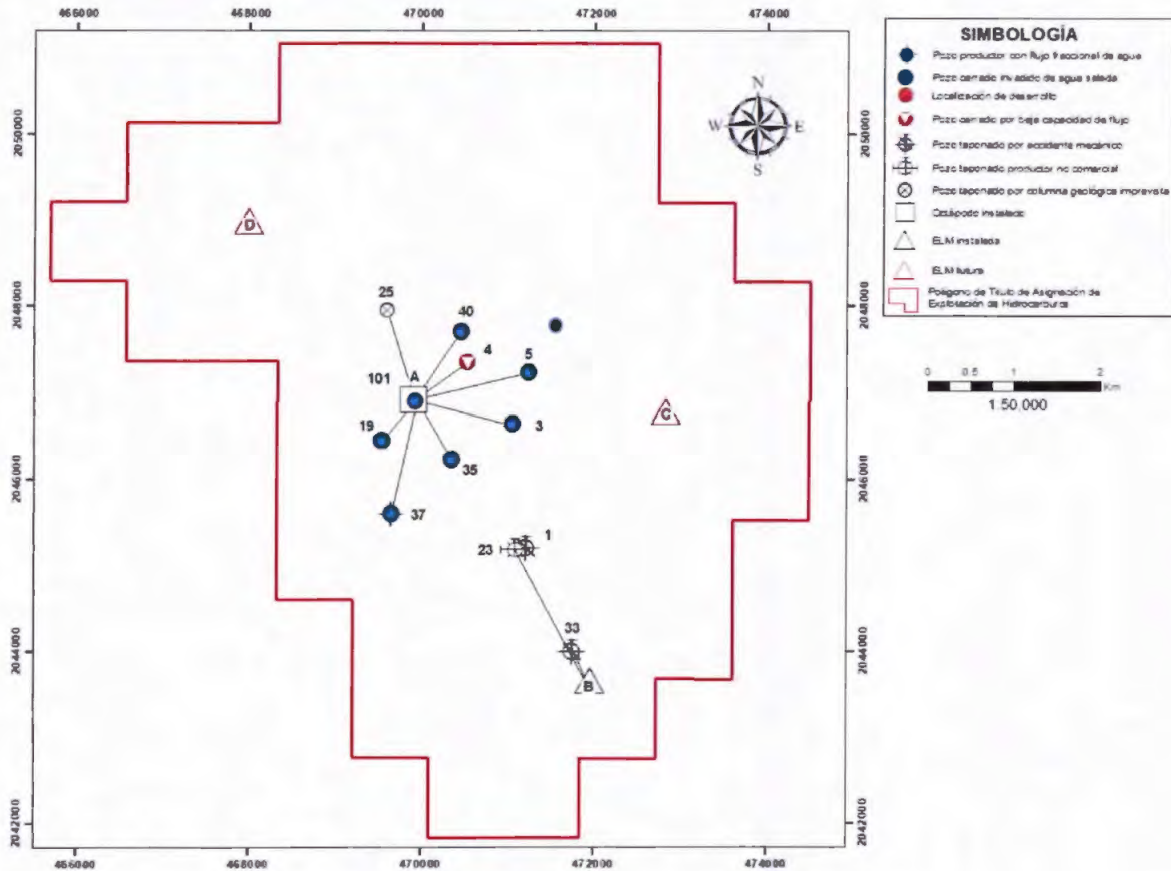


Figura 3. Asignación A-0373-M-Campo Yaxché.
(Fuente: PEP)

El Campo Yaxché se compone de 3 yacimientos o bloques principales, a nivel del Terciario es un anticlinal segmentado de bajo relieve con orientación E-W, está compuesto por 5 areniscas (MS-160, MS-150, MS-140, MS-130 y MS-120) Figura 4, que se superponen de manera conformable separadas por capas de lutita impermeables; una de las areniscas, la MS-160 es un yacimiento con trampa mixta la cual está dividida en dos bloques (101 y 1DL), al igual que cuenta con dos contactos de agua a 4,130 metros verticales bajo nivel del mar (mvbnm) y 3,863 mvbnm respectivamente, Figura 5.

Fabpc
[Firma]
4

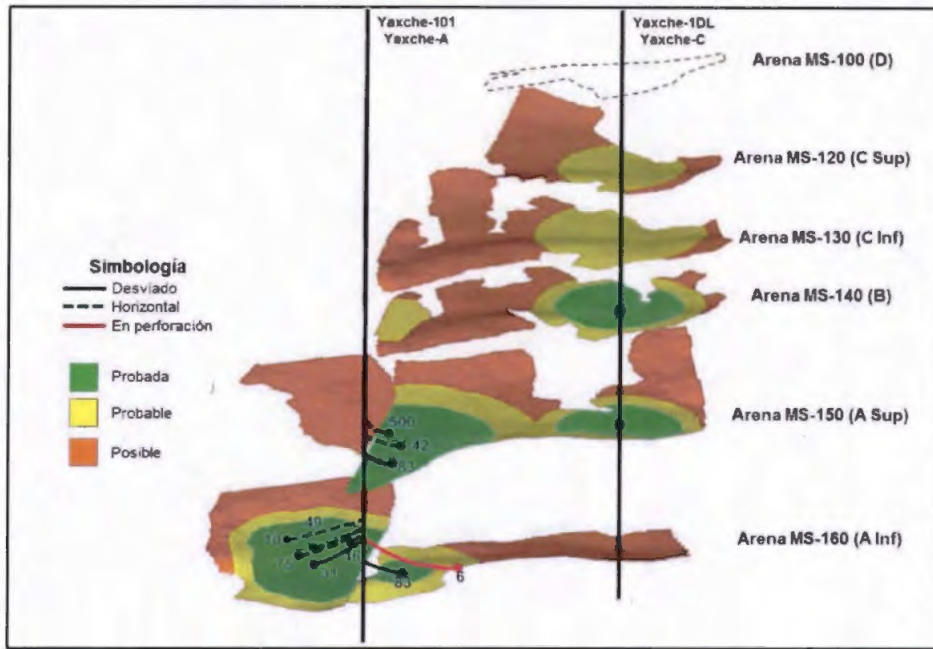


Figura 4. Distribución de los yacimientos del Campo Yaxché a nivel Terciario. (Fuente: PEP)

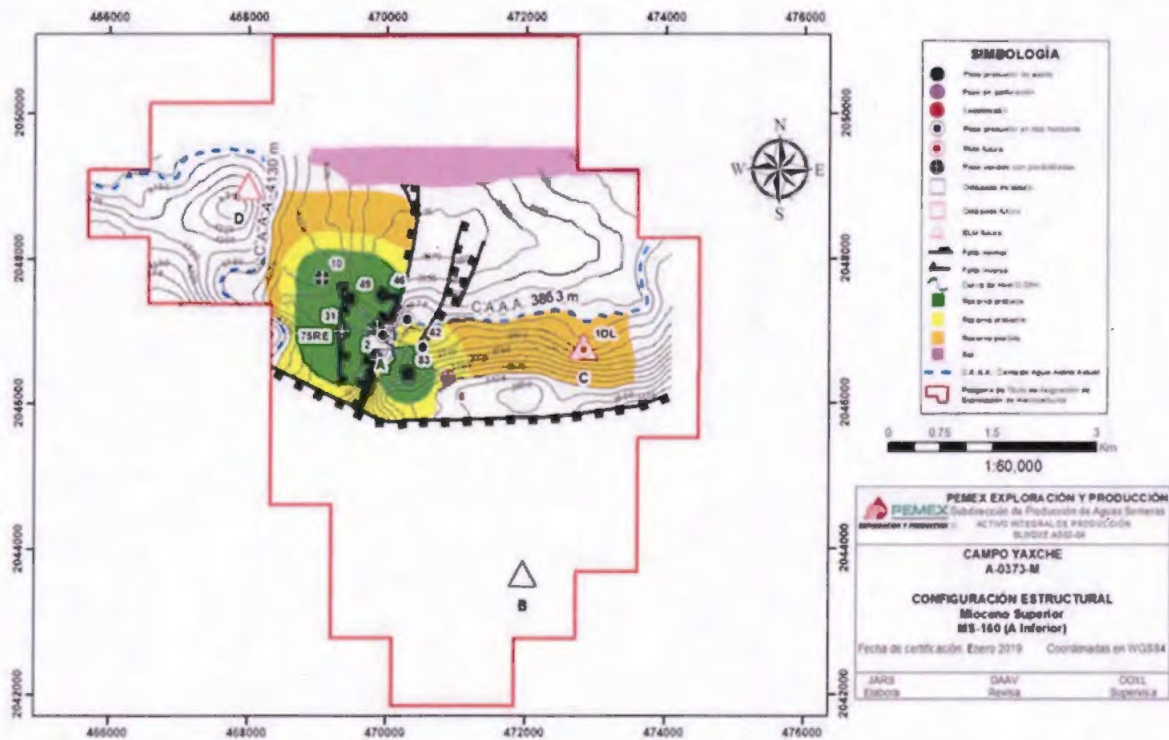


Figura 5. Mapa de configuración estructural correspondiente a la arenisca MS-160. (Fuente: PEP)

El Campo Yaxché a nivel del Mesozoico es una estructura de tipo anticlinal alargado con rumbo E-W la cual está afectada por intrusión de sal a nivel de edad Calloviano. La

Federico [Signature]

producción en esta formación depende enteramente del fracturamiento natural de la misma (Figura 6).

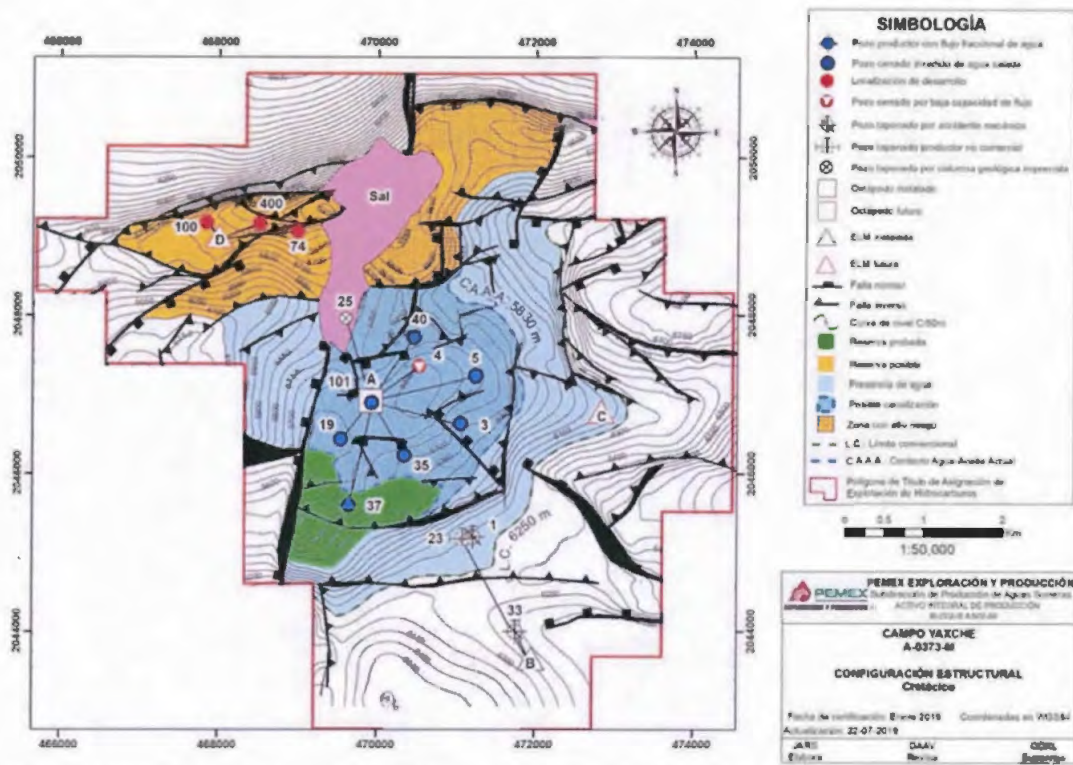


Figura 6. Mapa de configuración estructural correspondiente al yacimiento del Cretácico. (Fuente: PEP)

En la Tabla 3 se muestran las características de las principales formaciones o yacimientos del Campo Yaxché:

Asignación o Contrato	A-0373-M-Campo Yaxché		
Yacimiento	Terciario B-101	Terciario B-IDL	Cretácico
Área km ²	3.34	5.01	14.82
Año de Descubrimiento	2006	2006	1993
Fecha de inicio de producción	2008	2008	2006
Profundidad promedio (m)	4,115	3,818	5,910
Tipo de Yacimiento	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro
Pozos			
Productores	2	2	1
Cerrados con posibilidades	3	2	1
Cerrados sin posibilidades	2	0	8
Taponados	0	0	1

[Firma manuscrita]
[Firma manuscrita]
[Firma manuscrita]

Marco geológico			
Era	Cenozoico	Cenozoico	Mesozoico
Periodo	Terciario	Terciario	Cretácico
Época	Mioceno	Mioceno	Medio-Inferior
Cuenca	Cuenca Salina del Istmo	Cuenca Salina del Istmo	Cuenca Salina del Istmo
Play	Mioceno Superior	Mioceno Superior	Cretácico
Régimen tectónico	Distensivo	Distensivo	Compresivo
Ambiente de depósito	Ambiente de flujos detríticos	Ambiente de flujos detríticos	Cuenca
Litología	Areniscas	Areniscas	Calizas fracturadas
Propiedades petrofísicas			
% Saturación inicial promedio de agua	39.5	36.9	18.1
Porosidad promedio %	15.1	19.3	6.0
Permeabilidad promedio (mD)	40	40	153
Espesor bruto promedio (m)	149.7	186.6	220.76
Espesor neto promedio (m)	70.24	72.13	86.11
Relación neto/bruto	0.47	0.38	0.39
Propiedades de los fluidos			
Densidad °API	32.1	26.9	33.1
Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento CP	0.423	1.513	0.592
Contenido de azufre %	0	0	0.62
Factor de volumen de aceite inicial (Boi) (m³@cy/m³@cs)	1.359	1.194	1.308
Relación de solubilidad inicial (Rsi) (m³/m³)	102.11	57.94	120.05
Factor de compresibilidad del gas (Z)	NA	NA	NA
Densidad relativa del gas	2.253	1.957	1.94
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	1,382	1,397	1,487
Presión de saturación o rocío (Kg/cm²)	156.27	119.78	173.41
Factor de conversión del gas	0.167353103175456	0.167353103175456	0.167353103175456

Handwritten signature and initials in blue ink.

a petróleo crudo equivalente (b/Mpc)			
Propiedades del Yacimiento			
Temperatura °C	114	107	146
Presión inicial (Kg/cm ²)	551	535	1,130
Presión de saturación (kg/cm ²)	156	120	173
Presión actual (Kg/cm ²)	346	294.9	867.3
Mecanismo de empuje principal	Expansión roca-fluido	Expansión roca-fluido	Hidráulico

Tabla 1. Características generales de la Asignación.
(Fuente: PEP)

b) Motivo y Justificación de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción

El Título de Asignación A-0373-Campo Yaxché, fue adjudicado a Pemex el 13 de agosto de 2014; posteriormente el 10 de febrero del 2016, éste manifestó estar de acuerdo en continuar con el proceso de modificación del Título de Asignación A-0373 Campo Yaxché iniciado por la Secretaría de Energía, por lo que el Título fue modificado a fin de incorporar el Anexo IV referente a la obligación de cumplir con un porcentaje mínimo de Contenido Nacional, quedando vigente el Título de la Asignación A-0373-M-Campo Yaxché.

Con base en el artículo 62 fracciones II, III y IV de los Lineamientos, el Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE) de la Asignación A-0373-M-Campo Yaxché se modifica debido a:

- Existe una variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado; lo anterior debido a que el Asignatario durante el periodo de 2014 a la fecha ha realizado una serie de actualizaciones a los modelos estáticos a partir de la nueva información adquirida, comportamiento dinámico y resultado de pozos perforados, lo que derivó en ajustes a la estrategia de desarrollo y por ende el número de pozos contemplados en el año 2019 respecto a los establecidos en el plan Vigente
- Existe una variación en el monto total de inversión de un decremento del 31.36 % respecto al total contemplado en el Plan Vigente contra lo erogado más lo contemplado en la modificación propuesta, y
- Existe una variación del treinta por ciento del volumen de Hidrocarburos a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo año.

Por lo anterior, de acuerdo con el artículo 62 de los Lineamientos, Pemex requiere de la modificación del PDE del área de Asignación A-0373-M-Campo Yaxché, debido a que existen modificaciones en el número de pozos a perforar, variación en las inversiones y en la producción.

c) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

La Asignación tiene una producción acumulada al 1 de enero del año 2019 de 108.22 MMb de aceite y 63.9 MMMpc de gas natural; la producción a septiembre de 2019 es de 13.32

Fedpe
J. Yaxché
12

miles de barriles por día (Mbd) de aceite y 16 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) de gas.

Las Reservas 3P al 1 de enero de 2019 son de 123.49 MMB de aceite y 52.5 MMMpc de gas y se muestran en la siguiente Tabla 4.

	Volumen original		Categoría de reservas 1P, 2P o 3P	Reservas			Producción acumulada	
	Aceite MMb	Gas natural MMMpc		Aceite	Gas	PCE	Aceite MMb	Gas MMMpc
				MMb	MMMpc	MMb		
2019	482.13	279.10	1P	17.33	6.25	18.37	108.22	63.90
	630.23	333.97	2P	57.31	22.71	61.11		
	969.54	496.27	3P	123.49	52.5	132.28		
30-jun-2019	482.13	279.10	1P	23.22	9.75	24.85	110.23	66.09
	630.23	333.97	2P	50.81	19.21	54.02		
	969.54	496.27	3P	113.52	45.94	121.21		

Tabla 4. Volumen original y Reservas al 01 de enero de 2019 y a la fecha de corte de la modificación al Plan.
(Fuente: PEP)

A continuación, en las Figuras 7 y 8 se pueden observar respectivamente, las Reservas de aceite y gas al 1 de enero de 2019 y a la fecha de corte de la modificación al Plan propuesta para la Asignación A-0373-M-Campo Yaxché.

