

CNH

Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

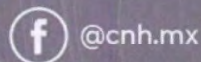
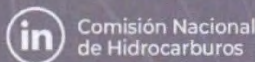
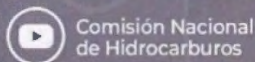
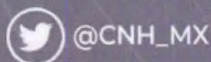
# Dictamen Técnico de la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo Para la Extracción de Hidrocarburos

**Asignación A-0369-2M-Campo Xanab**

Pemex Exploración y Producción

Enero 2020  
777

*Fedpe*  
*[Signature]*



# CONTENIDO

<b>I. Identificación del Operador y del Área Asignada</b>	<b>4</b>
<b>II. Elementos generales del Plan</b>	<b>4</b>
<b>III. Relación Cronológica del Proceso de revisión</b>	<b>7</b>
<b>IV. Criterios de Evaluación</b>	<b>8</b>
<b>V. Análisis y Evaluación de los Elementos del Plan</b>	<b>10</b>
a) Características Generales y propiedades de los yacimientos de la Asignación.....	10
b) Motivo y Justificación de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción.....	14
c) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos.....	15
d) Comparativo de la actividad física del Plan vigente contra la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo.....	18
e) Pozos perforados y pozos a perforar .....	22
f) Comparativo de las alternativas evaluadas para la modificación del PDE.....	24
g) Análisis técnico de la solicitud de modificación al PDE .....	28
h) Evaluación Económica .....	31
i) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.....	37
j) Comercialización de Hidrocarburos .....	50
k) Programa Aprovechamiento del Gas Natural .....	52
<b>VI. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y métricas de evaluación de la modificación al Plan</b>	<b>56</b>
<b>VII. Sistema de Administración de Riesgos</b>	<b>60</b>
<b>VIII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional</b>	<b>61</b>
<b>IX. Sentido del dictamen técnico</b>	<b>61</b>
a) Acelerar el Desarrollo del conocimiento del Potencial Petrolero del país.....	62
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 .....	62
c) Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país .....	62
d) La tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables.....	63

- e) El programa de aprovechamiento del gas natural..... 63
- f) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos..... 63

Felipe



777





## 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-0369-2M-Campo Xanab (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
<b>Nombre</b>	A-0369-2M - Campo Xanab
<b>Estado y municipio</b>	Aguas someras Golfo de México frente a las costas del Estado de Tabasco
<b>Área de Asignación</b>	76.3 km <sup>2</sup>
<b>Fecha de modificación de Título</b>	28 de febrero 2018
<b>Vigencia</b>	20 años a partir del 13 de agosto 2014
<b>Tipo de Asignación</b>	Extracción de Hidrocarburos Cretácico
<b>Yacimientos y/o Campos</b>	Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK)
<b>Colindancias</b>	Campo Yaxché, Campo Mulach

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

## II. Elementos generales del Plan

### Alcance

La modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción propuesta de la Asignación A-0369-2M-Campo Xanab contempla recuperar un volumen de aceite de 59.75 millones de barriles (MMb) de aceite y 39.36 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc) de gas, los factores de recuperación finales son 40.44% para el aceite y 45.31% para el gas a nivel del yacimiento del Cretácico y de 30.39% y 30.97% respectivamente a nivel del yacimiento del JSK.

El volumen propuesto a recuperar en esta modificación al Plan representa la totalidad de la Reserva 3P de aceite y gas a la fecha corte del Plan propuesto por el Asignatario que es el 30 de septiembre de 2019.

La duración del Plan Modificado de la Asignación A-0369-2M-Campo Xanab contempla el periodo de 2019-2034 y considera el mantenimiento de la producción base de la formación Cretácico y JSK mediante intervenciones por seguridad y estimulaciones, así como la incorporación de producción a través de la perforación y terminación de 3 pozos de desarrollo, 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 730.2 MMUSD y 245.6 MMUSD, respectivamente a la vigencia de la Asignación.

El perfil de producción o límite económico de la Asignación se contempla en el año 2028, 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 Xanab 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" por el uso de su infraestructura para el transporte de los Hidrocarburos en la plataforma Yaxché-A y el oleogasoducto de 36" x 23 km de Yaxché-A a la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB), mismo que brinda servicios de separación, compresión y bombeo a los Hidrocarburos asociados al campo y para actividades de mantenimiento y Abandono del Centro de Proceso ubicado en dicha Terminal.

La Asignación en comento se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas del Estado de Tabasco; aproximadamente a 24 km al Noroeste (NW) de la TMDB bajo un tirante de agua del orden de 30 m (Figura 1).

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the name 'Fede' and other illegible marks.



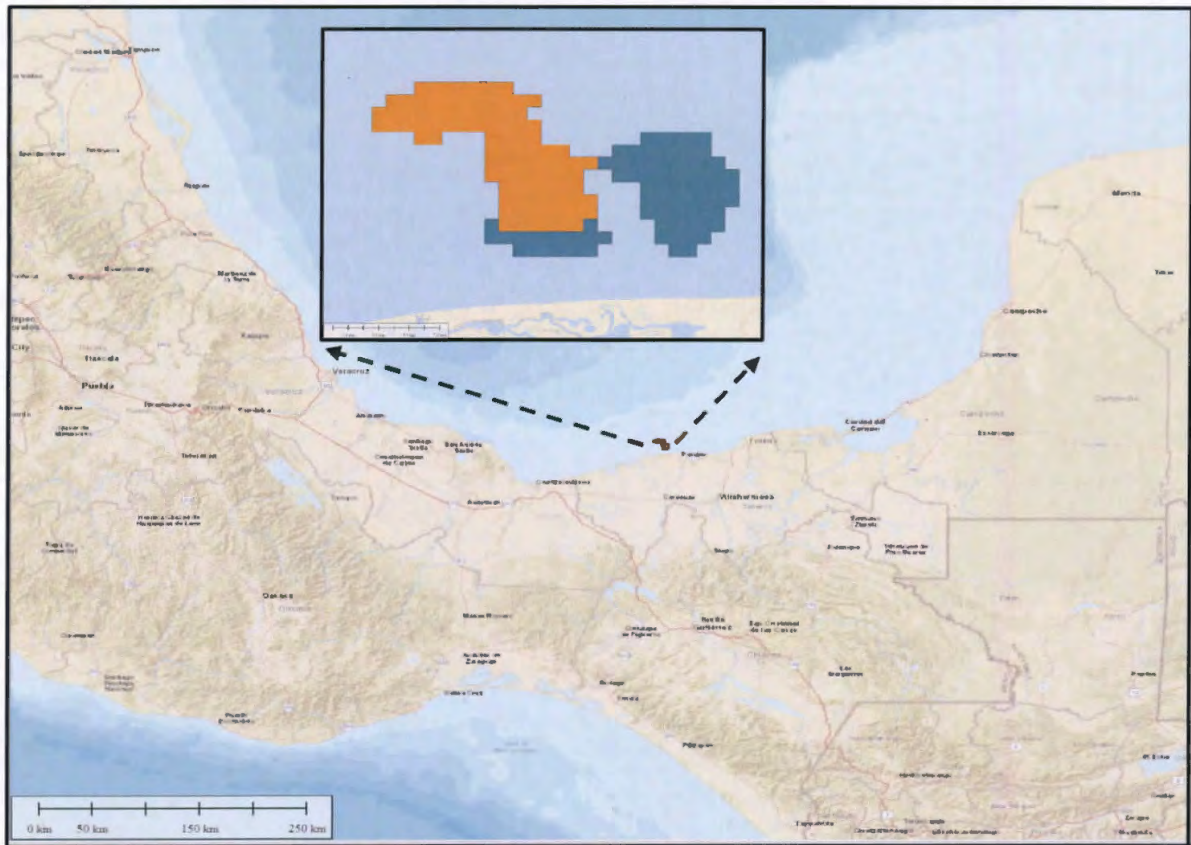


Figura 1. Ubicación de la Asignación A-0369-2M - Campo Xanab.  
 (Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, en adelante referida como Comisión o CNH)

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

*[Handwritten signature]*  
 Febre  
 ✓  
 d  
 t



Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93° 22´ 30"	18° 35´ 00"	17	93° 20´ 00"	18° 29´ 30"
2	93° 22´ 30"	18° 34´ 30"	18	93° 20´ 00"	18° 29´ 00"
3	93° 21´ 30"	18° 34´ 30"	19	93° 23´ 00"	18° 29´ 00"
4	93° 21´ 30"	18° 34´ 00"	20	93° 23´ 00"	18° 31´ 00"
5	93° 22´ 00"	18° 34´ 00"	21	93° 23´ 30"	18° 31´ 00"
6	93° 22´ 00"	18° 33´ 30"	22	93° 23´ 30"	18° 33´ 00"
7	93° 21´ 30"	18° 33´ 30"	23	93° 25´ 00"	18° 33´ 00"
8	93° 21´ 30"	18° 32´ 30"	24	93° 25´ 00"	18° 32´ 30"
9	93° 20´ 30"	18° 32´ 30"	25	93° 26´ 00"	18° 32´ 30"
10	93° 20´ 30"	18° 32´ 00"	26	93° 26´ 00"	18° 33´ 00"
11	93° 19´ 30"	18° 32´ 00"	27	93° 27´ 30"	18° 33´ 00"
12	93° 19´ 30"	18° 31´ 30"	28	93° 27´ 30"	18° 34´ 00"
13	93° 20´ 00"	18° 31´ 30"	29	93° 27´ 00"	18° 34´ 00"
14	93° 20´ 00"	18° 30´ 30"	30	93° 27´ 00"	18° 34´ 30"
15	93° 19´ 30"	18° 30´ 30"	31	93° 26´ 00"	18° 34´ 30"
16	93° 19´ 30"	18° 29´ 30"	32	93° 26´ 00"	18° 35´ 00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación A-0369-2M - Campo Xanab. (Fuente: Título de Asignación)

Cabe señalar que el Título de Asignación A-0369-Campo Xanab, fue adjudicado a Pemex el 13 de agosto de 2014; posteriormente el 26 de enero del 2017, 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 el Título de la Asignación A-0369-M-Campo Xanab.

Posteriormente, por Resolución CNH.E.59.001/17 del 16 de noviembre de 2017, la Comisión aprobó la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción para la entonces Asignación A-0369-M-Campo Xanab.

En este sentido, con fecha 28 de febrero de 2018, la Secretaría de Energía, modificó previa opinión del Asignatario y de esta Comisión, el Título de Asignación, emitiendo el nuevo identificado como A-0369-2M-Campo Xanab en el cual se modificó el Anexo 1 del mismo 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

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and the word 'FEBRERO' written vertically.]*

777

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.7/3/57/2019 Modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0369-2M - Campo Xanab, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

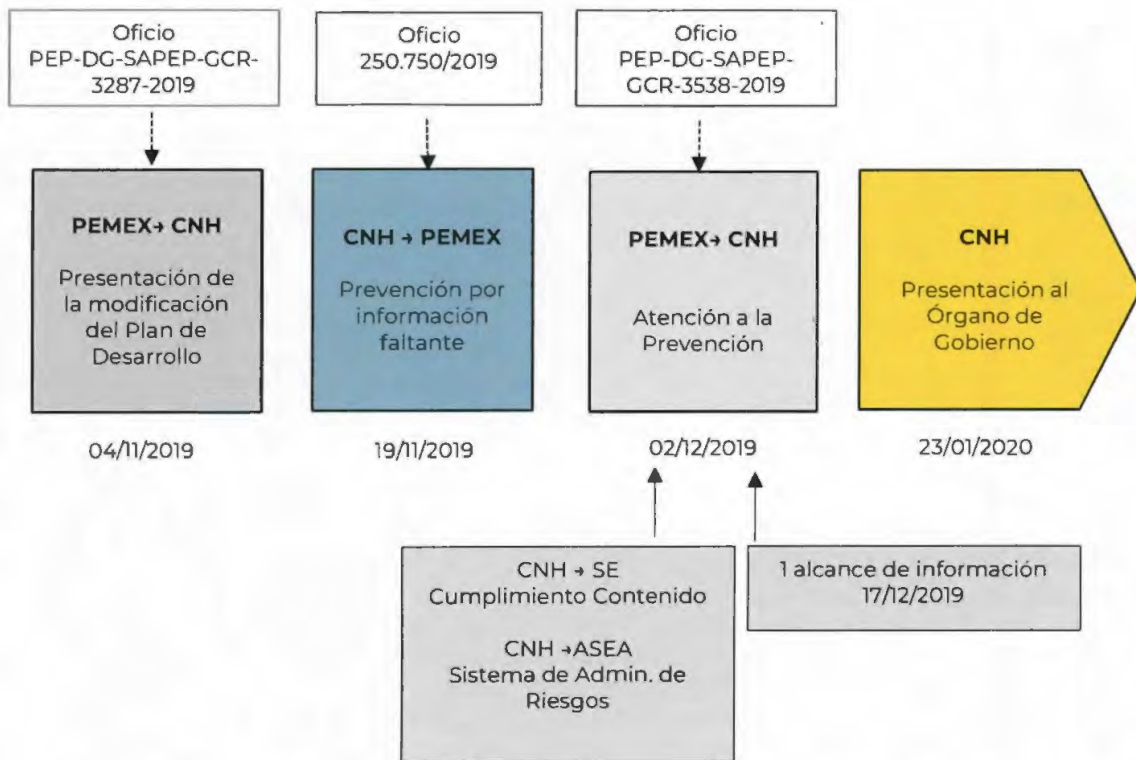


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución.  
(Fuente: Comisión)

#### 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

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'Fedpe' and 'S']*



Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y la modificación al 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 al 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) publicadas el 7 de enero de 2016.

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

Handwritten signatures and initials in blue ink on the right side of the page. There are three distinct signatures, with the word 'Fellio' written vertically in the lower right area. Below the signatures are the numbers '777' and a checkmark.

- 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.

## V. Análisis y Evaluación de los Elementos del Plan

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

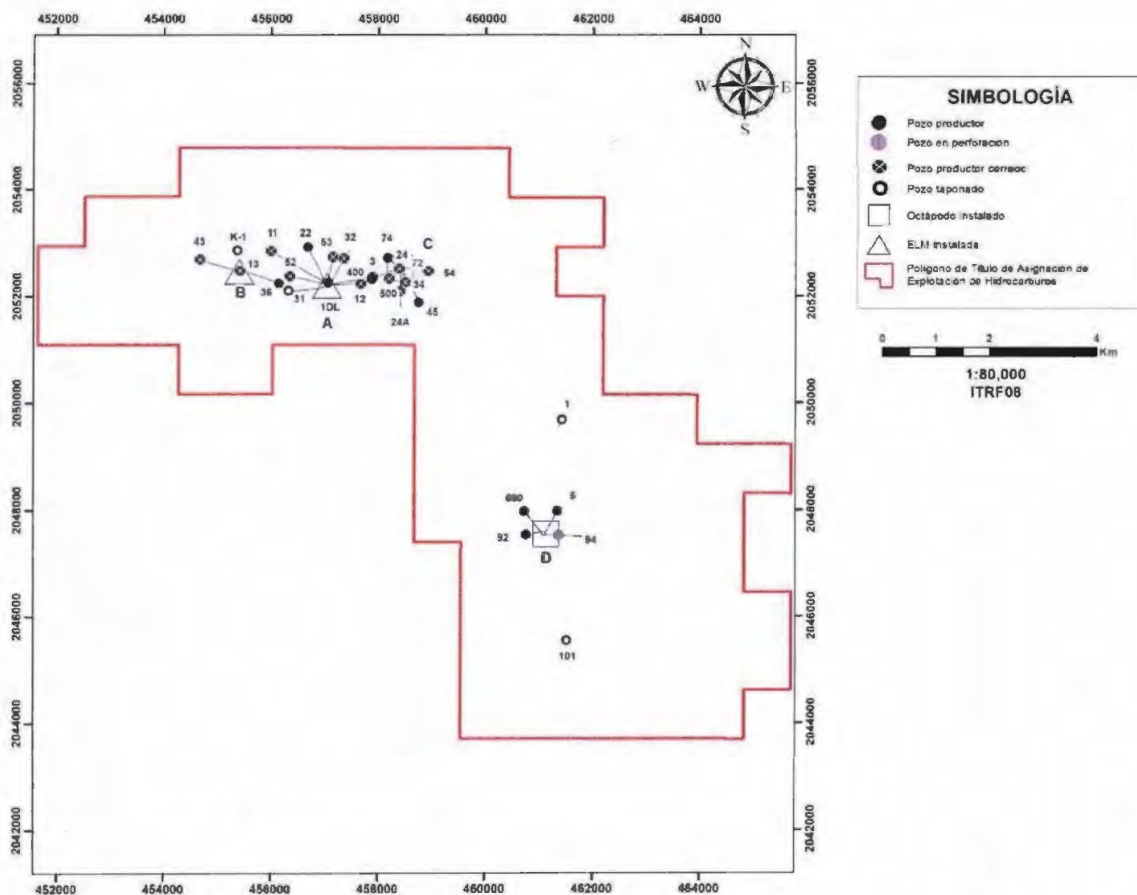


Figura 3. Asignación A-0369-2M-Campo Xanab.  
(Fuente: PEP)