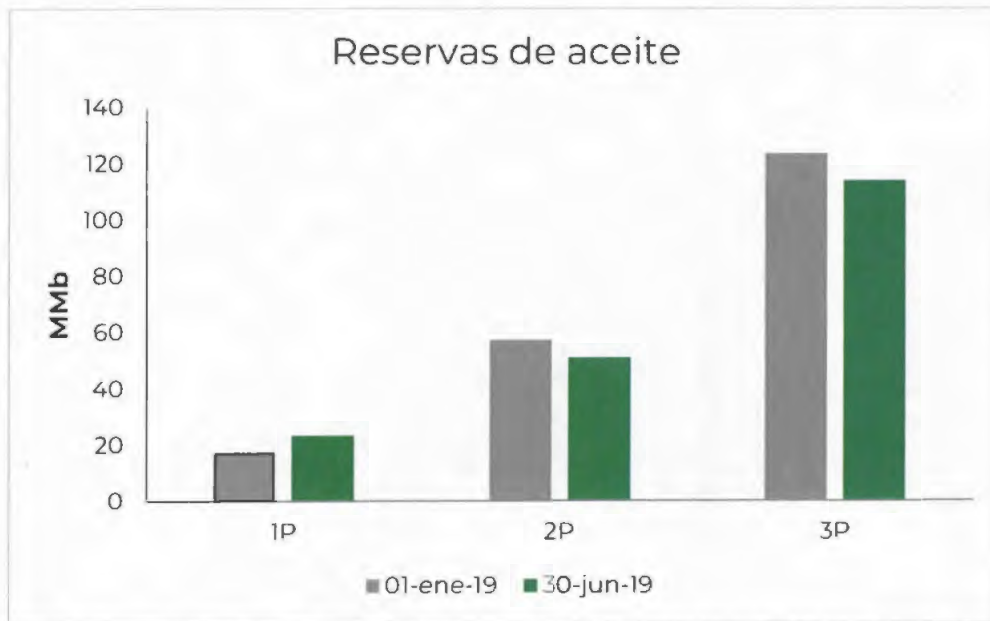


Figura 7. Evolución de las Reservas de Aceite de la Asignación A-0373-M-Campo Yaxché.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Fedec
[Handwritten signature]

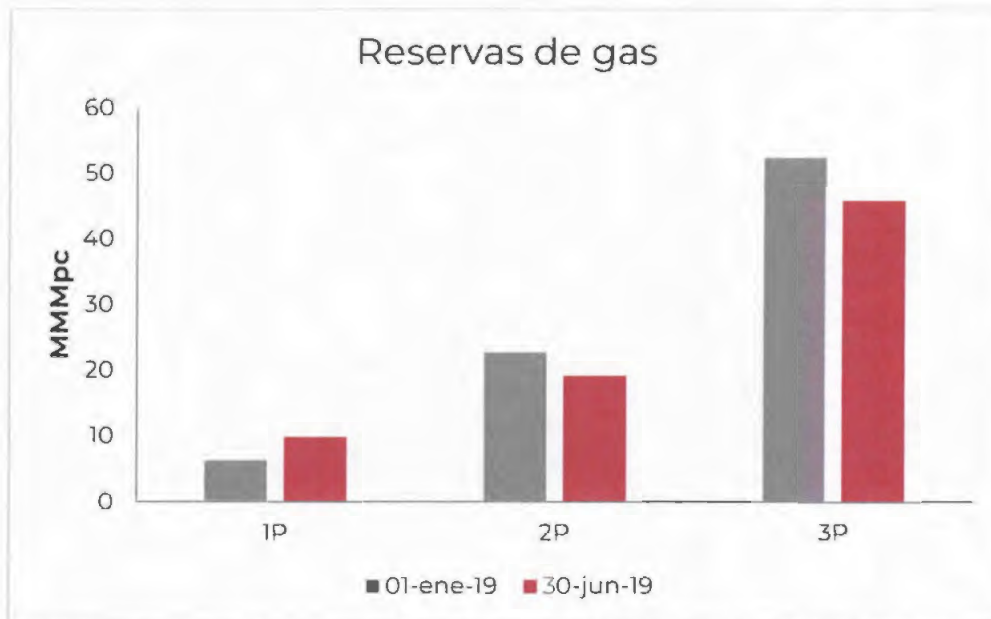


Figura 8. Evolución de las Reservas de Gas Natural de la Asignación A-0373-M-Campo Yaxché. (Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Con respecto al volumen original presentado por el Asignatario, se tiene una variación a la baja al pasar de 1,071.15 MMb de aceite y 699.53 MMMpc de gas en el Plan vigente a 969.54 MMb de aceite y 496.26 MMMpc en la modificación al Plan propuesta, siendo una diferencia de 101.61 MMb equivalente al 9.5 % y 203.27 MMMpc equivalente al 29 %.

Las variaciones de volumen original con respecto al Plan vigente para el yacimiento Cretácico se deben a la información disponible, en donde se actualizó el modelo estructural, debido a la interpretación del cubo sísmico Tsimín-Tojual.

Para los yacimientos del Terciario dichas variaciones se deben por un lado a la actualización del modelo estático en función de la información adquirida durante las actividades de desarrollo, ya que se han perforado y terminado 3 pozos a la fecha de corte de la nueva propuesta (30 de junio del 2019).

PEP distribuyó el volumen de las áreas que definen a cada uno de los bloques de Yaxché Terciario, en particular al límite entre éstos; previamente lo consideraba en función de un atributo sísmico, posteriormente consideró un aspecto estructural; esto es, la falla sellante que atraviesa el pozo Yaxché-101, lo anterior fundamentado en los resultados de producción, y la toma de información en los pozos productores. Por lo tanto, el bloque 101 disminuyó su área y aumentó su espesor, mientras que el bloque 1DL aumentó su área y redujo su espesor.

Las variaciones en las Reservas del Plan propuesto con respecto a los volúmenes al 1 de enero de 2019 (Tabla 4), el Asignatario explica que se deben a:

- Variación en la producción acumulada considerada para cada volumetría de Reservas, esto es, la diferencia entre la N_p y G_p del 1 de enero de 2019 a 1 de julio de 2019.

Federico
[Handwritten signature]

- Mejor comportamiento de producción en pozos productores en los que se implementó nitrógeno como sistema artificial de producción en el yacimiento Terciario.
- El proyecto de inyección de agua que se tenía contemplado en el Plan vigente en uno de los bloques del yacimiento Terciario cuya volumetría y recuperación es limitada, vuelven no rentable su implementación actual, por lo tanto, se redujo la Reserva asociada a este proceso.

d) Comparativo de la actividad física del Plan vigente contra la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo

En la Tabla 5 se muestra un comparativo entre la actividad contemplada en el Plan vigente, lo real ejecutado y lo contemplado en la propuesta de modificación al Plan. En la Tabla 6 se presenta un comparativo de la actividad física del PDE vigente y la actividad física real llevada a cabo por el Asignatario a 2018 y en la Tabla 7 se muestra la actividad física propuesta y la inversión por PEP a erogar en la presente solicitud de Modificación al PDE.

Concepto	Unidades	Plan Vigente	Real	Plan Nuevo
		2015-2034	2015-(jun-2019)	(jul-2019-2034)
Perforaciones	Número	14	3	13 ¹
Terminaciones		14	3	14 ²
Reparación mayor		8	2	1
Reparación menor		6	24	39
Ductos		2	0	4
Plataformas		2	0	2
Reserva (1P)	MMbpce	43.5 ³	26.6 ⁴	24.9 ⁵
Reserva (2P)		139.7 ³	71.4 ⁴	54.0 ⁵
Reserva (3P)		220.7 ³	134.2 ⁴	121.2 ⁵
Volumen de aceite a extraer	MMb	139.5	28.8	73.0
Volumen de gas a extraer	MMMpc	92.8	18.5	31.6
Inversión	MMUSD	2,284.1	257.9 ⁶	1,396.0 ⁷
Gasto de Operación		333.0	11.8 ⁶	130.67

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

1. De esta actividad 3 pozos son adicionales a los contempladas en el Plan vigente.
2. Una terminación es referente al pozo Yaxché-6 que está en perforación al amparo del Plan vigente.
3. La reserva del Plan Aprobado son las reservas certificadas al 1º de enero de 2014.
4. La reserva real corresponde a las reservas certificadas al 1º de enero de 2018.
5. La reserva remanente del Plan Propuesto corresponde a la reserva proyectada a partir de julio de 2019.
6. De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Operador.
7. Este monto contempla las actividades de abandono que se ejecutarán posterior a la vigencia de la Asignación.

Tabla 5. Comparativa de actividad física entre el Plan Vigente y el Plan Modificado de la Asignación A-0373-M-Campo Yaxché.

(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

Del análisis de la actividad física ejecutada contra la aprobada en el Plan Vigente, se advierte que a la fecha PEP realizó 3 perforaciones y 2 RMA dentro de la Asignación y actualmente se encuentra perforando 1 localización más al amparo del Plan vigente.

F. P. C.
A. H. S.
5

Año	Qo (Mbd)		Qg (MMpcd)		Perf. (número)		Term. (número)		RME (número)		RMA (número)		Inversión (MMUSD)		Gastos de Op. (MMUSD)	
	Plan	Real	Plan	Real ¹	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan ²	Real ³	Plan ²	Real ³
2015	29.0	23.08	20.0	12.86	1	2	1	2	0	6	0	1	175.44	91.71	23.97	5.08
2016	28.0	20.26	19.0	11.95	1	1	1	1	0	3	2	1	377.99	75.01	22.88	3.54
2017	27.0	15.84	18.0	9.41	1	0	1	0	0	6	1	0	343.41	60.00	21.94	1.54
2018	31.0	14.25	20.0	9.40	2	0	2	0	0	9	0	0	404.50	31.14	25.06	1.64

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

¹Gas hidrocarburo (se restaron los componentes: H2S, CO2 y N2 de las bases de producción proporcionada por la Dirección General de Medición)

²Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados a pesos@2019

³Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a pesos@2019. Los factores de inflación utilizados para la actualización son:

2015 = 1.042

2016 = 1.071

2017 = 1.026

2018 = 0.983

Tabla 6. Comparación de avance entre el Plan vigente vs real ejecutado, en la Asignación A-0373-M-Campo Yaxché.
(Fuente: Comisión)

Propuesta de Modificación al PDE (Vigencia de la Asignación)																	
Actividad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Subtotal 2019-2034
Perforación	0	6	5	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13
Terminación	1	6	5	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14
Ductos	0	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
Infraestructura*	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
RMA	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
RME	1	7	4	3	8	4	5	2	0	2	3	0	0	0	0	0	39
Taponamientos	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	10	35
Abandono	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2**	2

*Incluye plataformas y una planta endulzadora y de compresión para gas de BN a concluir en el año 2021.

**El abandono de 5 ductos, 4 plataformas y la planta a construir se contempla posterior a la vigencia de la Asignación.

Tabla 7. Propuesta de actividad para la Modificación del PDE.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

En la Figura 9 y 10 se observa el comparativo de los escenarios del Plan Vigente, producción histórica real y el escenario propuesto en la Modificación del PDE, para aceite y gas.

Aceite	Plan vigente 2019-2030	Plan Modificado 2019-2032	Np [MMb] (2006-2032)
Volumen a recuperar [MMb]	97.53	75.08*	183.3

*Volumen a producir desde el 1 de enero del 2019.

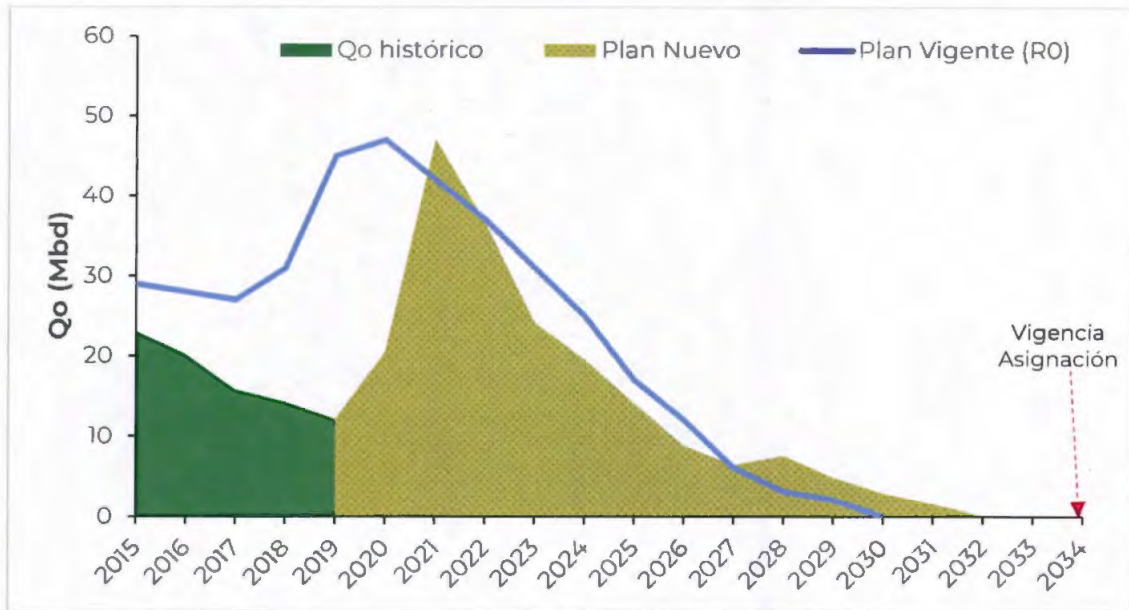


Figura 9. Pronóstico de producción de aceite.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

Gas	Plan vigente 2019-2030	Plan Modificado 2019-2032	Gp [MMMpc] (2006-2032)
Volumen a recuperar [MMMpc]	64.65	33.8*	97.7

*Volumen a producir desde el 1 de enero del 2019.

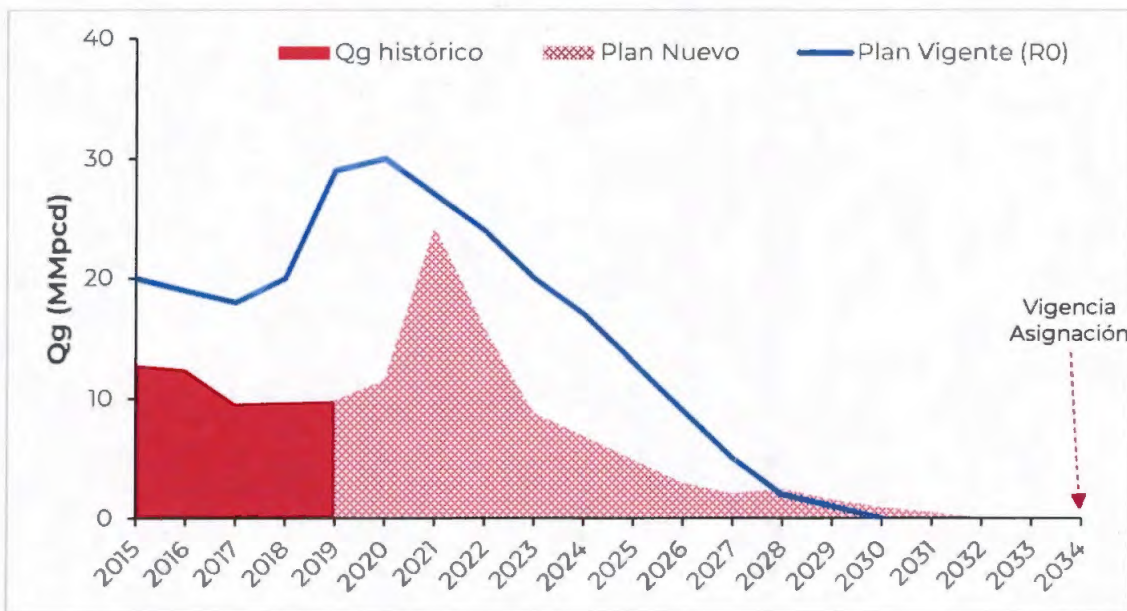


Figura 10. Pronóstico de producción de gas.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

Handwritten signature and initials in blue ink.

Hidrocarburo	2019*	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Volumen a recuperar** (2019-2032)
Producción de aceite (Mbd)	12.8	20.5	47.1	36.6	24.1	19.5	14.1	8.8	6.3	7.5	4.7	2.7	1.5	0.1	73.03
Producción de gas (MMpcd)	7.6	11.6	24.3	15.9	8.8	6.9	4.9	3.0	2.1	2.4	1.5	0.9	0.5	0.0	31.57

*Para 2019 se está considerando la producción promedio de aceite y gas por pozo, de los meses de julio a diciembre.

**Volumen a recuperar a partir de la fecha de corte propuesta (01 de julio del 2019).

Tabla 8. Pronóstico de producción de aceite y gas de la modificación al Plan.

(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

Dos de los supuestos de modificación al PDE son los siguientes:

- Existe una variación del 30% o más del volumen de Hidrocarburos a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo año.

Para 2019, la producción pronosticada del Plan vigente era de 45 Mbd de aceite y 29 MMpcd de gas y la producción promedio de la modificación para 2019 es de 12.1 Mbd de aceite y 9.8 MMpcd de gas lo que representa un 73% menos para el caso del aceite y un 66% menos para el gas.

- Existe una variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado.

El Asignatario en el Plan vigente contemplaba la perforación y terminación de 5 pozos para el año 2019, debido al cambio de estrategia, para el mismo año, solo se contempla en la propuesta de modificación la terminación del pozo que está siendo perforado al amparo del plan vigente.

En el Plan Vigente, el Asignatario contemplaba la perforación total de 14 pozos, 3 de éstos a la fecha de corte, han sido perforados y 1 se encuentra en perforación.

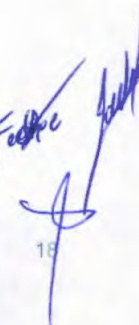
El Asignatario en la modificación del Plan propuesto, prevé la perforación adicional de 3 pozos, por lo que el total de la modificación, asciende a la cantidad de 13.

e) Pozos perforados y pozos a perforar

A la fecha de corte propuesta por el Asignatario, la Asignación cuenta con 22 pozos perforados. La Comisión aprobó a PEP la perforación de 14 pozos en el PDE vigente asociado a Ronda Cero, sin embargo, cabe señalar que a la fecha PEP ha perforado 3 de esos pozos, y actualmente se encuentra en perforación el pozo Yaxché-6.