El Campo Xanab se compone de 2 yacimientos principales, a nivel del Cretácico en su porción norte es un anticlinal alargado con rumbo NW-sureste (SE) con cierre propio al norte y delimitado al sur por dos fallas normales con rumbo este (E)-oeste (W), en el bloque sur es un anticlinal que se encuentra seccionado por fallas. Figura 4.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*



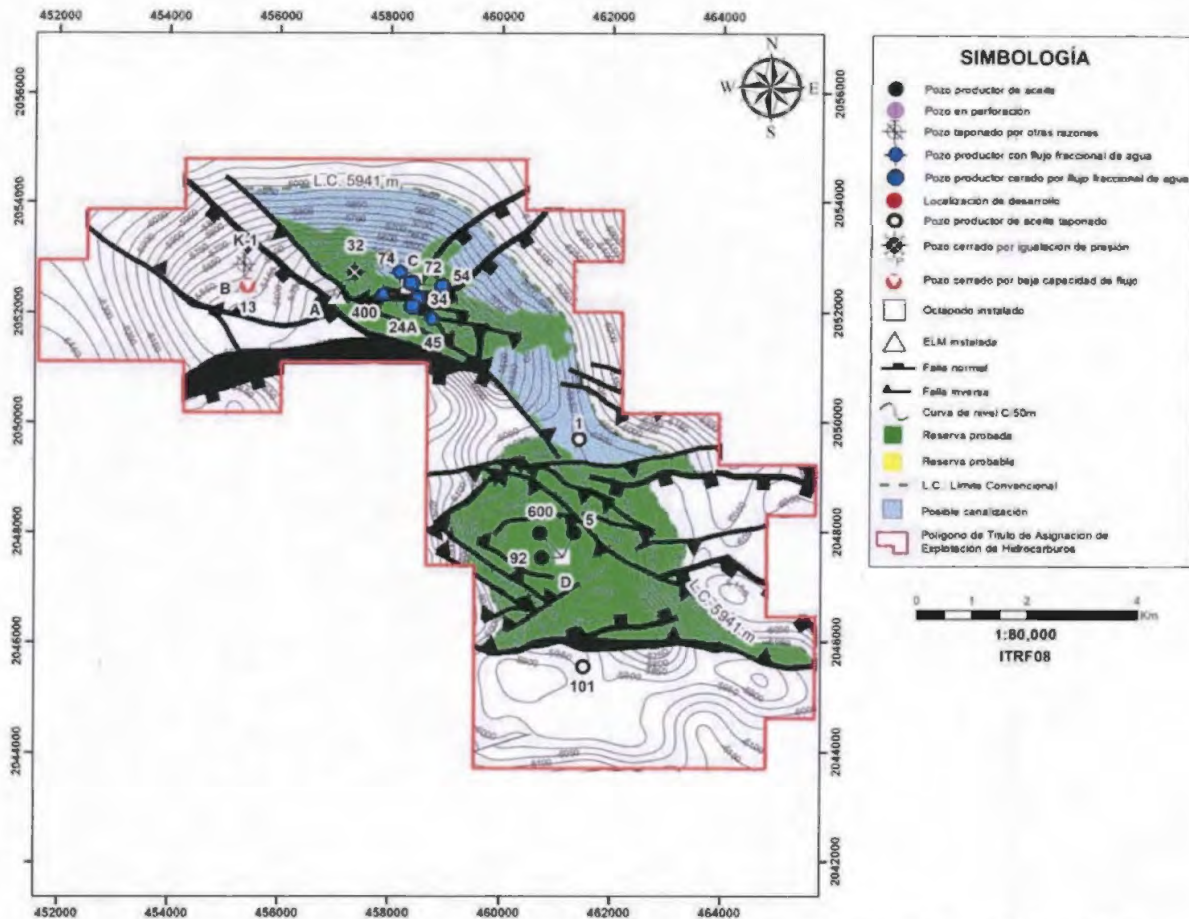


Figura 4. Mapa de configuración estructural correspondiente al yacimiento del Cretácico.  
(Fuente: PEP)

El Campo Xanab a nivel del JSK al NW del campo es una estructura de tipo anticlinal alargada con rumbo NW-SE. Hacia el norte y este presenta cierre estructural propio y al oeste presenta un cierre contra falla de tipo inverso. Dicha estructura es el producto de tres principales factores geológicos: tectónica salina, el evento compresivo de la Orogenia Laramide y el efecto de la carga litostática del Mioceno. Figura 5.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

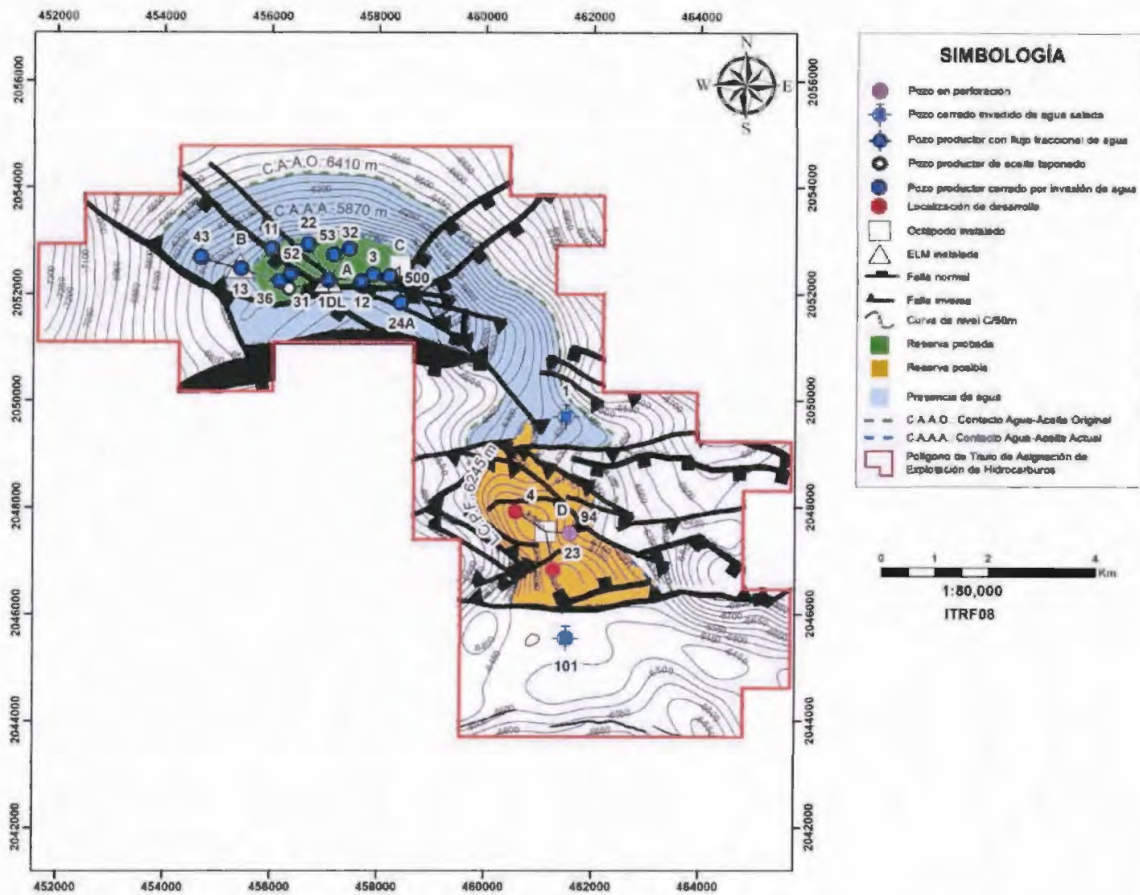


Figura 5. Mapa de configuración estructural correspondiente al yacimiento del JSK.  
(Fuente: PEP)