Asimismo, se precisa que en la solicitud de modificación del PDE se plantea la perforación de 3 pozos de desarrollo adicionales a los aprobados con objetivo Cretácico y Terciario.

Dichos pozos a perforar corresponderán a 2 pozos Tipo contemplados por el Asignatario cuyos estados mecánicos son mostrados en la Figura 11. Las trayectorias de estos pozos serán direccionales y horizontales y con diferentes etapas en cada uno de ellos así como la profundidad total desarrollada.

Federico

 18

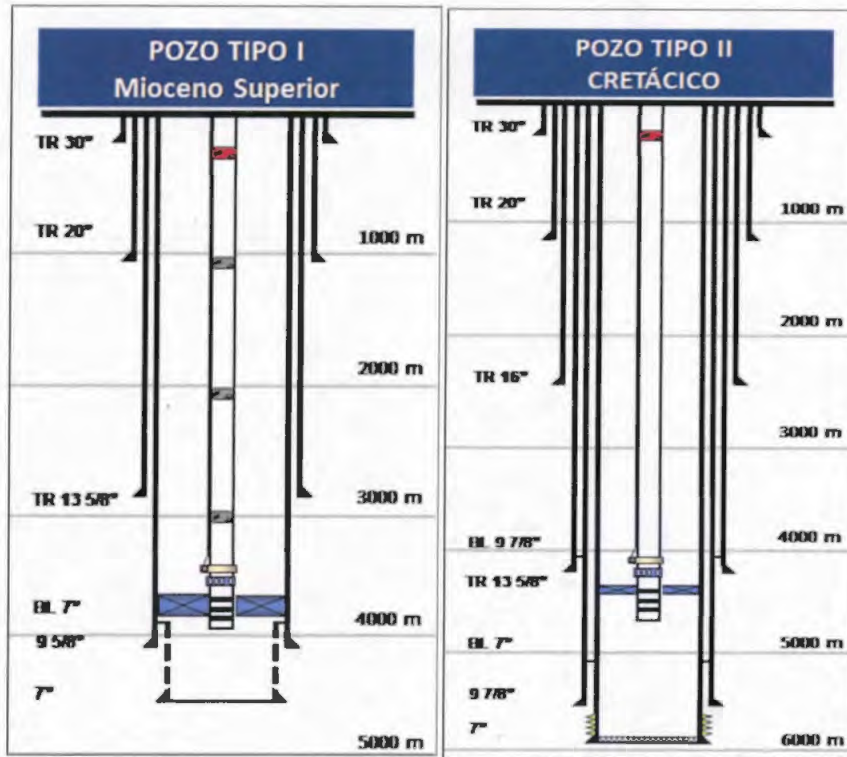


Figura 11. Pozos Tipo contemplados a perforar en la Asignación.
(Fuente: PEP)

A junio del 2019 se tienen 5 pozos productores fluyendo por flujo natural. El Asignatario tiene contemplado utilizar sistemas artificiales de producción en los pozos de la formación Terciaria ya que la presión que se tiene en este yacimiento no es suficiente para producirlos con la energía propia del mismo.

Para el yacimiento del Cretácico se tiene como alternativa principal la recuperación con la energía propia del yacimiento debido a que es fuertemente influenciado por un acuífero activo.

f) Comparativo de las alternativas evaluadas para la modificación del PDE

Con el objetivo de maximizar el factor de recuperación de Hidrocarburos y la rentabilidad del proyecto, optimizar costos operativos e inversión, así como para aprovechar la infraestructura actual y futura, reducir riesgos e incertidumbre involucrados en la estrategia de desarrollo, se analizaron las posibles estrategias de explotación.

Los criterios que llevaron a la selección de la mejor alternativa son:

- Menor riesgo técnico;
- Mayor recuperación de reservas de hidrocarburos;
- Mejores indicadores económicos, y

Federico
[Firma]

Lecciones aprendidas.

A continuación, se describen las alternativas de explotación analizadas:

Alternativa 1 (Alternativa seleccionada)

Esta alternativa contempla continuar con la explotación de los yacimientos del Cretácico y Terciario, así como el uso de estructuras ligeras marinas para el desarrollo de los yacimientos. El objetivo es incorporar a producción áreas de la Asignación aún sin explotar y utilizar el bombeo neumático para extender la vida operativa de los pozos existentes en el yacimiento del Terciario y de los pozos a perforar que así lo requieran.

Alternativa 2

Esta propuesta es similar a la alternativa 1. La diferencia consiste en que únicamente se aprovecha la energía propia del yacimiento del Terciario. Por lo tanto se requiere menos infraestructura y menos ductos. El volumen a recuperar de Hidrocarburos es el menor de las alternativas analizadas.

Alternativa 3

Esta alternativa contempla la explotación mediante recuperación primaria las Reservas del yacimiento del Cretácico y mediante un proceso de recuperación secundaria en parte de los yacimientos del Terciario, implementando la inyección de agua en uno de los bloques. Lo anterior implica la perforación y terminación de 2 pozos inyectoras e infraestructura adicional. Los volúmenes por recuperar de Hidrocarburos son mayores que la alternativa 1.

Alternativa 4

Esta alternativa es similar a la alternativa 1 en cuanto al esquema de explotación, el cual contempla producción primaria por flujo natural en el Cretácico y la implementación de bombeo neumático para el mantenimiento de producción y extensión de la vida productiva de los pozos con objetivo Terciario. La diferencia radica en que contempla la Extracción de la totalidad de la Reserva 3P y por ende la perforación de más pozos.

Esta alternativa contempla la mayor recuperación de Hidrocarburos con respecto a las anteriores y mejores indicadores económicos, sin embargo, por la inclusión de la totalidad de la Reserva posible, posee un mayor riesgo dado que los volúmenes a drenar se encuentran en zonas alejadas de los puntos de desarrollo actuales o se tiene incertidumbre en esas zonas respecto a su continuidad hidráulica o fluidos que contiene.

Esta alternativa podría ser factible dependiendo del éxito y toma de información obtenida con la alternativa seleccionada.

En consecuencia, después del análisis realizado a las alternativas contempladas, el Asignatario opta por la alternativa 1 como propuesta de desarrollo para la Asignación ya que ofrece el balance óptimo entre promesa de valor y la eficiencia de inversión y tiene

menor riesgo e incertidumbre (ya que no contempla extraer la totalidad de la reserva posible) que la alternativa 4 a pesar de que dicha alternativa recupera mayor volumen de Hidrocarburos y tiene mejores indicadores económicos.

Características	Alternativa 1 (Plan modificado)	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4
Metas Físicas (Número)				
Perforación de Pozos de Desarrollo	13	11	15**	17
Reparaciones mayores	1	1	1	1
Reparaciones menores	39	16	46	78
Instalaciones*	3	2	4	3
Ductos	4	2	4	4
Producción				
Aceite (MMb)	73.03	41.20	78.22	113.52
Gas (MMMpc)	31.57	19.52	34.55	45.94
Gastos de operación (MMUSD)				
Inversiones (MMUSD)				
Indicadores económicos				
VPN AI (MMUSD)	2,588.9	1,449.7	2,637.4	3,823.8
VPN DI (MMUSD)	916.8	417.4	870.6	1,459.5
VPI (MMUSD)	1,090.7	771.4	1,243.9	1,329.4
VPN/VPI AI	2.37	1.88	2.12	2.88
VPN/VPI DI	0.84	0.54	0.70	1.10

*Incluye plantas y estaciones.

**Incluye 2 pozos inyectoros.

Tabla 9. Resumen de las alternativas propuestas para la extracción.
(Fuente: PEP)

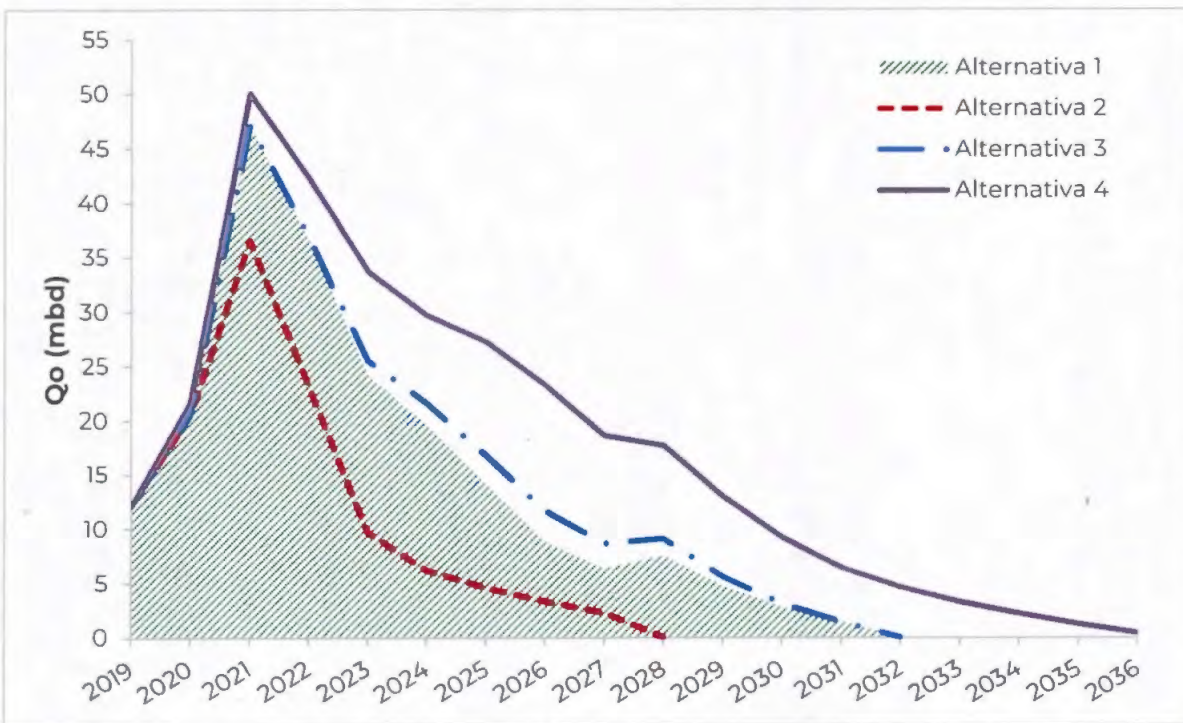


Figura 12. Pronóstico de producción de aceite de las alternativas.
(Fuente: CNH con información de PEP)

Fedpe
[Handwritten signature]

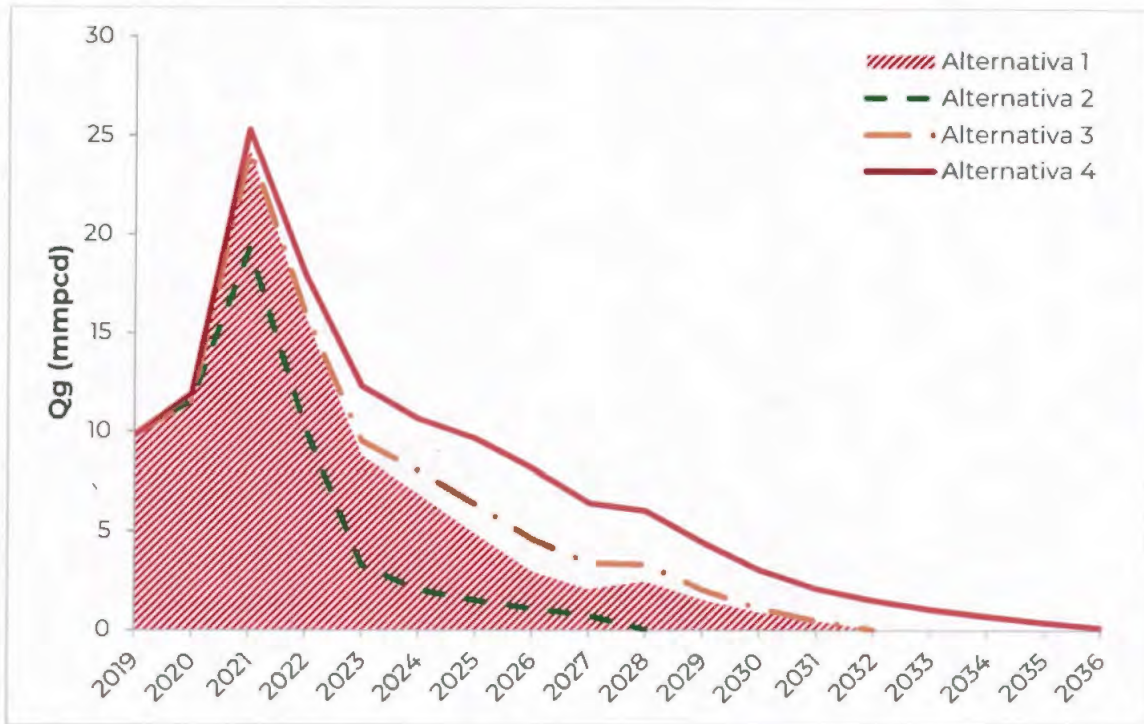


Figura 13. Pronóstico de producción de gas de las alternativas.
(Fuente: CNH con información de PEP)

Fede

Plan	Pronóstico de aceite																		Vol. A recuperar MMB
	2019*	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	
Alternativa 1 (Mbd)	12.06	20.48	47.08	36.61	24.15	19.51	14.10	8.78	6.31	7.51	4.71	2.74	1.46	0.06	-	-	-	-	73.03
Alternativa 2 (Mbd)	12.06	20.48	36.51	23.22	9.67	6.21	4.61	3.33	2.27	0.05	-	-	-	-	-	-	-	-	41.20
Alternativa 3 (Mbd)	12.06	20.48	47.08	36.84	25.44	21.54	16.74	11.65	8.63	9.06	5.62	3.11	1.46	0.06	-	-	-	-	78.22
Alternativa 4 (Mbd)	12.06	21.60	50.06	42.32	33.68	29.65	27.19	23.21	18.57	17.65	12.94	9.20	6.44	4.67	3.29	2.23	1.24	0.43	113.52

*Para 2019 se está considerando la producción promedio de aceite por pozo, de los meses de enero a diciembre (producción real del año + producción pronosticada a partir de la fecha de corte).

Tabla 9. Pronóstico de producción de aceite de alternativas.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

g) Análisis técnico de la solicitud de modificación al PDE

Con relación al factor de recuperación a la vigencia de la Asignación, se estima que para el aceite en el yacimiento Cretácico será de 25.61 % y 24.43 % para el gas, en el yacimiento del Terciario, para el aceite será 14.05 % y 13.81 % para el gas en la alternativa 1.

Aunado a las actividades contempladas relacionadas para el desarrollo de la Asignación, la información que el Asignatario pretende adquirir, que le faculte actualizar los estudios

Fede

de yacimientos para disminuir los riesgos asociados a la actividad e incrementar la certidumbre en la Extracción de Hidrocarburos, es la siguiente:

- Aforos;
- Condiciones de operación de pozo;
- Muestreo de fluidos;
- Curvas de incremento-decremento;
- Registros estáticos de presión por estaciones;
- Pruebas de interferencia;
- Muestras de fondo y superficie para estudios PVT, envoltante de asfaltenos y SARA;
- Instalación de sensores de fondo;
- Toma de núcleos;
- Toma de registros;
- Registros VSP;
- Reproceso sísmico FWI, y
- Muestras de canal.

Sistemas artificiales de producción

Para el Campo Yaxché, a lo largo de su vida productiva ha declinado la presión, sobre todo en los yacimientos de la formación Terciario, ya que aquí el empuje predominante es únicamente la expansión del sistema roca-fluido, por lo tanto el Asignatario analizó la oportunidad de implementar un sistema de levantamiento artificial para que pozos que actualmente no producen, puedan fluir y sumar producción, aunado a que, se puede implementar en los pozos a perforar para alargar la vida productiva de los mismos.

Tomando en consideración el modelo multifásico de un pozo Tipo para la formación del Terciario, PEP determinó que a la presión de 300 kg/cm² en el yacimiento, los pozos dejan de fluir por energía propia.

Analizó diferentes opciones de sistemas artificiales (SAP) para determinar el SAP adecuado. De los resultados de dicha evaluación, se obtuvo que el sistema artificial de producción que mayores beneficios en producción y económicos se obtienen, es con el bombeo neumático, lo anterior dada las características de los yacimientos, la geometría de los pozos, la logística y características de los fluidos a producir.

Estimación de gastos críticos

La conificación y canalización del agua se desarrollan bajo ciertas condiciones de flujo y están asociadas generalmente a altos ritmos de producción, lo cual puede incrementar el corte de agua, la pérdida de la producción y un posible cierre de pozos. Considerando lo anterior, el gasto máximo de producción bajo el cual puede producir un pozo sin que se produzca la conificación se conoce como gasto crítico.

El Asignatario establece que el yacimiento Cretácico es un campo maduro, donde solo se tiene 1 pozo productor con flujo fraccional, por lo que el cálculo de los gastos críticos para esta zona del yacimiento es complicado o no aplica. Por otro lado, el desarrollo de la zona posible del yacimiento Cretácico tiene alta incertidumbre en cuanto al cálculo del gasto

crítico, debido a que no cuenta con información certera respecto al contacto agua – aceite, propiedades de los fluidos, así como la caracterización de la red de fracturas.

Para el cálculo del gasto crítico empleó la ecuación propuesta por E. Pérez Martínez (SPE 152545), considerando efecto de conificación, una mala cementación, y la profundidad del contacto agua – aceite (CAA) al límite convencional (6,250 mvbnm).

Dada la alta incertidumbre que se tiene para el yacimiento Cretácico, los gastos críticos calculados por el Asignatario abarcan un amplio rango y establece, que una vez que se tenga mayor conocimiento del comportamiento dinámico de esta zona, redefinirá la capacidad de aporte de la formación y con base en ello calcular un nuevo gasto crítico con información de mayor certidumbre.

Respecto al yacimiento del Terciario, consideró el PVT representativo para las arenas donde se tiene inferido un contacto agua – aceite (Yaxché-1DL), la distancia del intervalo productor al CAA, así como las terminaciones y estados mecánicos de los pozos de desarrollo, empleó las correlaciones de Chaperson, Ozkan – Raghaven y Joshi, para el cálculo de los gastos críticos.

El Asignatario obtuvo como resultado un valor medio de 3,064 bpd como gasto crítico para los pozos en el Terciario. Sin demérito de lo anterior, el Asignatario establece que hubo un caso, el pozo Yaxché-46, el cual presentó flujos fraccionales de agua menores al 8 por ciento una vez avanzado el tiempo de explotación, pero alcanzó gastos estabilizados superiores a 4,000 bpd sin presencia de agua. Actualmente ese pozo produce 1,800 bpd.

Derivado de lo anterior se concluye que, es importante la toma de información y estudios para estimar con mayor precisión el gasto crítico para la explotación del yacimiento del Cretácico, ya que el mecanismo de empuje principal es un acuífero activo con lo cual los pozos podrían invadirse más fácilmente de agua. Y respecto al yacimiento del Terciario se recomienda al Asignatario, llevar a cabo lo conducente para operar los pozos por debajo del gasto crítico estimado y evitar una posible irrupción de agua en los mismos.

Esquema de explotación propuesto

Cretácico

Para el caso de Yaxché Cretácico, PEP realizó la estimación de reservas remanentes a partir de modelos analíticos (tiempos de balance, curvas de declinación) aplicados en la evaluación de la producción base del pozo productor Yaxché-37, el cual ha mostrado un mejor desempeño a pesar de poseer flujo fraccional.

Terciario

Para el caso de Yaxché Terciario, PEP establece que la inyección de gas realizada a los pozos Yaxché-49, Yaxché-46 y Yaxché-500, mostró mejor comportamiento de producción permitiendo extender la vida operativa de los pozos; por otro lado, para el escenario seleccionado, no contempla volumen a recuperar asociado al proceso de inyección de agua previsto originalmente, debido a que el diferimiento en las obras para su implementación impactó a los beneficios esperados para este proceso. Sin embargo, fue una de las alternativas analizadas por el Asignatario.



h) Evaluación Económica¹

La opinión económica relativa a la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0373-M-Campo Yaxché (la Solicitud de Modificación), se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente:

- a. La variación de los montos de inversión y gastos operativos del Plan vigente respecto a los presentados en la Solicitud de Modificación, y en los reportes mensuales presentados por el Asignatario.
- b. El desglose del Costo Total del proyecto (Programa de Inversiones y Otros Egresos), contenido en la Solicitud de Modificación.
- c. La consistencia de la información económico-financiera, incluida como parte de la Solicitud de Modificación.
- d. Una evaluación económica del proyecto de desarrollo del Campo, con base en la información presentada como parte de la Solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo.

a. Variación de los montos de inversión y gastos operativos

El PDE vigente para la Asignación, considera inversiones y gastos operativos del orden de 2,617.07 MMUSD², correspondientes al período 2015 a 2032³, de los cuales:

- 2,284.05 MMUSD (87% del total) corresponden a inversiones, y
- 333.02 MMUSD (13% del total) corresponden a gastos operativos.

Como referencia, durante los primeros 4 años de implementación del PDE vigente (de 2015 a 2018), el Operador reporta⁴ un monto erogado del orden de **269.66** MMUSD, (**257.86** MMUSD de inversiones y **11.80** MMUSD de gasto operativo), lo que representa el 10% del monto previsto en el PDE vigente.

Como parte de la Solicitud de Modificación, el Operador propone, para el periodo de 2019 a 2032, una inversión de **1,396.02** MMUSD⁵, así como **130.67** MMUSD de gastos operativos; para un monto total del orden de **1,526.70** MMUSD.

Tal y como se muestra en la Figura 14 siguiente, lo anterior representa un decremento cercano al 31%, respecto de los montos totales esperados bajo el PDE vigente, considerando los costos erogados con anterioridad.

Así, la solicitud de modificación al Plan actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción III, de los Lineamientos.

Todos los montos señalados en esta opinión se presentan en dólares del 2019: los pesos en cada caso se convierten a dólares de esa fecha, y posteriormente se actualizan considerando el INPP de Estados Unidos. Lo anterior, para poder realizar los comparativos correspondientes.

² La totalidad de los montos contenidos en el presente apartado se presentan en dólares de octubre del 2019. 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 del mes de mayo de Estados Unidos.

³ El año 2032 corresponde al límite económico del Plan vigente.

⁴ De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Asignatario en sus reportes mensuales.

⁵ De esta cifra, 1,396.02 millones de dólares, 1,120.28 millones corresponden a inversión en el periodo 2019-2034; y 275.74 millones de dólares relacionados a la actividad de Abandono con un horizonte de tiempo de 2040.

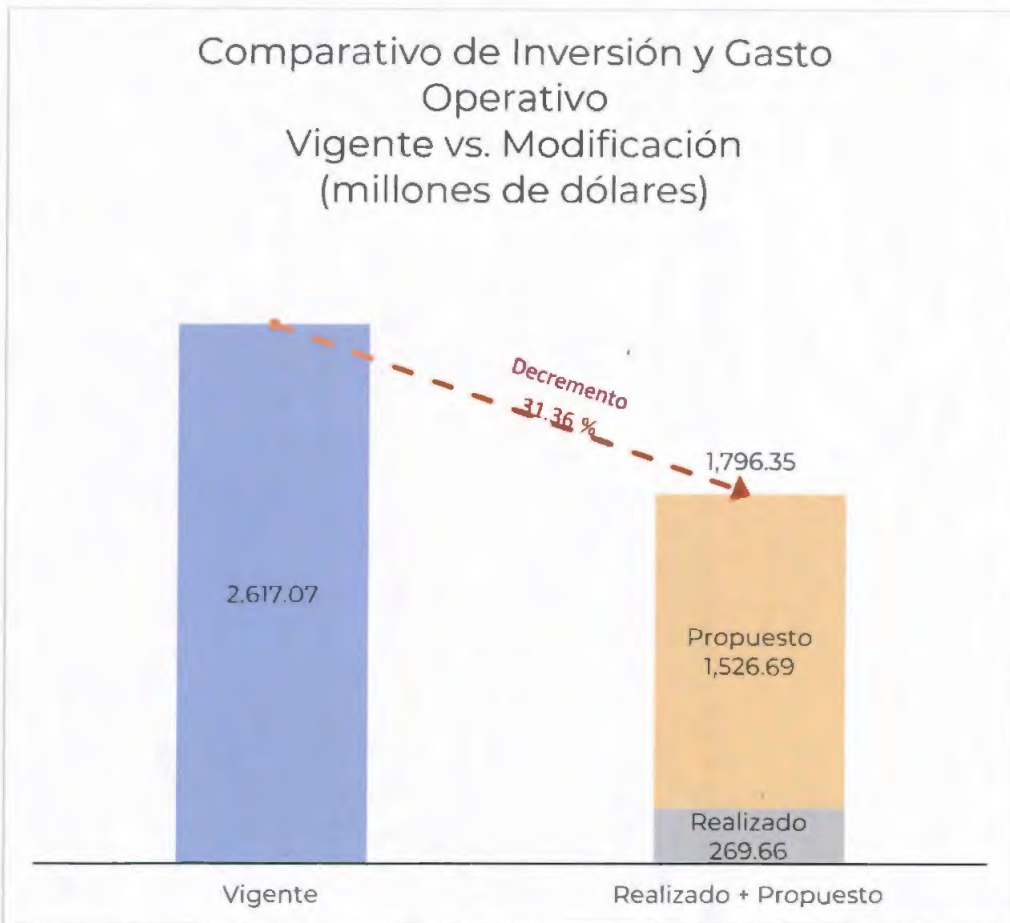


Figura 14. Comparativo de inversión y gasto operativo del Plan vigente respecto a la modificación del Plan.

(Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por PEP)

b. Desglose del Costo Total del Proyecto

A continuación, se presenta el detalle del Costo Total del Proyecto el cual incluye el Programa de Inversiones y el concepto de Otros Egresos. El Programa de Inversiones, se presenta desglosado por "Actividad" y "Sub-Actividad", de conformidad con lo establecido en los "Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos; de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público" (los Lineamientos de Costos); publicados en el Diario Oficial de la Federación el 6 de marzo de 2015 y reformados el 6 de julio de 2015 y 28 de noviembre de 2016.

Los 1,526.69 MMUSD, contenidos en el Programa de Inversiones de la Solicitud de Modificación, se distribuyen en 2 Actividades, de conformidad con lo siguiente: Desarrollo (56.32%) Producción (25.62%), y Abandono (18.06%).

Asimismo, se destaca que, como parte de la Solicitud de Modificación el Operador presupuestó un rubro denominado "Otros Egresos", por un total de 12.18 MMUSD, mismo que se refiere a erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones externas al Campo.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

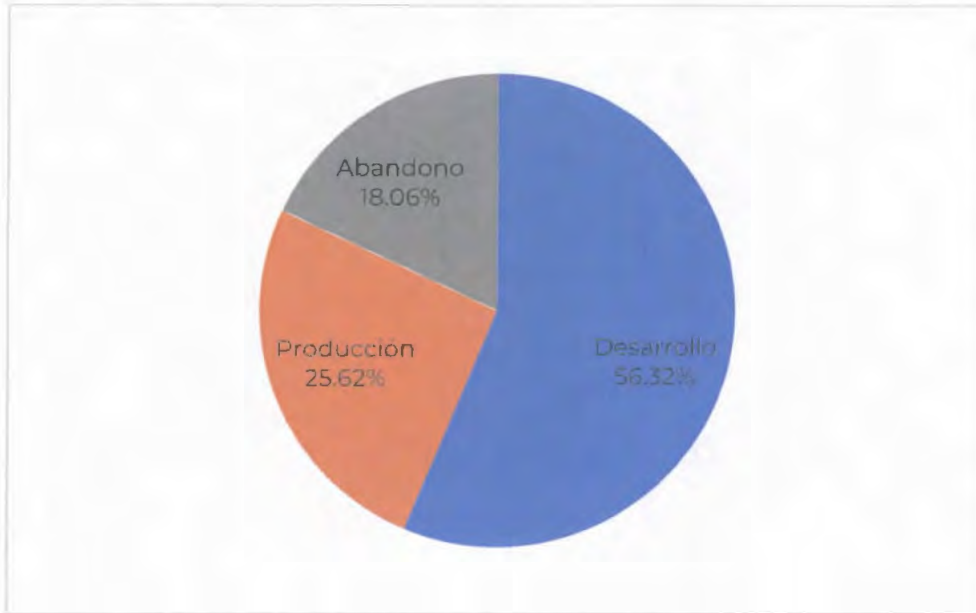


Figura 15. Distribución del Programa de Inversiones por Actividad.
(Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por el PEP)

Actividad	Sub-Actividad	Total (millones de dólares)
Desarrollo	General ^a	77.29
	Perforación de Pozos ^b	466.33
	Intervención de Pozos	12.07
	Construcción de Instalaciones ^c	304.16
Producción	General ^d	100.33
	Ingeniería de Yacimientos	0.18
	Intervención de Pozos	191.62
	Operación de Instalaciones de Producción	66.51
	Ductos	27.84
Abandono	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	4.63
	Desmantelamiento de Instalaciones	275.74
Programa de Inversiones		1,526.70
Otros egresos ^e		12.18
Costo Total		1,538.87

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

- a. Considera 8.66 MMUSD de Inversión asociada a la administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto y plan de desarrollo con ingeniería de detalle; así como 68.63 MMUSD de Gasto Operativo asociado a administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto, compras Interorganismos, mano de obra, materiales servicios generales, y tarifa logística de aceite, entre otros.
- b. Incluye 28.1 MMUSD asociados a la perforación del pozo Yaxché-6 y 6.7 MMUSD asociados su terminación; al respecto el Asignatario manifiesta que el avance financiero al 4 de octubre de 2019 es de 21% respecto a la perforación y 0% en lo relativo a la terminación. También considera 33.2 MMUSD asociados a la perforación del pozo Yaxché-200 y 6.6 MMUSD asociados su terminación; al respecto el

Alcalá
Fede

J
27

Asignatario manifiesta que al 4 de octubre de 2019 el avance físico de la perforación es de 26% de la perforación y 0% de la terminación, así como un avance financiero de 0% en ambas obras.

- c. Considera 26.2 MMUSD asociados a la construcción de la plataforma Yaxché-C, al respecto el Asignatario manifiesta que al 4 de octubre de 2019 tiene un avance físico de 19.5% y un avance financiero de 37%; además incluye 26.2 MMUSD asociados a la construcción de la plataforma Yaxché-D al respecto el Asignatario manifiesta que al 4 de octubre de 2019 tiene un avance físico de 52.5% y un avance financiero de 0%; también incluye 26.4 MMUSD asociadas a la construcción del ducto (OLEG) 12" x 3 Km Yaxché-D - Yaxché-A, al respecto el Asignatario manifiesta que al 4 de octubre de 2019 tiene un avance físico de 75.1% y un avance financiero de 0%; finalmente considera 31.0 MMUSD asociados a la Construcción del ducto (OLEG) 16" x 3 KM YAXCHE-C - YAXCHE-A, al respecto el Asignatario manifiesta que al 4 de octubre de 2019 tiene un avance físico de 7.2% y un avance financiero de 31%.
- d. Considera 38.29 MMUSD de Inversión asociada a administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto; así como 68.63 MMUSD de Gasto Operativo asociado a la administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto, compras Interorganismos, mano de obra, materiales servicios generales, y tarifa logística de aceite, entre otros.
- e. Se refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción y mantenimiento en las instalaciones fuera de la Asignación.

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

c. Consistencia de la información económico-financiera

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

d. Evaluación económica del proyecto de desarrollo del Campo Yaxché

d.1 Premisas de la evaluación económica

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

Premisas	Valor	Unidades
Producción de aceite	73.03	MMb
Producción de gas	31.57	MMMpc
Gas transferido ¹	30.94	MMMpc
Precio del aceite ¹	62.27	USD / bl
Precio del gas	4.19	USD / Mpc
Inversiones ¹	1,228.46	MMUSD
Gasto operativo ¹	130.67	MMUSD
Otros egresos ¹	9.91	MMUSD
Otros ingresos ¹	142.99	MMUSD

[Handwritten signature]
Fiducia
A

Tasa de descuento	10.00	%
Tipo de cambio	20.5	pesos / USD

Notas:

- Gas producido menos volumen no aprovechado.
- Promedio simple del perfil de precios presentado por el Operador.
- Índice de Referencia de Precios de Gas Natural publicado por la Comisión Reguladora de Energía para la Región VI (dónde se ubica el Campo) en septiembre de 2019.
- Corresponde al valor de 1,396.02 MMUSD, asumiendo que el Asignatario consideró durante el periodo de producción del campo una partida de Abandono, por lo que en la presente evaluación sólo se contempla el monto de abandono proporcional correspondiente a la producción remanente, es decir el 39%. Para efectos del cálculo del Derecho por la Utilidad Compartida, se asume que los montos erogados por Abandono del Campo son deducidos al 100% cada año. El resto de las inversiones se deducen a tasas del 25% y 10%.
- Considera un monto por 8.87 millones de dólares asociados al concepto "Reserva laboral" el cual, fue considerado como gasto operativa no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
- Otros egresos es el monto que el Operador refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera del Campo. En tal virtud, éste se consideró como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
- Monto que Pemex especifica se refiere a las ingresos por concepto de manejo de la producción de otros Campos en las instalaciones de Yaxché.

Tabla 12. Premisas de la evaluación económica.

(Fuente: Información presentada por PEP)

d.2 Resultados de la evaluación económica

Como resultado de la evaluación económica realizada por la Comisión respecto a la Solicitud de Modificación, se observa que, asumiendo una tasa de descuento del 10%, el valor presente neto (VPN) del proyecto antes del pago de derechos e impuestos, es equivalente a un total de **2,337.24** MMUSD, mientras que el valor presente de las inversiones (VPI) es equivalente a **1,028.74** MMUSD. Lo anterior representa una relación de VPN/VPI de **2.27** así como una relación beneficio costo (RBC) equivalente a **3.07**.

Una vez incorporado el régimen fiscal para asignaciones previsto en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH), se obtiene que, después del pago de derechos y del pago del Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH), el VPN para el Operador es de **881.69** MMUSD. En ese sentido, bajo las premisas económicas realizadas como parte de la evaluación, se espera que el Operador obtenga una relación VPN/VPI equivalente a **0.86**, así como una RBC de **1.34**.

Finalmente, como parte de la evaluación económica se hizo una estimación del VPN del Asignatario, asumiendo el pago del Impuesto sobre la Renta (ISR) bajo las reglas establecidas en la LISH y la Ley del Impuesto Sobre la Renta. Bajo dicho ejercicio, el Operador obtiene un VPN **569.74** MMUSD, lo que representa una relación VPN/VPI de **0.55**, así como una RBC de **1.20**.

Fedee

[Handwritten signature]

A continuación, se muestran los resultados descritos:

Indicador	Antes del Pago de Derechos e ISR	Después del Pago de Derechos ^a	Después del Pago de Derechos e ISR ^b
VPN (MMUSD)	2,337.24	881.69	569.74
VPI (MMUSD)	1,028.74		
VPN/VPI (USD/USD)	2.27	0.86	0.55
RBC (USD/USD)	3.07	1.34	1.20

- a. Considera el cobro del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida (tasas de 65% en 2019, 58% en 2020 y 54% para el periodo restante) y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
- b. Considera el cobro del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida (tasas de 65% en 2019, 58% en 2020 y 54% para el periodo restante), el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como el Impuesto Sobre la Renta (ISR).
- c. Considera Otros egresos por 9.91 MMUSD y Otros Ingresos por 142.99 MMUSD.

Tabla 13. Resultados de la evaluación económica.

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

d.3 Consideraciones

Con base en los resultados del análisis realizado, esta Comisión considera que la modificación del PDE para el Campo Yaxché permitirá al Operador la realización de las actividades petroleras de forma oportuna y segura, atendiendo la normativa vigente en materia.

Finalmente, se destaca que, bajo los supuestos discutidos anteriormente y bajo las disposiciones previstas en la LISH y demás normativa aplicable, el proyecto analizado resulta viable y supone un flujo de recursos para el Estado durante el periodo de 2019 a 2034.

i) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

Actualmente el volumen y calidad de los hidrocarburos de la Asignación A-0373-M- Campo Yaxché se determina y asigna de acuerdo con lo establecido en la metodología de balance aprobada mediante el Séptimo Transitorio de los LTMMH, donde son considerados como Puntos de Medición los presentados en el Anexo 3 de los mismos Lineamientos.