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

Asignación o Contrato	A-0369-2M-Campo Xanab	
Yacimiento	Cretácico	JSK
Área km <sup>2</sup>	26.31	29.28
Año de Descubrimiento	2005	2008
Fecha de inicio de producción	2016	2009
Profundidad promedio (m)	5,560	5,955
Tipo de Yacimiento	Aceite negro	Aceite negro
<b>Pozos</b>		
Productores	6	3
Cerrados con posibilidades	0	0

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'Ferre' and '777']*



Cerrados sin posibilidades	8	7
Taponados	1	1
<b>Marco geológico</b>		
Era	Mesozoico	Mesozoico
Periodo	Cretácico	Jurásico
Época	Superior-Medio-inferior	Superior
Cuenca	Cuenca del Sureste	Cuenca del Sureste
Play	Cretácico	Jurásico Superior Kimmeridgiano
Régimen tectónico	Tectónica salina	Tectónica salina
Ambiente de depósito	Cuenca	Plataforma
Litología	Calizas	Calizas
<b>Propiedades petrofísicas</b>		
% Saturación inicial promedio de agua	13.30	28.00
Porosidad promedio %	3.1	6.9
Permeabilidad promedio (mD)	202	231
Espesor bruto promedio (m)	142.16	233.05
Espesor neto promedio (m)	70.37	124.45
Relación neta/bruto	0.50	0.53
<b>Propiedades de los fluidos</b>		
Densidad °API	37.7	36.7
Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento CP	0.735	0.544
Contenido de azufre %	1.17	4.057
Factor de volumen de aceite inicial (Boi) (m <sup>3</sup> @cy/m <sup>3</sup> @cs)	1.325	1.348
Relación de solubilidad inicial (Rsi) (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	0.660	0.657
Factor de compresibilidad del gas (Z)	NA	NA
Densidad relativa del gas	1.076	1.047
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	1,264-1,542	1,264-1,542

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

Presión de saturación o rocío (Kg/cm <sup>2</sup> )	165.1	153.17
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (b/Mpc)	0.164757445845461	0.164757445845461
<b>Propiedades del Yacimiento</b>		
Temperatura °C	146	158
Presión inicial (Kg/cm <sup>2</sup> )	1,035.4	1,140.0
Presión actual (Kg/cm <sup>2</sup> )	966.8	1,023.8
Mecanismo de empuje principal	Empuje hidráulico	Empuje hidráulico

*Tabla 3. 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-0369-Campo Xanab, fue adjudicado a Pemex el 13 de agosto de 2014; posteriormente el 26 de enero del 2017, 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 el Título de la Asignación A-0369-M-Campo Xanab.

Cabe señalar que por Resolución CNH.E.59.001/17 del 16 de noviembre de 2017, la Comisión aprobó la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción mediante el cual se sometió a consideración de la Secretaría de Energía la modificación del Anexo 1 del Título de Asignación a fin de otorgar al Asignatario derechos de Extracción en las formaciones Cretácico Medio e Inferior.

Derivado de lo anterior, con fecha 28 de febrero de 2018, la Secretaría modificó previa opinión del Asignatario y de esta Comisión, el Título de Asignación, emitiendo el nuevo identificado como A-0369-2M-Campo Xanab que actualmente se encuentra vigente.

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-0369-2M-Campo Xanab se modifica debido a que:

- 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 2019 ha actualizado su análisis de la

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'a', 'Fede', 'G', and '777']*



estimación del número de pozos en el yacimiento Cretácico de la Zona Sur a partir de la nueva información adquirida, aportada por el resultado de los pozos perforados: Xanab-5, Xanab-600 y Xanab-92 que entraron en producción en el periodo de junio a septiembre del 2019, 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 46.1 % 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-0369-2M-Campo Xanab, 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 282.4 MMb de aceite y 195.9 MMMpc de gas natural; la producción a noviembre de 2019 es de 74.6 miles de barriles por día (Mbd) de aceite y 50.2 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) de gas.

Las Reservas 3P al 1 de enero de 2019 son de 66.31 MMb de aceite y 43.68 MMMpc de gas y se muestran en la siguiente Tabla 4.

	Volumen original		Categoría de reservas	Reservas			Producción acumulada	
	Aceite MMb	Gas natural MMMpc	1P, 2P o 3P	Aceite MMb	Gas MMMpc	PCE MMb	Aceite MMb	Gas MMMpc
2019	854.12	561.62	1P	8.77	5.78	9.73	282.41	195.87
	923.39	607.39	2P	37.07	24.48	41.11		
	1,080.79	710.76	3P	66.31	43.68	73.51		
30-sep-2019	923.39	607.39	1P	30.57	20.20	33.89	292.41	203.17
	923.39	607.39	2P	30.57	20.20	33.89		
	1,080.79	710.76	3P	59.75	39.36	66.24		

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 6 y 7 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-0369-2M-Campo Xanab.

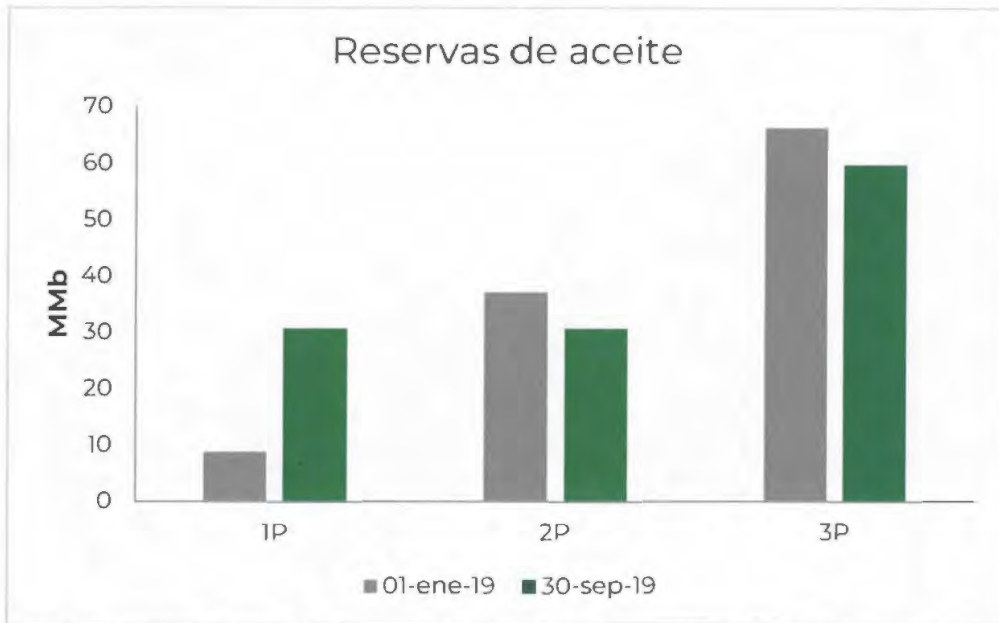


Figura 6. Evolución de las Reservas de Aceite de la Asignación A-0369-2M-Campo Xanab. (Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