Derivado de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo de la A-0373-M- Campo Yaxché (en adelante, Asignación Yaxché) y de conformidad con lo establecido en los artículos 19, 42, 43 y 44 de los LTMMH, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción llevó a cabo el análisis y revisión de la información presentada por PEP con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Como parte de la modificación del PDE, el Asignatario contempla la ejecución de las siguientes actividades:

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

- Perforación de 13 localizaciones y 14 terminaciones;
- La recuperación del pozo exploratorio Yaxché-IDL;
- 2 plataformas tipo Estructura Ligera Marina, Yaxché-C y Yaxché-D;
- 1 oleogasoducto de 16 pg. x 3 km de Yaxché-C a Yaxché-A;
- 1 oleogasoducto de 12 pg. x 3 km de Yaxché-D a Yaxché-A;
- 1 gasoducto 16 pg. x 27 km de TMDB a Yaxché-A;
- 1 gasoducto de 16 pg. x 3 km de Yaxché-A a Yaxché-C;
- 1 estación de compresión en alta presión y endulzamiento para BN;
- 39 intervenciones menores a pozos (incluye 6 conversiones de pozos a BN), y
- Abandono de la Infraestructura asociada.

Dentro de las actividades, se incluye las correspondientes para la extracción a nivel Cretácico a través de 3 pozos de desarrollo y a nivel Terciario 1 RMA (recuperación del pozo exploratorio Yaxché-IDL) y perforación de 10 pozos.

La Asignación Yaxché, actualmente cuenta con 2 plataformas para el manejo de la producción, así como una red de oleogasoductos de diferentes diámetros para el transporte de la producción.

La producción de la Asignación Yaxché en conjunto con la producción del campo Xanab se transporta por medio de un oleogasoducto de 36 pg. de diámetro (L-397) hacia la Batería Litoral ubicada en la TMDB, en donde se realiza el proceso de separación, estabilizado, bombeo, compresión y medición; el crudo es bombeado por casa de bombas a los tanques deshidratadores y de aquí una parte a tanques de almacenamiento y posteriormente a exportación, la otra parte hacia el Centro Comercializador de Crudo Palomas (C.C.C. Palomas), el gas producto de la separación proveniente de la batería de separación y compresores de intermedia sale hacia la primera etapa de rectificación posteriormente pasa por una segunda etapa de enfriamiento y rectificación, los líquidos recuperados son reincorporados para ser enviados al área de estabilizado.

El gas que se rectifica en la segunda etapa es medido por un dispositivo de presión diferencial V-cone para después enviarse hacia la estación de compresión de alta y una pequeña parte hacia planta endulzadora. La descarga de gas de los turbocompresores de alta se integra a la producción proveniente de la plataforma CA-Lit-A por L-5, la cual tiene como destino final el Centro de Proceso de Gas (CPG) Cactus para su procesamiento.

Para el manejo de la producción con la infraestructura futura se contempla la instalación de 2 plataformas tipo estructuras ligeras marinas y dos oleogasoductos de Yaxché-D hacia Yaxché-A y de Yaxché-C hacia Yaxché-A, además de la construcción de una planta de compresión y endulzamiento de gas en la TMDB para el acondicionamiento del gas para bombeo neumático y dos gasoductos para el transporte del gas desde la TMDB hacia Yaxché-A y de Yaxché-A hacia Yaxché-C.

En la Batería de separación de la TMDB para el manejo de aceite se cuenta con dos trenes de separación FA-100 y FA-101, el separador FA-100 es alimentado por la Línea 6 (Yaxché-Xanab), mientras el separador FA-101 se alimenta por la mezcla de la Línea 4 (Tsimín-Xux) y Puerto Ceiba / Castarrical (gas).

En la siguiente figura se presenta la infraestructura futura contemplada en el manejo de la producción correspondiente a la Asignación Yaxché.

Federico
A

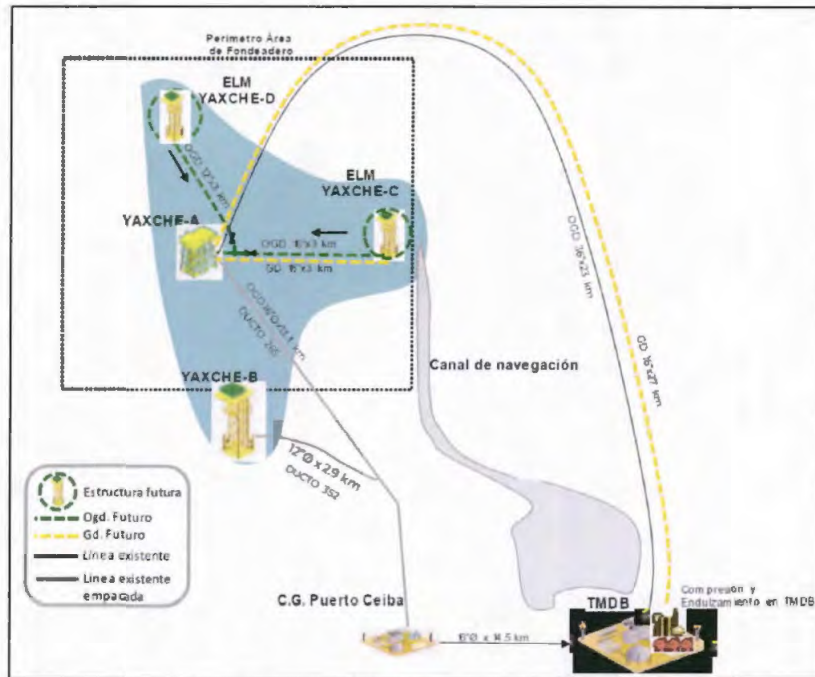


Figura 16. Infraestructura futura de la Asignación Yaxché.
(Fuente: PEP)

La cuantificación de los Hidrocarburos producidos provenientes de la Asignación Yaxché se llevará a cabo conforme lo siguiente:

Medición de Petróleo

Para la cuantificación del Petróleo, se dispone de mediciones de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal (Puntos de Medición), en el siguiente esquema se identifica el tipo de medición empleados actualmente en el manejo y transporte de petróleo correspondiente a esta Asignación.

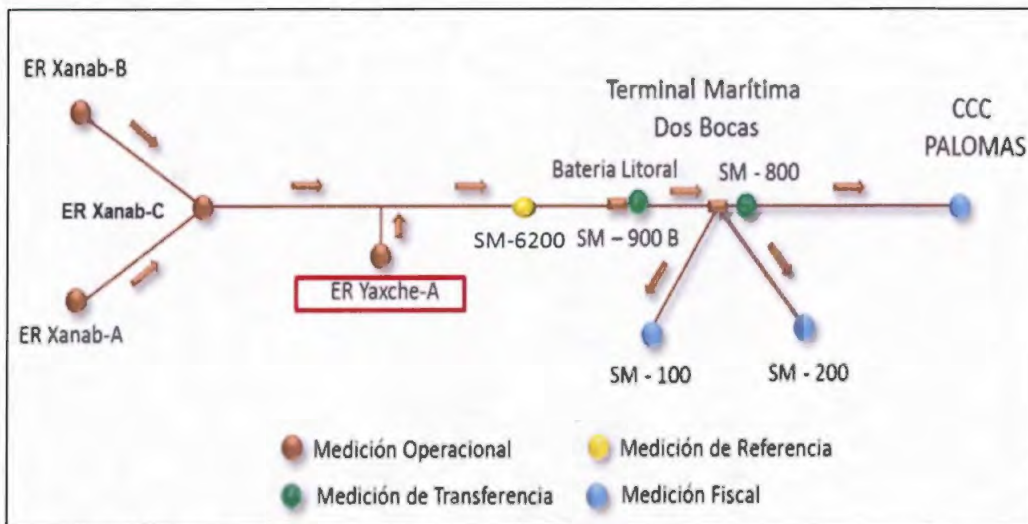


Figura 17. Manejo y Medición de petróleo de la Asignación A-0373-M-Campo Yaxché.
(Fuente: PEP)

Handwritten signatures and initials in blue ink.

La medición de tipo operacional de los pozos, se realiza en la plataforma Yaxché-A mediante un separador de prueba con medidor tipo placa de orificio en la descarga de gas y Coriolis en la descarga de líquidos, como parte de la infraestructura futura en la plataforma Yaxché-C contará con separadores de prueba donde se llevará a cabo la medición de tipo operacional.

La medición de tipo referencial se realiza dentro de la Batería de Separación Litoral ubicada en la TMDB mediante un sistema de medición identificado como (SM-6200), el cual cuenta con elemento primario tipo Coriolis, elementos secundarios de presión, temperatura y densidad.

La medición de transferencia se realiza dentro de la TMDB como parte del proceso de crudo ligero en el área de estabilizado a la descarga de la motobomba eléctrica No. 2 y 3, mediante el Sistemas de Medición identificado como **SM-900 B**, el cual se conforma de tres trenes de medición con elementos primarios tipo Coriolis, elementos secundarios de presión y temperatura.

Otro Sistema de Medición de Transferencia es el (**SM-800**) de envío al C.C.C. Palomas instalado dentro de la misma TMDB, el cual dispone de elementos primarios tipo turbina, elementos secundarios de corte de agua, densidad, presión y temperatura.

Los Puntos de Medición (medición fiscal) propuestos por el Asignatario se encuentran ubicados en la TMDB y en el C.C.C. Palomas, en la siguiente tabla se presentan los Sistemas de Medición empleados como medición fiscal (Puntos de Medición).

Instalación	Tag - Sistema de Medición	Tipo de tecnología	Diámetro
(TMDB)	SM-100	Turbina	8 pg.
	SM-200	Turbina	12 pg.
(C.C.C. Palomas)	PA-100	Ultrasónico	10 pg.
	PA-200	Ultrasónico	8 pg.
	PA-300	Ultrasónico	8 pg.

Tabla 14. Puntos de Medición de petróleo (Medición Fiscal) para la Asignación Yaxché.

Los Puntos de Medición (Medición Fiscal) propuestos por el Asignatario, cuentan con computadores de flujo que reciben las señales de los elementos primarios y secundarios que integran los Sistemas de Medición.

Los Puntos de Medición cuantifican los volúmenes totales integrados por diferentes corrientes de Hidrocarburos.

Medición Gas Natural

Para la cuantificación del gas, se dispone de mediciones de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal (Puntos de Medición), en el siguiente esquema se identifican los tipos de medición empleados actualmente en el manejo y transporte de gas correspondiente a esta Asignación.

Handwritten signature and initials in blue ink.

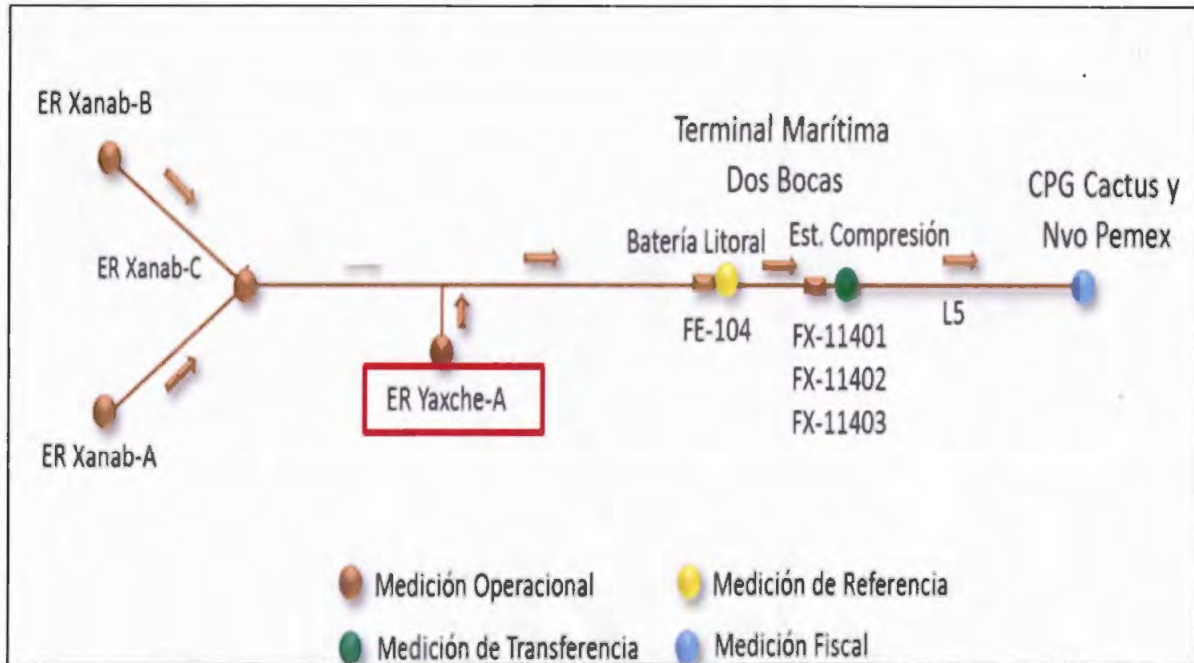


Figura 18. Manejo y Medición de gas de la Asignación A-0373-M-Campo Yaxché.
(Fuente: PEP)

Para la medición de referencia, la producción es enviada por ductos a la Batería de Separación Litoral ubicada en la TMDB, el proceso de separación de la fase gaseosa sale hacia la Estación de Compresión de Alta Presión, pasando por el medidor de referencia identificado como: FA-104, el cual cuenta con elemento primario V-Cone. El volumen de gas se envía al separador de segunda etapa de intermedia (FA-6200) el cual cuenta con medición de referencia identificado como: FE-6204 y FE-6201 con elemento primario ultrasónico.

Como parte del proceso de operación en la Estación de Compresión de la TMDB, el gas total se mide de manera independiente en la descarga de cada compresor, por medio de placas de orificio identificadas como FE-11401, FE-12401, FE-13401 (medición de transferencia), una vez medido el gas se incorpora al gasoducto general (L-5) hacia CPG Cactus. Cabe señalar que, para efectos del balance se cuenta con el Sistema de Medición PA-1200 de la L-5, para determinar los volúmenes enviados de cada corriente de gas hacia el CPG Cactus.

Los Puntos de Medición (Medición Fiscal) propuestos para la cuantificación del gas proveniente de la Asignación Yaxché se encuentran ubicados en los CPG Nuevo Pemex y Cactus. Los sistemas de medición utilizados como Punto de Medición cuantifican los volúmenes totales integrados por diferentes Asignaciones.

Instalación	Tag - Sistema de Medición	Tipo de tecnología	Diámetro
CPG Nuevo Pemex	PM-11	Placa de orificio	16 pg.

Firma manuscrita

CPG Cactus	PM-66	Placa de orificio	24 pg.
-------------------	-------	-------------------	--------

Tabla 15. Puntos de Medición de gas (Medición Fiscal) para la Asignación Yaxché.

Los Sistemas de Medición correspondientes a los Puntos de Medición de Gas, cuentan con elementos secundarios de presión, temperatura, cromatógrafos, entre otros, así como elementos terciarios computadores de flujo, el Asignatario menciona que en dichos puntos se cuenta con sistema de telemetría.

Medición de Condensado

Los Puntos de Medición (Medición Fiscal) propuestos para la cuantificación del Condensado proveniente de la Asignación Yaxché se encuentran ubicados en CPG Nuevo Pemex y Cactus. Los sistemas de medición utilizados como Punto de Medición cuantifican los volúmenes totales integrados por diferentes Asignaciones en el cual se incluye la Asignación Yaxché. En la siguiente tabla se presenta los Sistemas de Medición empleados para la cuantificación de condensados.

Instalación	Tag - Sistema de Medición	Tipo de tecnología	Diámetro
C.P.G Nuevo Pemex	FE-4420 I	Placa de orificio	6 pg.
	FE-4420 II	Placa de orificio	6 pg.
	FE-4420 III	Coriolis	4 pg.
	FE-4420 IV	Coriolis	4 pg.
CPG Cactus	FE-420	Coriolis	4 pg.
	FE-1420	Placa de orificio	6 pg.

Tabla 16. Puntos de Medición de Condensados (Medición Fiscal) para la Asignación Yaxché.

El Asignatario menciona que se cuenta con sistema de telemetría en los Sistemas de Medición correspondientes a los Puntos de Medición de Condensado.

Así mismo, el Asignatario manifiesta que la determinación del volumen de condensados teóricos se realizará bajo el sustento de la norma API MPMS 14.5, haciendo uso del análisis cromatográfico del gas medido, en los Puntos de Medición CPG Cactus y CPG Nuevo Pemex, respecto a los cuales se realiza el balance de este fluido y su distribución del volumen producido conforme a la participación volumétrica de cada una de las corrientes que convergen a cada Punto de Medición, para lo cual se utilizará como insumo los resultados de los análisis de cromatografía de estos puntos de muestreo y el volumen de gas cuantificado por los sistemas de medición ubicados a boca de pozo o baterías.

Medición de Agua producida

El agua de la Asignación Yaxché, se envía a la planta de tratamiento ubicada en la TMDB. Así mismo en el manejo y transporte de la producción de Hidrocarburos, desde los pozos hasta los Puntos de Medición, se dispone de instrumentos instalados en los sistemas de

medición para la determinación de valores de % agua y densidad, de igual manera se realizan análisis, caracterización y evaluación de las corrientes de los Hidrocarburos por medio de muestras analizadas en laboratorios.

Producción y balance de los Hidrocarburos

La metodología de balance volumétrico de los fluidos producidos en la Asignación Yaxché presentada por el Asignatario es consistente.

El procedimiento operativo para elaborar el balance volumétrico de líquidos y gas de la producción se basa en el Sistema Informático de la Administración de la Producción de PEP, SIAPPEP, el cual considera el ajuste volumétrico desde Puntos de Medición hacia asignaciones de producción calculado a partir de la diferencia de la disponibilidad y distribución de los hidrocarburos producidos considerando los procesos de acondicionamiento y tratamiento del Hidrocarburo.

La medición de la producción individual de cada pozo ubicados en el campo Yaxché se realiza con un separador de prueba ubicado en la plataforma satélite Yaxché-A (medición operacional) con una frecuencia quincenal por pozo. En la plataforma Yaxché-A confluye la producción del campo Xanab. La producción integrada por varias corrientes es enviada a la Batería de Separación Litoral (medición referencial) para su separación, deshidratación, estabilizado y bombeo. Finalmente, la corriente de petróleo es enviada a los Puntos de Medición ubicados en la TMDB (medición de transferencia y Punto de Medición) y el C.C.C. Palomas. Por su parte, la corriente de gas separado en la Batería de Separación Litoral (medición de referencia) es enviada la estación de compresión de la TMDB (medición de transferencia) y, por último, se realiza la medición de gas en el Punto de Medición ubicado en el CPG Nuevo Pemex y CPG Cactus.