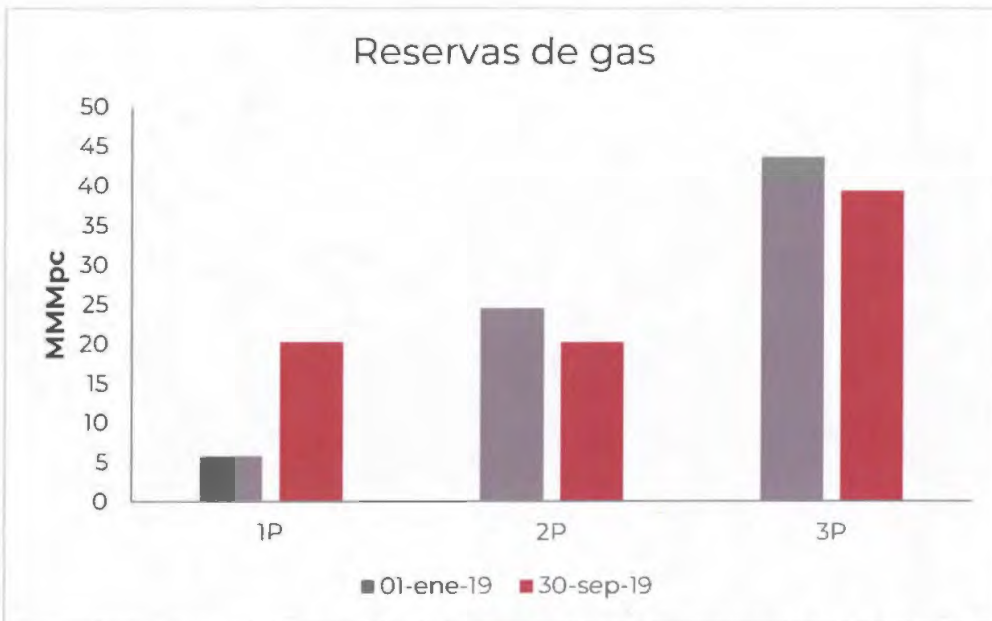


Figura 7. Evolución de las Reservas de Gas Natural de la Asignación A-0369-2M-Campo Xanab. (Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Con respecto al volumen original presentado por el Asignatario, se tiene una variación a la baja al pasar de 1,375.0 MMb de aceite y 915.1 MMMpc de gas en el Plan vigente a 1,080.8 MMb de aceite y 710.8 MMMpc en la modificación al Plan propuesta, siendo una diferencia de 294.2 MMb equivalente al 21.4 % y 204.3 MMMpc equivalente al 22.3 %.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'Fedec' and 'G']*



Las variaciones de volumen original del campo Xanab con respecto al Plan Vigente son atribuibles a la actualización de la información adquirida en los últimos pozos perforados, se comprobó el alto estructural del Cretácico y se identificó la zona sur del yacimiento JSK con posibilidad de presentar condiciones favorables.

Así mismo, para el cálculo de la saturación de agua, que afecta en la volumetría, el Asignatario realizó un ajuste con el método de presiones capilares ajustado por tipos de roca a partir del radio de garganta de poro.

Para el yacimiento del JSK dichas variaciones se deben a que en el ciclo de certificación de reservas 2019, se desincorporó volumen original de aceite y de gas en la zona noreste del yacimiento, lo anterior, con base en la información de los pozos perforados Xanab-500 y Xanab-24-A, con lo cual se actualizó el modelo geológico estructural.

Aunado a lo anterior, PEP incorporó Reserva posible en la zona sur del horizonte JSK, entre los pozos Xanab-1 y Xanab-101, a partir de la reinterpretación de la sísmica "Tsimin-Tojual", donde identificó un alto estructural que tiene continuidad con el yacimiento hacia la zona norte del campo y conceptualizó un límite convencional dado por el punto de fuga a la profundidad de 6,245 mvbnm, a partir de los registros tomados en el pozo Xanab-1.

Respecto al yacimiento del Cretácico, en el ciclo de certificación de reservas 2019, PEP desincorporó volumen original de aceite y de gas en la zona norte del yacimiento, con base en la información del pozo Xanab-13, que fue disparado en Cretácico y mostró problemas para restituir la presión de fondo, con lo cual determinó la baja capacidad de flujo de la formación asociado a una zona muy compacta con baja intensidad de fracturamiento.

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:

- Que se recategorizó la Reserva probable a probada del yacimiento Cretácico con la perforación y comienzo de producción de los pozos Xanab-5, Xanab-600 y Xanab-92, los cuales presentaron buenas características de flujo en la zona sur del campo, y
- Al mantenimiento del flujo fraccional de agua en los pozos productores de los yacimientos Cretácico y JSK.

Handwritten signatures and initials in blue ink on the right side of the page, including a large signature at the top, a smaller one below it, and the word 'Fede' written vertically. There are also some scribbles and marks below the signatures.

#### 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 octubre de 2019 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
		2017-2034	(Dic-2017) -(sep-2019)	(oct-2019)-2034
<b>Perforaciones</b>	Número	6	5	3 <sup>1</sup>
<b>Terminaciones</b>		6	5	3
<b>Reparación mayor</b>		1	3	0
<b>Reparación menor</b>		36	3	17
<b>Ductos</b>		2	1	0
<b>Plataformas</b>		2	1	0
<b>Reserva (1P)</b>	MMbpce	114.9 <sup>2</sup>	114.9 <sup>3</sup>	33.89 <sup>4</sup>
<b>Reserva (2P)</b>		263.0 <sup>2</sup>	263.0 <sup>3</sup>	33.89 <sup>4</sup>
<b>Reserva (3P)</b>		292.0 <sup>2</sup>	292.0 <sup>3</sup>	66.24 <sup>4</sup>
<b>Volumen de aceite a extraer</b>	MMb	242.7	55.5	59.7
<b>Volumen de gas a extraer</b>	MMMpc	161.6	39.8	39.3
<b>Inversión</b>	MMUSD	1,985.6	571.0 <sup>5</sup>	730.2 <sup>6</sup>
<b>Gasto de Operación</b>		1,306.6	107.7 <sup>5</sup>	245.6

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

1. De esta actividad 2 pozos son adicionales a los contemplados en el Plan vigente y 1 es cambio de objetivo.
2. La reserva del Plan Aprobado son las reservas certificadas al 1º de enero de 2018.
3. La reserva real corresponde a las reservas certificadas al 1º de enero de 2018.
4. La reserva remanente del Plan Propuesto corresponde a la reserva proyectada a partir de octubre de 2019.
5. De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Operador.
6. 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-0369-2M-Campo Xanab.

(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 5 perforaciones y 3 RMA dentro de la Asignación y actualmente se encuentra perforando 1 localización más al amparo del Plan vigente, sin embargo, solicita el cambio de objetivo de dicha perforación por lo cual la contempla como actividad a ejecutar en la modificación al Plan.



Año	Qo (Mbd)		Qg (MMpcd)		Perforaciones (número)		Terminaciones (número)		RMA (número)		RME (número)		Inversión (MMUSD)		Gastos de Op. (MMUSD)	
	Plan	Real	Plan	Real*	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan <sup>1</sup>	Real <sup>2</sup>	Plan <sup>1</sup>	Real <sup>2</sup>
2017 <sup>**</sup>	15.7	158.89	10.5	119.44	0	0	0	0	0	0	1	1	15.03	38.95	30.78	3.76
2018	184.70	108.68	123.20	78.67	2	2	2	2	0	3	3	1	486.68	275.99	362.14	36.25
2019	143.10	39.91	95.40	26.99	1	3	1	3	1	0	6	1	314.72	256.09	280.63	67.65

\*Se considera únicamente gas Hidrocarburo.

\*\*Se considera únicamente el mes de diciembre.

<sup>1</sup>Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados a pesos@2019 (Factor para la actualización es 1.013272). El T.C. utilizado es de 19.1334 pesos/USD.

<sup>2</sup>Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a pesos@2019, los factores de actualización y tipos de cambio utilizados son:

Factores:	Tipos de Cambio pesos/USD
2017 = 1.026	2017 = 18.9291
2018 = 0.983	2018 = 19.2380
2019 = 0.993	2019 = 19.2703

Tabla 6. Comparación de avance entre el Plan vigente vs real ejecutado, en la Asignación A-0369-2M-Campo Xanab.