Con relación a la medición de condensados, una vez enviado el gas a tierra y producto de los procesos de compresión-separación efectuados en el Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta, los volúmenes totales de condensado integrado por diferentes corrientes son recolectados y enviados a los Puntos de Medición ubicados en CPG Cactus y CPG Nuevo Pemex. Asimismo, en caso de existir recuperación de condensados en el proceso de compresión, éstos serán inyectados al manejo de Hidrocarburos de aceite.

Adicionalmente, el Asignatario utiliza como insumo los resultados de análisis cromatográficos, así como el volumen de gas cuantificado en el separador de prueba ubicado en la plataforma satélite Yaxché-A (medición operacional) para realizar un estimado del condensado en esos puntos, utilizando la norma API MPMS 14.5.

Con relación a la medición del agua, la producción de líquidos integrada por diferentes corrientes obtenida del separador de primera etapa FA-100 de la Batería de Separación Litoral es enviada a un separador de segunda etapa FA-6200, el volumen de agua recuperado se mide con un medidor tipo Coriolis identificado como FE-6203 y, por último, se dirige a celdas de flotación FA-2000 A/B.

Una vez medido el volumen de agua en la batería de separación (B.S.) Litoral, se dirige hacia los tanques de almacenamiento de la TMDB donde se realiza la medición de niveles utilizando como instrumento de medición la cinta metálica métrica y medidores ultrasónicos no intrusivos. Posteriormente, el agua congénita proveniente de la deshidratación del crudo es enviada a la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas para después ser inyectada a los pozos de captación DB-1, DB-2, DB-3, DB-4, DB-5 y DB-



6. Por otra parte, el agua de lluvia colectada en toda la Terminal que pudiera tener aceite es enviada a la Planta de Tratamiento de Efluentes (Cárcamos A y B) y, por último, al Cárcamo Difusor Marino.

La modificación al PDE contempla para el año 2019 y 2020 la instalación de las plataformas Yaxché-C y Yaxché-D (medición operacional) cuya producción será enviada a la plataforma Yaxché-A. El recorrido de la corriente de los Hidrocarburos después de la instalación Yaxché-A continúa como se realiza actualmente. Asimismo, en el año 2021 se contempla para 6 pozos ubicados en las plataformas Yaxché-C y Yaxché-D como método de producción el Bombeo Neumático.

La frecuencia para determinar la calidad a nivel Asignación es de forma quincenal para los Hidrocarburos líquidos y de forma mensual para los Hidrocarburos gaseosos. La toma de muestra para determinar la calidad de los Hidrocarburos líquidos y gaseosos a nivel Asignación será en la bajante de cada pozo, 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.

Debido a la mezcla de corrientes de diferentes Asignaciones es necesario la aplicación del prorrateo, distribución proporcional de un volumen de hidrocarburos en numerosas partes, para la asignación de los volúmenes de gas y líquidos perteneciente al campo Yaxché. Esta asignación de volúmenes de Hidrocarburos se sustenta en las mediciones de tipo operacional, referencial y transferencia considerando la aportación volumétrica de cada una de estas mediciones de acuerdo con su incertidumbre de medida asociada.



a. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

Datos Generales:


Nombre del Asignatario o Contratista:	Pemex Exploración y Producción
No. de Contrato o Asignación:	A-0373-M-Campo Yasché
Nombre de la Asignación o Área Contractual:	A-0373-M-Campo Yasché
Tipo de Plan a evaluar:	Plan de Desarrollo



No.	Artículo de los LTMHM/Contrato/Guía	Requerimiento	Criterio de evaluación	Cumplimiento Si/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde poro hasta el P.M.	LTMHM, Capítulo III y IV	determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	Si	El Asignatario presentó información referente a la determinación y asignación del volumen de los Hidrocarburos provenientes del Área de Asignación, estableciendo mediciones de tipo Operacional, Referencial, Transferencia y Fiscal, así como el proceso para el manejo y transporte (actual y futuro) de los hidrocarburos provenientes del Área de Asignación.	La información se describe a mayor detalle en el documento "Mecanismos de Medición"
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTMHM, Capítulo II	De los sistemas de medición	Si	El Asignatario presentó información referente a los Sistemas de Medición empleados para la cuantificación de los hidrocarburos provenientes de la Asignación A-0373-M-Campo Yasché estableciendo el tipo de Medición Operacional, Referencial, de Transferencia y Punto de Medición (Medición Fiscal) para cada tipo de hidrocarburo durante el manejo y transporte de la producción, de igual manera presentó el tipo de tecnología empleada en cada Sistema de Medición, así como sus principales características técnicas y operativas de los mismos. Los Puntos de Medición considerados para la cuantificación de los hidrocarburos son los siguientes: Punto de Medición de Petróleo: Los Sistemas de Medición identificados como SM 100 y SM 200 ubicados en la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB) y los Sistemas de Medición (identificados como PA 100, PA 200 y PA 300) ubicados en el Centro Comercializador de Crudo Palomas (C.C.C. Palomas). Punto de Medición de Gas: El Sistema de Medición identificado como PM 11 ubicado en el Centro de Proceso de Gas Nuevo Pemex (CPG Nuevo Pemex), y el Sistema PM-66 ubicado en el Centro de Proceso de Gas Cactus (CPG Cactus). Punto de Medición de Condensados: Los Sistemas de Medición identificados como FE-400 I, FE-400 II, FE-400 III y FE-400 IV ubicados en el Centro de Proceso de Gas Nuevo Pemex y los Sistemas de Medición FE-430, FE-430 II, FE-430 III y FE-430 IV ubicados en el Centro de Proceso de Gas Cactus.	La información se describe a mayor detalle en el documento "Mecanismos de Medición" en las páginas 51 a la 93.
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTMHM	Si	Política de Medición, dicha política se encuentra respaldada con la aplicación e implementación de un sistema de Gerencia de Medición fundamentada en la Norma NMX-CC-1002-INMC-2004, la cual se encuentra documentada dentro del Plan Rector para la Medición de los hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción 2016-2020.	Dentro del documento "Plan Rector para la Medición de los Hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción 2016-2020", se identifican las principales actividades y cronogramas para la implementación de la Política de Medición.
4	42, fracción II	Procedimientos:		Si	El Asignatario presentó el documento "Procedimiento Operativo para mantenimiento a sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción PO-PO-MA-002-2017" en donde se detallan las actividades de mantenimiento correspondientes a los elementos primarios, secundarios y terciarios de los Sistemas de Medición, todo esto en función de las especificaciones del fabricante y el proceso correspondiente de cada instrumento.	El Asignatario presentó un cronograma para llevar a cabo el mantenimiento de los Sistemas de Medición de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal.
		» Mantenimiento	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	El Asignatario presentó el documento "procedimiento operativo para realizar la confirmación metrológica a sistemas de medición de hidrocarburos en pemex exploración y producción GD-MC-OP-0005-2017". El Proceso de Confirmación Metrológica está documentado y diseñado conforme a la Norma NMX-CC-1002-INMC-2004 e ISO 9000:2000	El Asignatario presentó un cronograma para llevar a cabo la Confirmación metrológica de los Sistemas de Medición de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal.
		» Confirmación metrológica		Si	El Asignatario documentó diversos procedimientos para el balance de los hidrocarburos, donde se considera la medición de tipo Operacional, Referencial, Transferencia y Fiscal correspondiente a la Asignación.	El Asignatario deberá de reportar los datos asociados al volumen y calidad correspondientes a esta Asignación, con base en lo señalado en los formatos y artículos establecidos en los LTMHM.
		» Elaboración de balance		Si	El Asignatario documentó el procedimiento "PD-PO-OP-0134-2017- Procedimiento Operativo para calibrar sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción", el cual describe las actividades a ejecutar durante el proceso de una calibración correspondiente a los elementos primarios, secundarios y terciarios en los diversos Sistemas y Puntos de Medición que intervienen en la cuantificación de los hidrocarburos provenientes de la Asignación.	Las calibraciones las llevará a cabo un tercero independiente, quien deberá contar con la acreditación emitida por la Entidad Mexicana de Acreditación, A.C. (emal) o en su caso por algún organismo internacional. El Asignatario presentó un cronograma para llevar a cabo la Calibración de los instrumentos de medida de los Sistemas de Medición de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal.
» Calibración de los instrumentos de medida						
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 poros hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacional, referencial y de transferencia existentes.	Si	Presentó diagramas generales de infraestructura de las instalaciones utilizadas para el manejo, proceso y medición de los Hidrocarburos producidos.	El Asignatario deberá de mantener los diagramas de tuberías e instrumentación (DTI'S) e isométricos actualizados y a disposición de la Comisión.

Fede

No.	Artículo de los LTMHH/Contrato/Guia	Requerimiento	Criterio de evaluación	Cumplimiento Si/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMHH	Si	El Asignatario presentó la ubicación de las instalaciones donde se lleva a cabo la Medición de tipo Operacional, Referencial, de Transferencia y Fiscal de los Hidrocarburos provenientes de la Asignación.	La ubicación de las instalaciones donde se lleva a cabo la medición de los hidrocarburos se presenta en coordenadas geográficas.
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 LTMHH	Si	El Asignatario presentó los diagramas de tubería e instrumentación correspondientes a los Sistemas de Medición que intervienen en la cuantificación de los Hidrocarburos provenientes de la Asignación. Los diagramas incluyen los Sistemas de Medición de tipo Operacional, Referencial, Transferencia y Fiscal.	El Asignatario deberá de mantener los diagramas de tuberías e instrumentación (DTI'S) e Isométricos de los Sistemas de Medición involucrados en la cuantificación de la producción de la Asignación actualizados y a disposición de la Comisión. La información correspondiente se localiza en los Carpetas 2, An 42 LTMHH (S-V) Diagramas de los Instrumentos de Medida.
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.	Si	El Asignatario presentó un documento donde establece que los Puntos de Medición (Medición Fiscal) no son de uso Compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero. Todas las asignaciones que confluyen a los Sistemas de Medición se encuentran bajo el cargo de PEP.	El Asignatario manifestó que los Puntos de Medición (Medición Fiscal) no son de uso Compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero, todas las asignaciones que confluyen a los Sistemas de Medición se encuentran bajo el cargo de PEP.
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	El Asignatario presentó programas y cronogramas donde se establecen actividades para la implementación de los Mecanismos de Medición (MM).	Las actividades presentadas en los programas de implementación relacionan los principales aspectos que intervienen en los MM como son los procedimientos, equipos y personas.
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTMHH, 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	El Asignatario presentó información de incertidumbre asociada a los Sistemas de Medición de tipo Operacional, Referencial, de Transferencia y Fiscal, así como un programa para la actualización de los datos de incertidumbre asociados a los Sistemas de Medición, el cual tienen la finalidad de dar cumplimiento con lo establecido en el artículo 38 de los LTMHH.	El Asignatario deberá de mantener actualizados los presupuestos y sus respectivos valores de incertidumbre de Medida en los Sistemas de Medición de tipo Operacional, Referencia, Transferencia y Fiscal, información que se deberá remitir a esta Comisión de conformidad con lo establecido en el Capítulo I, artículo 10, fracción III de los LTMHH.
11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y aseguramiento de la medición durante el Plan de Desarrollo, las cuales tendrán como finalidad el dar cumplimiento a los valores de incertidumbre establecidos en los LTMHH.	Si	El Asignatario presentó el análisis de las inversiones y costos de operación para de actividades relacionadas a la medición de los hidrocarburos para los años (2019 al 203), involucrando entre otro, rehabilitación de sistemas de medición, servicio técnico especializado para la realización de las calibraciones y certificaciones de los equipos de medición y adiestramiento en la gestión, gerenciamiento y mantenimiento de los equipos de medición.	El Asignatario deberá de realizar el análisis económico que refleje el impacto en la incertidumbre de Medida en los Puntos de Medición, en la Medición de Transferencia, Operacional y de Referencia de acuerdo con las actividades planteadas.
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	El Asignatario documentó las principales actividades para la implementación de la Bitácora de Registro, dichas actividades se detallan en el documento "Bitácora electrónica para la Gestión y Gerenciamiento de la Medición en Pemex Exploración y Producción", así mismo se presentó un cronograma señalando el tiempo de ejecución en las actividades. Cabe señalar que la herramienta presentada se encuentra estructurada de conformidad con lo establecido en la Norma NMX-CC-10012-IMNC-2004.	El Asignatario deberá mantener actualizada la información referente a los registros de todas las mediciones de volumen y calidad de los Hidrocarburos producidos. Así mismo deberá garantizar que la Comisión tenga acceso y total disponibilidad de la información técnica derivada de la implementación o operación de los Mecanismos de Medición, de conformidad con lo establecido en el artículo 10, fracción IV de los LTMHH.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Si	El Asignatario presentó, los programas para llevar a cabo diagnósticos a los Sistemas de Medición de tipo Operacional, referencial, transferencia y fiscal presentados por el Asignatario se encuentran establecido a partir del 2019 al 203.	Dentro de los programas no se especifican las actividades que llevaran a cabo en los diagnósticos programados, el Asignatario deberá remitir a esta Comisión, información soporte sobre los diagnósticos y Auditorías que se lleven a cabo conforme al cronograma presentado, incluyendo los documentos vigentes que demuestren las competencias técnicas, capacidades o certificaciones del personal que lleve a cabo los diagnósticos, esto de conformidad con lo establecido en el Capítulo I, artículo 10, inciso g de los LTMHH.
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	El Asignatario documentó competencias técnicas del Responsable Oficial y del personal involucrado en la Medición de Hidrocarburos.	El Asignatario deberá de remitir a la Comisión lo establecido en el artículo 10, fracción III, inciso f, punto iii de los LTMHH.
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	El Asignatario presentó el desarrollo de tres instructivos para la aplicación de fichas técnicas de indicadores de desempeño entre los cuales contempla los siguientes: Calidad en el Componente Agua y Sedimento, contenido en los hidrocarburos Líquidos. Calidad en el Componente Nitrogeno, contenido en los hidrocarburos Gaseosos. Incertidumbre de medida asociada a la medición de hidrocarburos.	

Fedpe

 A
 39

No.	Artículo de los LTMMH/Contrato/Guia	Requerimiento	Criterio de evaluación	Cumplimiento Si/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
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	El Asignatario presentó los datos del responsable oficial, designando como su representante a la Ing. Blanca E. González Valtierra quien se desempeña como Administrador del APLT, misma que será responsable de los Mecanismos de Medición y de la comunicación con la Comisión en materia de los LTMMH.	
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	Dentro de los diagramas de tuberías e instrumentación (DTI) si correspondientes a los Sistemas de Medición en los Puntos de Medición y de transferencia presentados por el Asignatario, no se visualizan derivaciones de tubería que afecten o modifiquen la Medición de los Hidrocarburos	
18	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemétricos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	Si	El Asignatario presentó el documento "Plan rector para la medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción", dentro del cual se documenta un cronograma de actividades, contemplando la implementación de sistemas telemétricos en los Puntos de Medición (Medición Fiscal) así como en la Medición Operacional, Referencial y de Transferencia. Dentro del documento Plan de desarrollo, se menciona que los Puntos de Medición para petróleo, gas y condensada cuentan con sistema de telemetría.	El Asignatario deberá garantizar a la Comisión el acceso a los sistemas telemétricos, sin costo alguno para ésta.
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	Dentro del documento "Plan rector para la medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción 2016-2020" se hace mención sobre las actividades a ejecutar como parte de la Gerencia y Gestión de la Medición, mismas que cubren que todos los Puntos de Medición (medición fiscal) propuestos por el Asignatario deberán dar cumplimiento con los parámetros de calidad establecidos en el referido artículo.	El Asignatario deberá de reportar los datos de calidad de los hidrocarburos en los Puntos de Medición, de conformidad con lo establecido en los LTMMH.
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	El Asignatario dentro del documento "Mecanismos de Medición", menciona que los Sistemas de Medición correspondientes a los Puntos de Medición cuentan con computadores de flujo, así mismos se presentan las características técnicas de los computadores.	El Asignatario deberá llevar el registro de las verificaciones al cálculo del computador con base en la normatividad aplicable.
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrologica a patrones nacionales o internacionales	Si	Presentan información de certificados de calibración de los elementos primarios y secundarios de los Sistemas de Medición.	El Asignatario deberá de mantener la información actualizada.
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 permanente. En	Si	El Asignatario presentó las características técnicas de los diferentes probadores bidireccionales empleados en los Sistemas de Medición.	El Asignatario deberá de mantener la información actualizada.
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 cálculo para el balance del área.	Si	Indica el manejo y proceso de la producción del agua correspondiente a esta asignación, así mismo se mencionan la medición y cálculo del agua producida en la TMBD.	0
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	—	—	El Asignatario no presenta el uso de medidores multifásicos.
25	VI 9 anexo I guía de planes	Medición en pruebas de paro	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	La medición de los alaros (medición operacional) se llevará a cabo por medio de separadores de gruba.	El Asignatario deberá de remitir a la Comisión los datos de producción por pozos de acuerdo con lo establecido en los LTMMH.

Figura 19. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos.

Derivado de la propuesta presentada para los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición de la Asignación Yaxché, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción manifiesta que, el Asignatario presentó la información y requerimientos necesarios para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, los cuales fueron evaluados de conformidad con lo establecido en el artículo 42 de los LTMMH, además de conformidad con el artículo 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la ubicación por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

b. Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

De conformidad con lo establecido en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el oficio 250.741/2019 de fecha 14 de noviembre de 2019, a lo cual mediante el oficio 352-A-I-051 con fecha del 19 de noviembre

Federico J. Salcedo
40

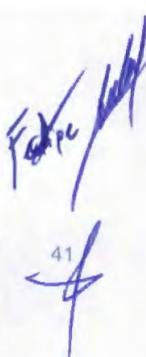
de 2019, se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los Puntos de Medición propuestos por el Asignatario Pemex Exploración y Producción para el Área de Asignación Yaxché, siempre que los Mecanismos de Medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones de mercado. En relación con lo anterior, la SHCP presentó las siguientes consideraciones:

- "De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
- Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los LTMMH.
- De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el Punto de Medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos observando en cada momento lo indicado en este artículo.
- De conformidad con lo establecido en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los LTMMH, que se cumplan con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en su caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos Lineamientos.
- Dado que en los Puntos de Medición propuestos convergen distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas que provenga."