(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	1	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Terminación	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Ductos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Plataformas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RMA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RME	3	1	3	3	1	3	0	3	0	0	0	0	0	0	0	0	17
Taponamientos	0	0	8	0	0	0	0	0	0	0	17	10	0	0	0	0	27
Abandono	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	6	0	0	0	7*

\*El Abandono de 1 ducto y 1 plataforma 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 8 y 9 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 2019-2027	Plan Modificado 2019-2028	Np [MMb] (2009-2028)
Volumen a recuperar [MMb]	169.5	69.7*	352.1

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

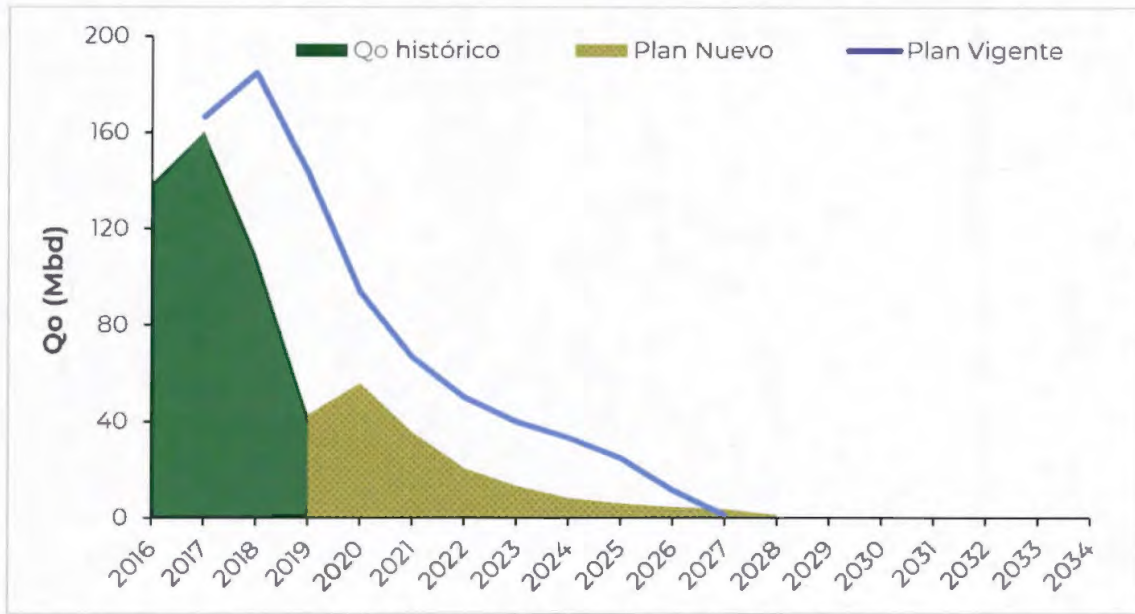


Figura 8. Histórico y pronóstico de producción de aceite.  
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

Gas	Plan Vigente 2019-2027	Plan Modificado 2019-2028	Gp [MMMpc] (2009-2028)
Volumen a recuperar [MMMpc]	112.8	46.6*	242.5

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

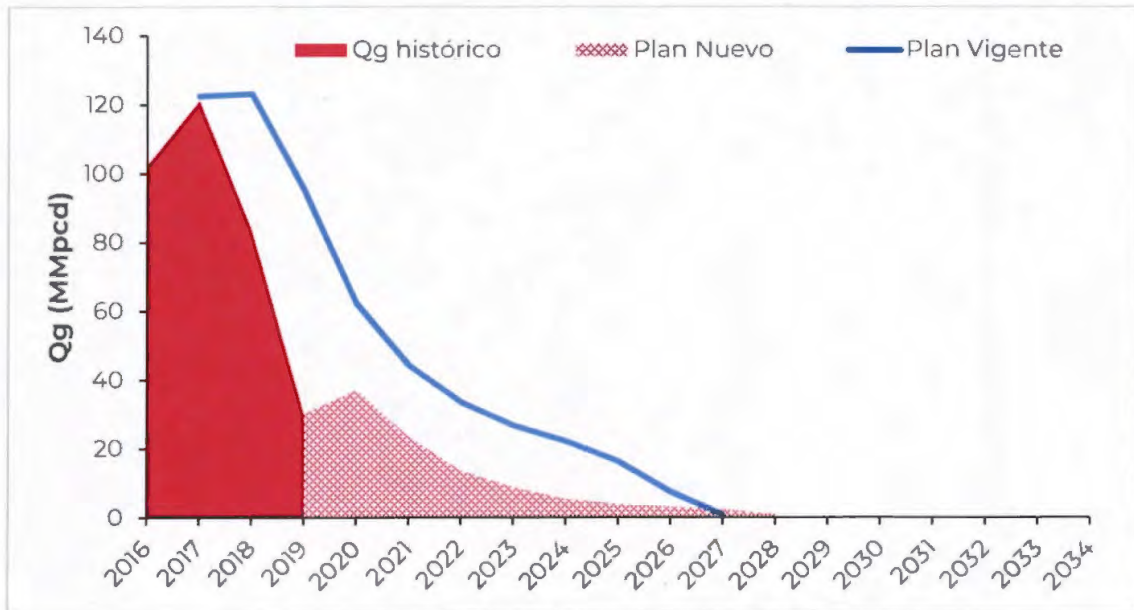


Figura 9. Histórico y pronóstico de producción de gas.  
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

Handwritten signatures and initials in blue ink on the right side of the page.



Hidrocarburo	2019*	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Volumen a recuperar** (2019-2032)
<b>Producción de aceite (Mbd)</b>	60.9	55.9	35.5	20.5	13.2	8.1	5.9	4.5	3.5	1.2	<b>59.7</b>
<b>Producción de gas (MMpcd)</b>	40.2	36.9	23.4	13.5	8.7	5.3	3.9	2.9	2.3	0.8	<b>39.3</b>

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

\*\*Volumen a recuperar a partir de la fecha de corte propuesta (01 de octubre 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.

En la Tabla 9 se presenta la comparación del volumen de Hidrocarburos a producir anualmente para el Plan Vigente y en la modificación al PDE propuesto, donde se puede observar que para los años de 2019 a 2028, existe una variación mayor al treinta por ciento. Así, la solicitud de modificación al PDE actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción IV, de los Lineamientos.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
<b>Plan Vigente (MMbpce)</b>	58.0	38.1	27.0	20.3	16.2	13.5	10.0	4.6	0.5	0.0
<b>Plan Propuesto (MMbpce)</b>	17.3	22.7	14.4	8.3	5.3	3.3	2.4	1.8	1.4	0.5
<b>Variación (%)</b>	-70	-40	-47	-59	-67	-76	-76	-61	+187	NA

Factor de conversión a BPCE: 6.07 MPC/BPCE.

*Tabla 9. Comparativo de producción entre Planes.*

*(Fuente: Comisión)*

- 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 1 pozo para el año 2019, debido al cambio de estrategia, para el mismo año, el Asignatario a perforado 3 pozos, es decir, 2 pozos adicionales a los contemplados, aunado a la perforación del pozo Xanab-94 que se encuentra en ejecución a la fecha de corte, con lo cual, habría una variación de 3 pozos adicionales a los contemplados para el año 2019.

En el Plan Vigente, el Asignatario contemplaba la perforación total de 6 pozos, 5 de éstos a la fecha de corte, han sido perforados y 1 se encuentra en perforación, sin embargo, debido al cambio de estrategia, el Asignatario contempla el cambio de objetivo de este último por lo que se tiene considerado como localización a perforar en la propuesta de modificación al Plan.

El Asignatario en la modificación del Plan propuesto, prevé la perforación adicional de 2 pozos, por lo que el total de la modificación, considerando el pozo en perforación con cambio de objetivo, asciende a la cantidad de 3.

### **e) Pozos perforados y pozos a perforar**

A la fecha de corte propuesta por el Asignatario, la Asignación cuenta con 27 pozos perforados. La Comisión aprobó a PEP la perforación de 6 pozos en el PDE Vigente, sin embargo, cabe señalar que a la fecha PEP ha perforado 5 de esos pozos, y actualmente se encuentra en perforación el pozo Xanab-94 el cual contempla en esta propuesta de modificación, un cambio de objetivo del Cretácico al JSK.

Asimismo, se precisa que en la solicitud de modificación del PDE se plantea la perforación de 2 pozos de desarrollo adicionales a los aprobados con objetivo JSK. Dichos pozos a perforar corresponderán a 1 pozo Tipo contemplado por el Asignatario cuyo estado mecánico es mostrado en la Figura 10. La trayectoria de este pozo será direccional, con 7 etapas y terminación en liner (tubería corta) cementado de 5".



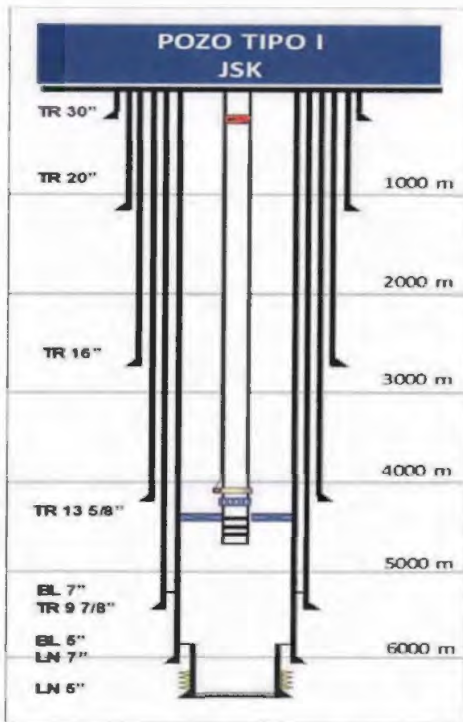


Figura 10. Pozo Tipo contemplado a perforar en la Asignación.  
(Fuente: PEP)

A septiembre del 2019 se tienen 9 pozos productores fluyendo por flujo natural. El Asignatario no tiene contemplado utilizar sistemas artificiales de producción en los pozos del campo ya que la presión que se tiene para ambos yacimientos es suficiente para producirlos con la energía propia del mismo, lo anterior debido a la influencia de acuíferos altamente activos.

Para la evaluación del número óptimo de pozos a perforar el Asignatario realizó un análisis técnico-económico tomando en cuenta el volumen de reserva de Hidrocarburos, los costos de las instalaciones superficiales y los costos de comercialización del aceite susceptibles de asociarse a cada pozo.

Así mismo, realizó análisis mediante modelos de tanque con el volumen y reserva original 3P para la zona Sur del yacimiento Cretácico y JSK. Para el comportamiento de los pozos realizó tablas hidráulicas y concluyó con la evaluación económica de cada uno de los escenarios.

Para el JSK en la zona sur del campo (área sin explotar en este yacimiento), determinó que el número de pozos óptimo era el de 3, por lo tanto, considera la perforación de 2 pozos con dicho objetivo y el cambio de objetivo del pozo en perforación Xanab-94 del Cretácico (Plan vigente) al JSK que se encuentra en esa misma zona.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'A' at the bottom.]*

Para el yacimiento del Cretácico, en la misma zona sur del campo, debido a los resultados obtenidos con la perforación de los pozos Xanab-5, Xanab-600 y Xanab-92, determinó que dicha zona es un medio altamente fracturado, con lo cual las permeabilidades aquí son del orden de 3.5 a 1 Darcy. Por lo tanto, con dicha información actualizada y el análisis realizado, determinó que, con la perforación de un 4to pozo en dicha zona, el incremento en el volumen a producir acumulado sería marginal, optando por el cambio de objetivo del pozo en perforación Xanab-94.

#### **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, 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:

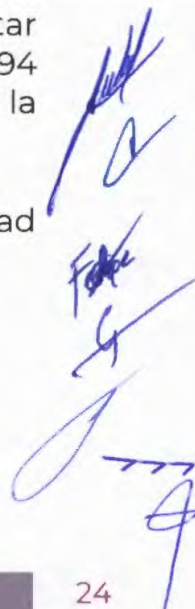
- Menor riesgo técnico;
- Mayor recuperación de Reservas de Hidrocarburos;
- Mejores indicadores económicos, y
- Lecciones aprendidas.

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 JSK mediante recuperación primaria, así como la perforación de pozos desviados para el desarrollo del yacimiento JSK. El objetivo es incorporar a producción áreas de la Asignación aún sin explotar y modificar el alcance de la perforación y terminación del pozo Xanab-94 que se encuentra en perforación, así como acelerar el desarrollo de la reserva posible del yacimiento JSK.

El volumen de Hidrocarburos a recuperar en esta alternativa es la totalidad de la Reserva 3P para el Campo.





## Alternativa 2

Esta propuesta es similar a la alternativa 1. La diferencia consiste en el riesgo operativo; durante la profundización del pozo Xanab-94, al atravesar el horizonte Cretácico, se desprende que esta zona es altamente fracturada con la cual se pueden presentar pérdidas totales o severas de lodo durante la perforación y poner en riesgo la integridad del pozo, se contempla terminarlo en agujero descubierto y ponerlo a producción en dicho yacimiento.

Debido a lo anterior se contempla la perforación de 3 pozos adicionales para explotar la Reserva posible de la zona sur del yacimiento JSK. El horizonte de producción se alarga 1 año más respecto a la alternativa 1 pero el volumen total a recuperar de Hidrocarburos es el mismo que la alternativa antes mencionada.

## Alternativa 3

Esta alternativa contempla la explotación mediante recuperación primaria de las Reservas del yacimiento del Cretácico y JSK mediante flujo natural. En ella se contempla la perforación y toma de información del pozo Xanab-94 en el horizonte JSK pero teniendo en cuenta el riesgo asociado y que la información obtenida en el JSK no se favorable bajo los siguientes escenarios:

- Exista comunicación entre la zona Norte y la zona Sur por arriba del Spill Point (punto de fuga), por lo que el intervalo resulte invadido de agua;
- El avance del contacto agua-aceite sea mayor al esperado, reduciendo la ventana de aceite y el volumen original de Hidrocarburos;
- Que no exista continuidad del banco oolítico caracterizado en la zona norte del yacimiento, y
- Que las pruebas de presión identifiquen bajas capacidades de flujo con producciones no comerciales.

Por lo tanto, no se contempla la perforación de pozos adicionales en la zona sur del campo para el yacimiento JSK y el pozo Xanab-94 se aislaría

en dicho yacimiento y se pondría a producción en el intervalo del Cretácico.

Los volúmenes por recuperar de Hidrocarburos son menores que las otras 2 alternativas y corresponden a la Reserva 1P = 2P.

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, aunque posee cierto riesgo asociado por que contempla producir la Reserva posible de la zona sur del yacimiento JSK dependiendo en mucho de los resultados a obtener con la finalización y resultados de la perforación del pozo Xanab-94. Dicha alternativa, aunque recupera igual volumen de Hidrocarburos que la alternativa 2, tiene mejores indicadores económicos.

Características	Alternativa 1 (Plan modificado)	Alternativa 2	Alternativa 3
<b>Metas Físicas (Número)</b>			
Perforación de Pozos de Desarrollo	3	4	1
Reparaciones mayores	0	0	0
Reparaciones menores	17	18	8
Instalaciones	0	0	0
Ductos	0	0	0
<b>Producción</b>			
Aceite (MMb)	59.75	59.75	30.57
Gas (MMMpc)	39.36	39.36	20.20
<b>Gastos de operación (MMUSD)</b>	245.6	245.6	125.7
<b>Inversiones (MMUSD)</b>	733.6	802.1	495.9
<b>Indicadores económicos</b>			
VPN AI (MMUSD)	2,842.0	2,748.3	1,515.6
VPN DI (MMUSD)	1,200.7	1,129.6	590.4
VPI (MMUSD)	514.4	561.5	377.6
VPN/VPI AI	5.53	4.89	4.01
VPN/VPI DI	2.33	2.01	1.56

Tabla 10. Resumen de las alternativas propuestas para la extracción.