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y los Puntos de Medición propuestos por el Asignatario cumplen con lo establecido en los LTMMH, es decir, es posible llevar a cabo la medición y determinación del volumen y calidad de los Hidrocarburos provenientes del Área de Asignación, en términos del presente análisis técnico y la evaluación de los Mecanismos de Medición correspondiente.

Obligaciones de PEP:

1. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el PDE por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen Técnico.
2. El Asignatario deberá dar aviso a esta Comisión cuando se finalice con cada una de las actividades relacionadas con la medición de los Hidrocarburos presentadas como parte de la solicitud de aprobación del PDE.
3. Los volúmenes y calidades del Petróleo y Gas Natural a medir deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los formatos del anexo I de los LTMMH y normatividad vigente.
4. El Asignatario deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno.
5. El Asignatario deberá reportar la información de medición y producción de acuerdo con lo señalado en el artículo 10 de los LTMMH.
6. Mantener actualizado el censo de los sistemas de medición de acuerdo con lo establecido en el artículo 10, fracción III y IV de los LTMMH.



7. El Asignatario deberá remitir a la Comisión los documentos vigentes que demuestren las competencias técnicas, capacidades o certificaciones del personal que lleve a cabo los Diagnósticos, de conformidad con lo establecido en el artículo 59 de los LTMMH.
8. De conformidad con el artículo 4 de los LTMMH, el Asignatario deberá entregar los informes, reportes, datos y cualquier otra información referida en los LTMMH, de manera física o a través de medios electrónicos. Lo anterior, en los sistemas informáticos para el registro de producción y balances o formatos y portales de carga de información, incluyendo los contenidos en el Anexo 1 de los LTMMH.
9. El Asignatario deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los Hidrocarburos en el Punto de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH.
10. El Asignatario 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.
11. El Asignatario deberá reportar, entre otros, el volumen de los Hidrocarburos producidos así como los cuantificados en los Puntos de Medición en los formatos establecidos en el Anexo 1 de los LTMMH. En el caso de los condensados, el cálculo teórico deberá ser usado solo como referencia para la determinación de condensados en el Punto de Medición correspondiente al Campo Yaxché.

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 como de lo establecido en el presente Dictamen Técnico.

El Asignatario deberá de contar con información actualizada sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre del volumen medido estimado sobre el volumen a condiciones de referencia, monitoreo y transmisión de los datos en tiempo real y cada una de las variables asociadas a los Sistemas de Medición de cada una 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 por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.

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 PDE, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el presente Dictamen Técnico, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados Lineamientos.

j) Comercialización de Hidrocarburos

El Asignatario establece como estrategia principal de comercialización satisfacer el requerimiento del Sistema Nacional de Refinación (SNR) que consta de crudo tipo Maya y crudo tipo Istmo, a través de contratos de compraventa con la Subsidiaria Pemex Transformación Industrial (PTRI), en caso de excedente de producción, estos volúmenes



se exportan a través de Petróleos Mexicanos Internacional (PMI) mediante contratos evergreen o mercado spot.

Por su parte, el gas húmedo producto de la separación y estabilización, será vendido a PTRI para la carga de sus Centros de Proceso de Gas.

En cuanto a las calidades y pronósticos de los Hidrocarburos a ser comercializados, el Operador establece que el campo estará produciendo hasta el año 2032, con una calidad de aceite que ronda en los 33.7 [API] y 1.25 [%S], mientras que la calidad del gas se visualiza en la siguiente figura:

Pozos		Yaxche-42	Yaxche-37
Fecha de muestra		15/08/2018	15/08/2018
Componentes en % de mol	Ácido Clorhídrico	0	0
	Ácido sulfhídrico	0	0.8154
	Agua	0	0
	Contenido de Condensados	0	0
	Dióxido de Carbono	1.1419	2.8378
	Etano	13.4984	15.5567
	Hexanos	0.2797	0.2803
	Heptanos	0	0
	Hidrógeno	0	0
	i-Butano	0.548	0.6105
	i-Pentano	0.2942	0.2933
	Metano	74.877	69.5957
	Monóxido de Carbono	0	0
	n-Butano	1.4272	1.5120
	Nitrógeno	1.3404	1.6652
	Nonanos	0	0
	n-Pentano	0.349	0.3357
	Octanos	0	0
	Oxígeno	0	0
	Propano	6.2397	6.4942
	Total	100	100
	Peso Molecular (g/mol)	21.572	22.631
	Poder Calorífico (BTU/FT ³)	1143.8	1144
	Presión (Kg/cm ²)	27.98	
	Temperatura (°C)	35.5	32.0
	Densidad (kg/m ³)	0.91	

Figura 20. Calidad del gas

Sin embargo, se considera necesario recalcar que debido a que la producción del campo Yaxché es mezclada con la producción de diversas Asignaciones, la calidad en los puntos de medición es diferente a la calidad de los Hidrocarburos producidos, por lo cual, se señala que el aceite se estará comercializando como crudo Maya (21-22 API y un 3.4 S%) o Istmo (32-33 API y un 1.8 S%).

En lo que respecta al precio de cada tipo de petróleo de exportación (Maya, Istmo, Olmeca y Altamira) se obtienen tomando en cuenta el diferencial histórico entre el precio de cada uno de ellos y los marcadores Brent Dated o el WTI, incluyendo un ajuste en su comportamiento por las estimaciones de diferentes analistas del mercado.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Por otro lado, a partir de la última versión disponible del portafolio de proyectos de inversión de exploración y producción, y su correspondiente balance volumétrico, se obtiene la estimación de producción nacional, el consumo nacional y la exportación por tipo de crudo.

Finalmente, ponderando los precios para cada tipo de crudo y su volumen correspondiente de exportación, se obtiene la estimación de precio para la Mezcla Mexicana de Exportación (MME).

Por otra parte, para la determinación del precio del Gas se consideran tres referencias nacionales del gas (RNG). Las referencias nacionales consideradas son el gas natural de Reynosa, Gas Húmedo Amargo y Gas Húmedo Dulce cuyos poderes caloríficos son de 1,000; 1,120 y 1,248 BTU/Mpc, respectivamente, para obtener el precio del Gas producido en la Asignación se realiza una interpolación a los precios de estas RNG realizando un comparativo entre el Poder Calorífico del Gas producido en la Asignación y el Poder Calorífico de las RNG.

En cuanto a la tarifa de transporte del Aceite esta es igual a 0.84 USD / barril, mientras que el Gas producido no tiene costos asociados al transporte, almacenamiento o logística.

En lo que respecta a las instalaciones de comercialización a ser utilizadas y a construir se señala que la Asignación utiliza infraestructura compartida con otras Asignaciones (TMDB, Terminal Pajaritos, Terminal Salina Cruz y CPG Cactus) y no se consideran en instalaciones de venta adicionales.

Por último, se señala que el Operador da cumplimiento a lo establecido en el Anexo II, apartado numeral 4.2.5. de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

k) Programa Aprovechamiento del Gas Natural

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación A-0373-M-Campo Yaxché fue aprobado mediante la Resolución CNH.E.37.002/18, de fecha 20 de junio de 2018, en ésta se solicitó la actualización de los calendarios de actividades de las 70 asignaciones que a la fecha de la Resolución no cumplían con la Meta de aprovechamiento de Gas en los términos referidos en el Considerando Sexto fracción II de la Resolución citada, incluida la Asignación A-0373-M-Campo Yaxché.

Mediante oficio PEP-DG-SCOC-458-2018 de fecha 13 de agosto de 2018, la Comisión recibió la actualización de dicho calendario de actividades. Mediante oficio 250.718/2018 de fecha 12 de noviembre de 2018 se emitió respuesta de conocimiento por parte de la Comisión respecto la actualización del calendario de inversiones y acciones para alcanzar la Meta de Aprovechamiento de Gas.

El Asignatario presentó en la modificación al Plan, el Programa de aprovechamiento de gas natural (PAGNA), el cual fue analizado por esta Comisión y se concluye que la solicitud no considera modificación respecto de dicha actualización, por lo que se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión, por lo anterior, se presenta como referencia el contenido general del PAGNA aprobado por esta Comisión:



Referente a las acciones y proyectos requeridos para el cumplimiento de la meta de aprovechamiento del gas, no se programan inversiones y actividad física en materia de adecuación o modificaciones de instalaciones para el Aprovechamiento y Destrucción Controlada, debido a que desde el inicio de la presente modificación, se contará con un aprovechamiento de gas de 98%. En atención al artículo 39, fracción VII de la LORCME, la meta de aprovechamiento de gas (MAG), iniciará y mantendrá de manera sostenida un nivel de aprovechamiento del 98% anual a partir del año 2019 hasta el año 2032, es decir, toda la vida productiva restante del campo Yaxché, dentro de la Asignación A-0373-M-Campo Yaxché. Dicho porcentaje, tal como manifiesta PEP se analizará con los indicadores de desempeño referidos dentro del Plan.

Considerando lo establecido en las Disposiciones Técnicas el cálculo de la meta de aprovechamiento anualizado se calcula con la siguiente fórmula:

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

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)

Por lo que la meta de aprovechamiento de gas natural asociado (MAG) de la Asignación para el año 2019 es la siguiente:

$$MAG_{2019} = \left[\frac{1.277 + 0 + 0 + 8.350}{9.823 + 0} \right]$$

$$MAG_{2019} = \left[\frac{9.627}{9.823} \right]$$

$$MAG_{2019} = 98.0 \%$$

En la Tabla 17 y Figura 21 se muestran los pronósticos de producción del gas natural asociado de forma anual para el resto de la vigencia perteneciente a la Asignación.

Programa de Gas (MMpcd)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Producción de gas*	9.823	11.568	24.284	15.863	8.793	6.863	4.859	2.952
Gas Adicional	0.000	0.000	12.366	16.718	19.341	18.505	15.570	9.907
Autoconsumo	1.277	1.504	3.157	2.062	1.143	0.821	0.583	0.354
Bombeo Neumático	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Conservación	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000

Transferencia	8.350	9.833	33.007	30.201	26.815	24.408	19.749	12.445
Gas Natural no Aprovechado	0.196	0.231	0.486	0.317	0.176	0.137	0.097	0.059
% de aprovechamiento	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00
Programa de Gas (MMpcd)	2027	2028	2029	2030	2031	2032		
Producción de gas*	2.053	2.445	1.534	0.892	0.476	0.018		
Gas Adicional	5.629	9.788	7.542	5.912	4.910	0.296		
Autoconsumo	0.246	0.292	0.184	0.107	0.057	0.002		
Bombeo Neumático	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		
Conservación	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000		
Transferencia	7.394	11.891	8.861	6.680	5.319	0.312		
Gas Natural no Aprovechado	0.041	0.049	0.031	0.018	0.010	0.000		
% de aprovechamiento	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00		

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

*Gas natural producido asociado.

Tabla 17. Porcentajes de aprovechamiento para el Plan.
(Fuente: PEP)

Composición del Gas Natural Asociado a producir

En cuanto a la composición del gas, PEP presenta datos actualizados. La Tabla 18 muestra la composición del Gas Natural Asociado representativa de la Asignación.

		Yaxché-42	Yaxché-37
Fecha de muestra		15/08/2018	15/08/2018
Componente		Valor	Valor
Componentes (% mol)	Acido Clorhídrico	0	0
	Acido sulfhídrico	0	0.8154
	Agua	0	0
	Contenido de Condensados	0	0
	Dióxido de Carbono	1.1419	2.8378
	Etano	13.4984	15.5567
	Hexanos	0.2797	0.2803
	Heptanos	0	0
	Hidrógeno	0	0
	i-Butano	0.548	0.6105
	i-Pentano	0.2942	0.2933
	Metano	74.877	69.5957
	Monóxido de Carbono	0	0
	n-Butano	1.4272	1.5120
	Nitrógeno	1.3404	1.6652
	Nonanos	0	0
	n-Pentano	0.349	0.3357
	Octanos	0	0
	Oxígeno	0	0
	Propano	6.2397	6.4942
Total	100	100	
Propiedades	Peso Molecular (g/mol)	21.572	22.631
	Poder Calorífico (BTU/FT ³)	1,143.8	1,144
	Presión (Kg/cm ²)	27.98	-
	Temperatura (°C)	35.5	32.0
	Densidad (kg/m ³)	0.91	-

Tabla 18. Análisis de la composición del gas.
(Fuente: PEP)

Federico

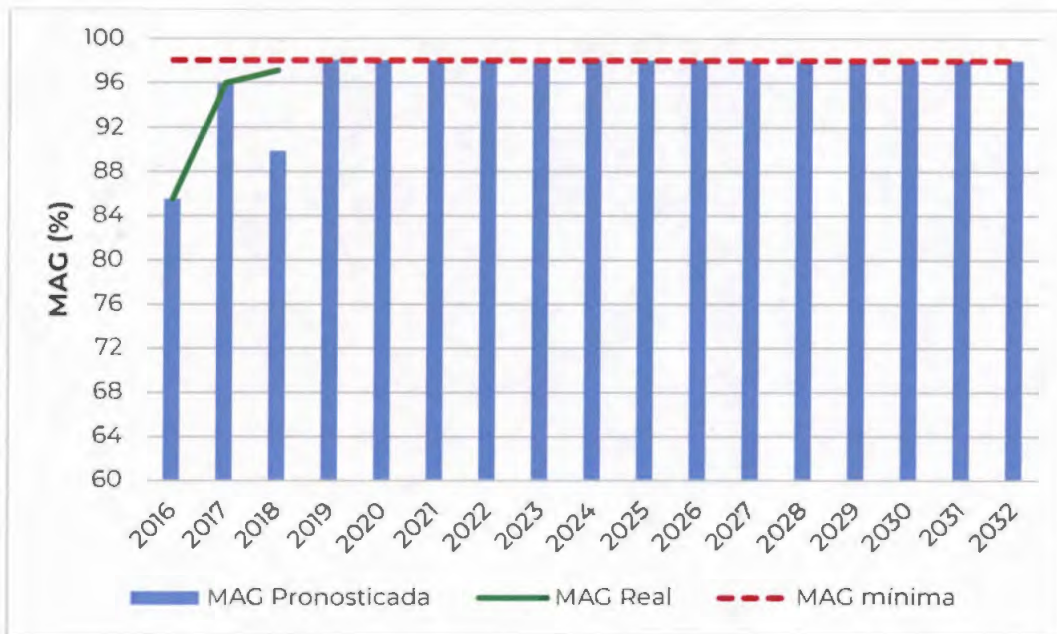


Figura 21. Porcentaje de cumplimiento de aprovechamiento de gas al Límite Económico de la Asignación.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

Máxima relación Gas-Aceite a la cual los pozos pueden operar.

La Asignación A-0373-M-Campo Yaxché actualmente produce con una RGA promedio de 120 m³/m³, la relación de solubilidad (Rs) es de 57.94-120.05 m³/m³, valor reportado en los estudios PVT representativo del campo.

El cálculo utilizado para la obtención de la máxima RGA está basado en las características de los yacimientos, las prácticas operativas y el comportamiento de producción de los yacimientos.

A continuación, se indica la Máxima Relación Gas / Aceite esperada a la que podrán producir los pozos de la Asignación A-0373-M Campo Yaxché, Tabla 19.

Asignación	RGA máxima (m ³ / m ³)	
	Cretácico	Terciario
A-0373-M Campo Yaxché	281.6	301.5

Tabla 19. Máxima RGA a la que podrán producir los pozos.

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


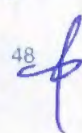
- Realizar aforo, para constatar la medición del pozo.
- Optimización de las condiciones de operación de los pozos.

Handwritten signatures and initials in blue ink.

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

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación del PDE, a continuación, en la Tabla 19 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme a los artículos 102 inciso a), b), c), d), e), f) y g) y 103 fracción I de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 43, fracción III de la Ley de Hidrocarburos.

Característica	Reparaciones mayores	Pozos perforados
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de avance entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año	Porcentaje de avance entre los Pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$DRMA = \frac{RMAreal}{RMAplan} * 100$	$DPP = \frac{PPAreal}{PPplan} * 100$
Frecuencia de Medición	Mensual	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Mensual
Característica	Gasto de operación	Inversión
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de avance del gasto de operación real con respecto a lo programado en el año	Porcentaje de avance de las inversiones reales con respecto a lo programado en el año
Unidad de medida		
Fórmula o descripción del indicador	$DGO = \frac{GOreal}{GOplan} * 100$	$DGO = \frac{Ireal}{Iplan} * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Mensual
Característica	Terminación de Pozos	
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de avance entre los Pozos terminados en el año respecto a los programados en el año	
Unidad de medida	Porcentaje	
Fórmula o descripción del indicador	$DTP = \frac{TPAreal}{TPplan} * 100$	
Frecuencia de medición	Mensual	


 Fede


Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	
Característica	Producción	Aprovechamiento de Gas Natural
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada real del yacimiento real con respecto a la pronosticada en un tiempo determinado	Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \frac{PAreal - PAplan}{PAplan} * 100$	$DAGN = \frac{AGNreal - AGNplan}{AGNplan} * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Mensual

Característica	Cumplimiento de los Planes
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada real (PA real) con respecto a la pronosticada (PA Plan) para 5 años
Unidad de medida	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \frac{PAreal - PAplan}{PAplan} * 100$
Frecuencia de medición	Quinquenal
Periodo de reporte a la Comisión	Quinquenal

Característica	Factor de recuperación	Productividad
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Barriles por día (bpd)
Fórmula o descripción del indicador	$DFR = \frac{FRreal - FRplan}{FRplan} * 100$	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual

Característica	Contenido Nacional	Desarrollo de reservas
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado

[Handwritten signature]
[Handwritten signature]
 49
[Handwritten mark]

Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DCN = \frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} * 100$	$DDR = \frac{DR_{real} - DR_{plan}}{DR_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Anual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Anual	Trimestral

Característica	Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Presión por yacimiento	Caída de la presión por yacimiento	Magnitud de la caída de presión	$\Delta P = P_A \text{ la fecha de presentación del Plan} - P_{Actual}$	Trimestral	Trimestral

Tabla 20. Indicadores de desempeño.
(Fuente: Comisión)

Conforme al análisis de las actividades que se contemplan en el PDE, 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 Asignatario 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 al PDE.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del PDE, se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 21.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforaciones	13		
Terminaciones	14		
Reparaciones mayores	1		
Reparaciones menores	39		
Instalaciones	3		
Ductos	4		
Abandono			
Abandono	12*		
Taponamientos	35		

*10 abandonos de instalaciones se contemplan posterior a la vigencia de la Asignación.

Tabla 21. Indicadores de desempeño de las actividades ejercidas.
(Fuente: Comisión)

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del PDE, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas, como se observa en la Tabla 22.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Actividad	Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	General	77.29		
	Perforación de Pozos	466.33		
	Intervención de Pozos	12.07		
	Construcción de Instalaciones	304.16		
Producción	General	100.33		
	Ingeniería de Yacimientos	0.18		
	Intervención de Pozos	191.62		
	Operación de Instalaciones de Producción	66.51		
	Ductos	27.84		
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	4.63		
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	275.74		
Total Programa de Inversiones		1,526.70		

Tabla 22. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.
(Fuente: Comisión)

- iii) Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas al incremento de la producción en la Asignación, mismo que está condicionado al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivada de la ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 23.

Hidrocarburo	2019*	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Volumen por recuperar (2019-2032) MMb y MMMpc
Producción de aceite programada (Mbd)	12.8	20.5	47.1	36.6	24.1	19.5	14.1	8.8	6.3	7.5	4.7	2.7	1.5	0.1	73.03
Producción de aceite real (Mbd)															
Porcentaje de desviación															
Producción de gas programada (MMpcd)	7.6	11.6	24.3	15.9	8.8	6.9	4.9	3.0	2.1	2.4	1.5	0.9	0.5	0.0	31.57
Producción de gas real (MMpcd)															
Porcentaje de desviación															

*Para 2019 se está considerando la producción promedio de aceite y gas por pozo, de los meses de julio a diciembre.

Tabla 23. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada.
(Fuente: Comisión)

Fcopec
[Signature]
[Signature]

VII. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación, sin perjuicio de la obligación de PEP de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el PDE.

En tal sentido, es de señalar que fue solicitada a la Agencia su opinión respecto del Sistema de Administración de Riesgos asociado al Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente de la Asignación en comento mediante oficio 250.724/2019 del 07 de noviembre de 2019.

Al respecto, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1696/2019 recibido en la Comisión el 22 de noviembre de 2019, la Agencia informó que la Asignación se encuentra amparada en la autorización número ASEA-PEM16001C/AI0417 del Sistema de Administración de Riesgos e informó entre otras cosas lo siguiente:

"(...)

Por lo anteriormente expuesto, esta AGENCIA hace de su conocimiento que, para efectos de encontrarse amparadas en la AUTORIZACIÓN, las actividades planteadas por el REGULADO para ser realizadas en la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0373-M-Campo Yaxché, el REGULADO deberá realizar ante la AGENCIA lo siguiente:

1. Cumplir con lo establecido en el RESUELVE TERCERO del oficio resolutivo ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 de fecha 13 de julio de 2017, mismo que a la letra dice:

TERCERO. - Previo a la ejecución de las actividades que no cuentan con la aprobación de la COMISIÓN, la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada PEMEX Exploración y Producción, deberá presentar ante la AGENCIA, la aprobación que la COMISIÓN en su momento le otorgue, para efectos de encontrarse amparadas por la presente autorización.

2. Ajustarse a lo establecido en artículo 26 de las *Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos* que se indican, publicadas el 13 de mayo de 2016 en el Diario Oficial de la Federación (LINEAMIENTOS); ingresando ante la AGENCIA el trámite con homoclave ASEA-00-025 denominado "Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración".

Aunado a lo anterior, cabe señalar que el REGULADO está obligado a dar cabal cumplimiento a los TÉRMINOS y RESUELVES establecidos en el oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 de fecha 13 de julio de 2017, y en el oficio de modificación ASEA/UGI/DGGEERC/1178/2017 de fecha 27 de noviembre de 2017 y ASEA/UGI/DGGEERC/1092/2018 de fecha 19 de septiembre de 2018, así como a los demás documentos oficiales que se hayan emitido con relación a las Asignaciones de Extracción, Asignaciones de Exploración y Extracción, Asignaciones para Áreas en Resguardo y al Contrato, amparados en la AUTORIZACIÓN."

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

VIII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

Mediante oficio 250.725/2019 del 07 de noviembre de 2019, respectivamente, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía 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 Secretaría de Economía 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 Secretaría de Economía en materia de Contenido Nacional.

En el supuesto de que la Secretaría de Economía emita una opinión en sentido no favorable a dicho programa, PEP estará obligado a presentar una modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción.

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la solicitud de aprobación de la modificación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0373-M-Campo Yaxché, sin perjuicio de la obligación de PEP de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

IX. Sentido del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la Modificación al PDE presentado por el Asignatario de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 fracciones I, II, IV, VI y VII de la LORCME, artículos 21, 22, 25, 59 fracción I, II, III, IV, V, 62 fracción II, III y IV de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el PDE dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación ya 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 toma de información como son muestreos de fluidos, registros de presión y pruebas de interferencia, aforos, análisis PVT y cortes y estudios de núcleos registros

y toma de registros sísmicos verticales (VSP) 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*

El Plan de Desarrollo propuesto considera mantener la producción base e incorporar producción a través de la perforación de 13 pozos de desarrollo y 14 terminaciones, así como la ejecución de 1 RMA y 39 RME, lo cual contribuye a incrementar el factor de recuperación para los yacimientos del campo de 21.5 % al 25.6 % para el Cretácico en aceite y del 20 % al 24.4 % en gas, y para el Terciario del 4.0 % al 14.1 % en aceite y del 4.6 % al 13.8 % en gas. Es importante mencionar que la modificación al Plan de Desarrollo presenta indicadores económicos positivos, para el Estado y para el Operador.

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

Las actividades planteadas por PEP para llevar a cabo dentro de la Asignación durante la ejecución de la modificación del Plan de Desarrollo en el periodo 2019-2034 consisten en 13 perforaciones y 14 terminaciones, 1 RMA y 3 RME. Por lo que se determina que la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo promueve el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción mediante el desarrollo de nueva infraestructura y la información del yacimiento permitirá llevar a cabo un buen esquema de explotación en beneficio del país.

d) *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 a utilizar por el Asignatario, como es el uso de sistemas artificiales de producción, registros de presión producción y tecnologías empleadas en la medición y en la perforación como son: pozos horizontales terminados con liner ranurado y pozos desviados en liner cementado, son adecuadas para dar continuidad al desarrollo de la Asignación y maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables.

e) *El programa de aprovechamiento del Gas Natural*

El 20 de junio de 2018, previo a la presentación de la solicitud, la Comisión solicitó la actualización al Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación mediante Resolución CNH.E.37.002/18 de fecha 20 de junio de 2018, el Asignatario presentó su información mediante el escrito PEP-DG-SCOC-458-2018 de fecha 13 de agosto de 2018 y la Comisión dio respuesta mediante oficio 250.718/2018 del 12 de noviembre del 2018.

No obstante lo anterior, se señala que en la presente modificación en materia de aprovechamiento de gas natural, el Asignatario prevé cumplir con el 98% de meta de aprovechamiento de gas natural.

Cabe hacer mención que la solicitud no considera modificación respecto de dicho Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, por lo que se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión en la Resolución de referencia.



f) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Asignatario Pemex Exploración y Producción (PEP), respecto de la propuesta de los Mecanismos y Puntos de Medición para la Asignación Yaxché, la cual consiste en llevar a cabo la cuantificación de los Hidrocarburos desde los pozos hasta los Puntos de Medición, considerando mediciones de tipo (operacional, referencial, transferencia y fiscal), en la siguiente tabla se presenta la ubicación para llevar a cabo la medición de los hidrocarburos correspondientes a esta Asignación.

Tipo de Medición	Tipo de Hidrocarburo	Ubicación
Medición Operacional	Petróleo	Plataforma Yaxché-A (actual) y Plataforma Yaxché-C y Yaxché-D (futura)
	Gas	
Medición Referencial	Petróleo	Batería Litoral de la T.M Dos Bocas.
	Gas	
Medición de Transferencia	Petróleo	Batería Litoral de la T.M Dos Bocas y Salida de la T.M Dos Bocas (SM-800)
	Gas	Batería Litoral de la T.M Dos Bocas.
Medición Fiscal (Puntos de Medición)	Petróleo	C.C.C Palomas y T.M Dos Bocas
	Gas	C.P.G. Ciudad Pemex, C.P.G. Nuevo Pemex y C.P.G. Cactus
	Condesados	C.P.G. Nuevo Pemex y C.P.G. Cactus

Tabla 24. Ubicación y tipo de medición de los hidrocarburos para la Asignación Yaxché.


Derivado de lo anterior, y como resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Asignatario, en atención a las siguientes consideraciones:

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Asignatario para el Plan de Desarrollo, en términos del artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:
 - i. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 9, 19, fracciones I, II, III, IV, V, 21, 22, 23, 25, fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, fracciones I, II, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
 - ii. Se analizó la información proporcionada por el Asignatario respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.

- iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario.
- iv. De conformidad con lo establecido en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el oficio 250.741/2019 de fecha 14 de noviembre de 2019, a lo cual mediante el oficio 352-A-I-051 con fecha del 19 de noviembre de 2019, se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los Puntos de Medición propuestos por el Asignatario Pemex Exploración y Producción para el Área de asignación Yaxché, 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 de mercado. En relación con lo anterior, la SHCP presentó las siguientes consideraciones:

- De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
- Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los LTMMH.
- De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los Hidrocarburos a evaluar en el Punto de Medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos observando en cada momento lo indicado en este artículo.
- De conformidad con lo establecido en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los LTMMH, que se cumplan con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en su caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos Lineamientos.
- Dado que en los Puntos de Medición propuestos convergen distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas que provenga.
- En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos, cumplen con las disposiciones previstas en los LTMMH, por lo cual dicha Secretaría está de acuerdo con la ubicación de los Puntos de Medición propuestos.

- b) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:



- a. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional y de Transferencia, la misma que se encuentra definida en la Tabla 24 del presente Dictamen Técnico.
- b. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH.
- c. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, el Asignatario deberá de realizar los diagnósticos de conformidad con los programas presentados.
- d. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área de Asignación en los Puntos de Medición, el Asignatario deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el presente Dictamen Técnico y el Plan de Desarrollo presentado.
- e. La información del balance y producción de Petróleo, Gas Natural y Condensado deberá presentarse en los formatos definidos por la Comisión, en el Anexo I de los LTMMH, los cuales deberán entregarse firmados y validados por el Responsable Oficial.

X. Opinión de la Modificación al Anexo 2 del Título de Asignación

El Término y Condición Quinto del Título de Asignación establece que las actividades de Extracción se llevarán a cabo en los términos que establezca el Plan y el Compromiso Mínimo de Trabajo establecido en el Anexo 2.

En ese sentido, el Anexo 2 indica que las actividades mínimas que debe realizar el Asignatario consisten en la perforación y terminación de 14 pozos y 7 RMA.

Al respecto se advierte que el Plan propuesto por PEP no es coincidente con las actividades establecidas en el mismo, esto debido al comportamiento del Campo.

A fin de reflejar la realidad de la Asignación, PEP, requiere modificar las actividades que tenía contemplado ejecutar en el Plan vigente.

Con la modificación del Plan, se plantea recuperar un volumen de reserva que es de 73.03 MMb de aceite y 31.57 MMMpc de gas y se estima a recuperar en el año 2032.

Cabe señalar que dado a los resultados obtenidos en la explotación del campo, el Asignatario contempla un cambio en la estrategia de extracción debido a la mayor actividad contemplada, la cual corresponde al incremento en el número de pozos a perforar y la disminución en el número de reparaciones mayores requeridas.

Por lo antes expuesto, resulta técnicamente procedente recomendar a la Secretaría de Energía la modificación del Anexo 2 del Título de Asignación, a fin de que sea coincidente con las actividades propuestas por PEP en la modificación del Plan, en los siguientes términos:

COMPROMISO MÍNIMO DE TRABAJO (CMT) DEL TÍTULO VIGENTE

En la **Tabla 25**, se muestran las **Metas Físicas** del CMT establecido en el Título de Asignación vigente de las Asignación.

Año	Perf.	Term.	RMA
2015	1	1	0
2016	1	1	2
2017	1	1	1
2018	2	2	0
2019	5	5	0
2020	1	1	0
2021	2	2	1
2022	1	1	0
2023	0	0	3
2024	0	0	0
2025	0	0	0
2026	0	0	0
Total	14	14	7

Tabla 25. Metas Físicas, establecidas en el Título de Asignación Vigente de la A-0373-M-Campo Yaxché.

ACTIVIDADES REALES

En la **Tabla 26**, se muestran las actividades **Reales Ejecutadas** por el Asignatario.

Año	Perf.	Term.	RMA
2015 ¹	2	3	1
2016	1	1	1
2017	0	0	0
2018	0	0	0
2019 ²	1	1	0
Total	3	4	2


¹ Incluye actividades ejecutadas en el periodo de 14 de Agosto al 31 de diciembre de 2014, conforme al criterio avalado mediante el oficio 521.DGEEH.375/18 de 26 de junio de 2018.

² Con fecha de corte al 31 de Agosto de 2019.

Tabla 26. Actividades Reales ejecutadas por el Asignatario en la Asignación A-0373-M.

DIFERENCIA Y JUSTIFICACIONES

A continuación, se muestran las desviaciones entre lo establecido como CMT en los Títulos de Asignación Vigentes (2015 – 2019) y lo real ejecutado (en el periodo 14 de agosto de 2015 – agosto de 2019), **Tabla 27**.



Año	Real-CMT Perf.	Real-CMT Term.	Real-CMT RMA
2015	1	2	1
2016	0	0	-1
2017	-1	-1	-1
2018	-2	-2	0
2019	-4	-4	0
Total	-6	-5	-1

Tabla 27. Desviaciones entre lo establecido como CMT en el Título de Asignación y lo real ejecutado por el Asignatario.

Derivado de las desviaciones presentadas en la Tabla 27, la Dirección General de Seguimiento de Asignaciones, solicitó al Asignatario la justificación de éstas, a lo cual, éste expuso lo siguiente:

- Que derivado del mal comportamiento del yacimiento Cretácico con incremento en el flujo fraccional de agua se tuvieron reparaciones adicionales de cambio de intervalo, además de que ocasionó el cierre de 2 pozos;
- Que la variación en las inversiones se debe al desfase en la implementación del sistema artificial de producción y del sistema de recuperación secundaria del campo, y
- Existen actividades diferidas por la construcción de la plataforma Yaxché-C.

Derivado del análisis anterior y tomando en consideración las actividades programadas en el Plan de Desarrollo vigente, se concluye:

- PEP no ha realizado la perforación de 6 pozos, 5 terminaciones y 1 RMA para el periodo 2015-2019; sin embargo, en su Plan modificado propuesto (2019+) considera realizar un número de actividades con excepción de las RMA.
- Modificar el CMT para incluir las actividades consideradas en el Plan modificado propuesto sin cambiar las actividades contempladas en el periodo 2015-2019 dejaría en el Título de Asignación un compromiso de 14 pozos y 3 reparaciones, actividades que independientemente del realizar las actividades de su Plan vigente no podría cumplir.
- Mientras el Asignatario haya Planteado justificaciones y aclaraciones respecto al aparente desfase de actividades, se recomienda proponer un CMT en los siguientes términos:

Metas físicas (número) ^{1,2}	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Perforaciones	2	1	0	0	1	6	4	0	0	0	0	0
Terminaciones	3	1	0	0	1	6	3	0	0	0	0	0
Reparaciones mayores	1	1	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0

¹ 2015-2019: Conforme a las actividades reales ejecutadas entre agosto de 2014 y agosto de 2019.

² 2020-2026: Conforme al Plan propuesto.

La propuesta se alinea a las Actividades proyectadas en la modificación del Plan en el horizonte 2015-2026 las cuales consisten en la tabla anterior, tomando en consideración lo expuesto acerca del cambio de estrategia para la Extracción de Hidrocarburos.

En consecuencia, con fundamento en los artículos 6 de la Ley de Hidrocarburos y 16 de su Reglamento se somete a consideración de la Secretaría de Energía la modificación del Anexo 2 del Título de Asignación en los términos referidos con antelación, por lo que el presente deberá surtir los efectos de la opinión a que se refiere la fracción I del artículo 16 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

Recomendaciones

- Dado que ya se ha evaluado la posibilidad de implementar un proceso de recuperación secundaria de inyección de agua en el yacimiento del Terciario, se recomienda analizar la factibilidad técnica y económica de implementar ese proceso u otro de recuperación adicional en la Asignación A-0373-M Campo Yaxché, y realizar todos los estudios y toma de información posible para llevar a cabo lo anterior con el objetivo de incrementar la recuperación de Hidrocarburos y elevar el factor de recuperación final del Campo, esto atendiendo la entrada en vigor de los LINEAMIENTOS técnicos en materia de recuperación secundaria y mejorada, publicados en el DOF el 22 de noviembre de 2018.
- Se recomienda tomar medidas oportunas enfocadas a estabilizar el corte de agua y lograr obtener el volumen de reserva esperado sin la irrupción abrupta del agua operando los pozos por debajo del gasto crítico, sobre todo en los pozos productores del yacimiento del Cretácico debido al mecanismo de empuje principal que se tiene en este yacimiento.
- Se recomienda madurar y analizar la alternativa de perforación y terminación de pozos multilaterales en los yacimientos de areniscas del terciario de la Asignación.

Finalmente, se estima conveniente reiterar que el análisis que deriva en la opinión técnica expuesta en el presente Dictamen se realizó con base en la información que obra en el expediente CNH:5S.7/3/50/2019 entregada por el Asignatario a la Comisión, durante el proceso de evaluación de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0373-M-Campo Yaxché.

ELABORÓ

ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ

Director de Área
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

REVISÓ

MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ

Director General
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

AUTORIZO

ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ
Titular de la Unidad
Técnica de Extracción y su Supervisión

Los firmantes del presente dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20 y 35 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0373-M-Campo Yaxché.