(Fuente: PEP)



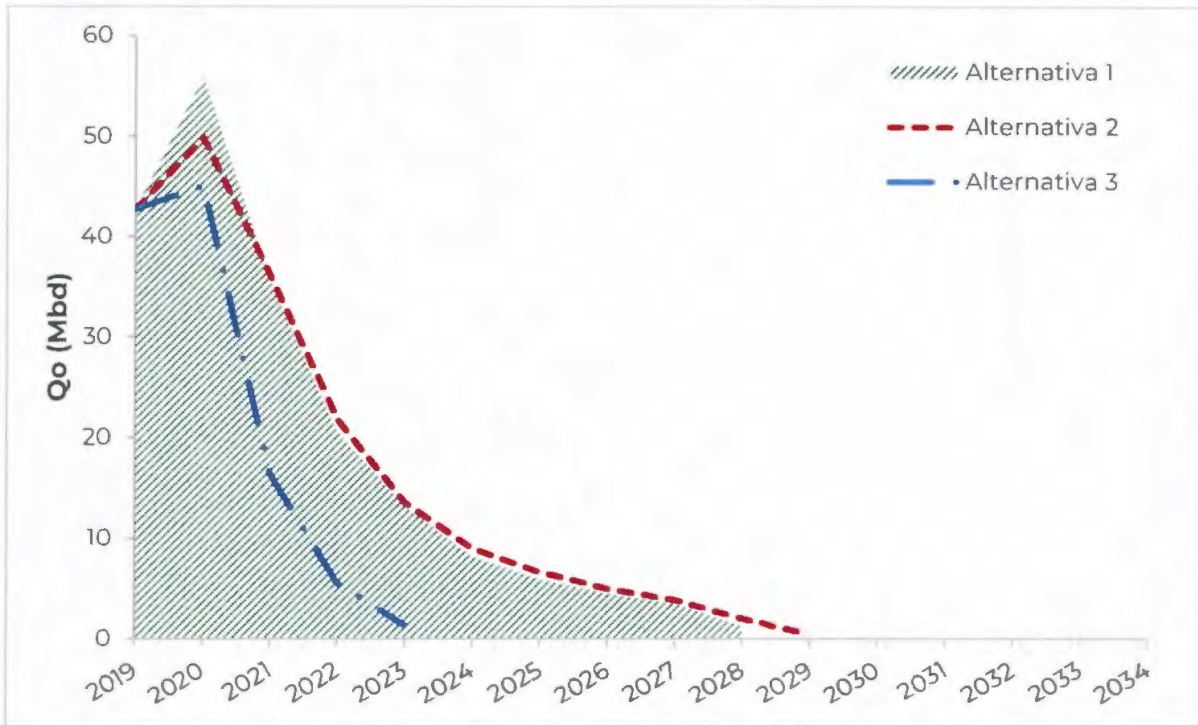


Figura 11. Pronóstico de producción de aceite de las alternativas.  
(Fuente: CNH con información de PEP)

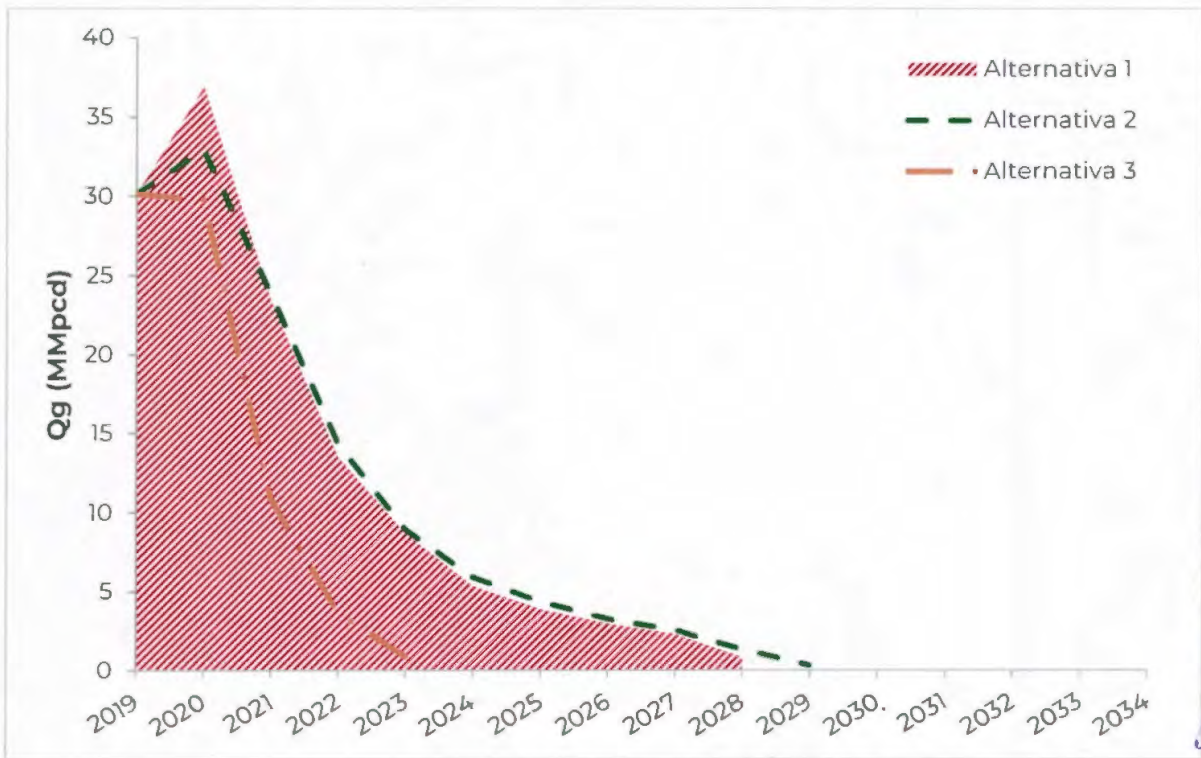


Figura 12. Pronóstico de producción de gas de las alternativas.  
(Fuente: CNH con información de PEP)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top and several initials below it.

777

Plan	Pronóstico de aceite																
	2019*	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Vol. A recuperar** (MMb)
Alternativa 1 (Mbd)	42.70	55.89	35.49	20.50	13.18	8.13	5.87	4.46	3.45	1.21	-	-	-	-	-	-	59.75
Alternativa 2 (Mbd)	42.70	49.83	36.13	21.80	13.55	8.99	6.62	4.96	3.84	2.00	0.48	-	-	-	-	-	59.75
Alternativa 3 (Mbd)	42.70	45.02	16.43	5.51	1.33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30.57

\*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).

\*\*Volumen a recuperar a partir de la fecha de corte.

*Tabla 11. 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 40.44 % y 45.31 % para el gas, en el yacimiento JSK, para el aceite será 30.39 % y 30.97 % 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 de yacimientos para disminuir los riesgos asociados a la actividad e incrementar la certidumbre en la Extracción de Hidrocarburos, es la siguiente:

- Registros VSP para calibrar el modelo sísmico;
- Reprocesamiento de sísmica para mejorar la calidad de la imagen del cubo sísmico y generar procesos especiales;
- La toma de 4 núcleos distribuidos a lo largo de los yacimientos del campo Xanab en los pozos a perforar;
- Muestras de canal para el seguimiento geológico durante las actividades de perforación;
- La toma de 24 registros convencionales, 15 registros LWD (mientras se perfora) y registros de Hidrocarburos;
- Aforos para calibrar los modelos de pozos y poder predecir su comportamiento bajo otra condición de explotación. (2 aforos mensuales por pozo);
- Monitoreo diario de las condiciones de explotación registrando presiones y temperatura en cabeza del pozo y en las bajantes para calibrar los modelos de flujo multifásico;

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top, the word "Fede" in the middle, and the number "777" at the bottom.



- Muestreo de fluidos producidos a boca de pozo (semanalmente) para estimar el avance del contacto agua-aceite de forma indirecta y hacer ajustes en pronósticos de producción y el diagnóstico de posibles restricciones al flujo por incrustaciones en la tubería o entrada de agua a los pozos;
- Registros de presión estáticos durante la terminación y reparaciones menores para ajustar la tendencia de presión de los yacimientos y la distribución de los fluidos en el pozo;
- El uso de sensores de fondo para medir presión y temperatura para el monitoreo de las tendencias de presión y temperatura de fondo en tiempo real desde la etapa de terminación de los pozos;
- Estudios PVT para mejorar los ajustes y creación de los modelos dinámicos, y
- Pruebas de interferencia a los pozos con el objetivo de determinar si existe comunicación hidráulica entre dos o más pozos y con ello estimar en una etapa temprana de desarrollo los parámetros del yacimiento. (Principalmente en la zona sur del campo en el horizonte del JSK).

### **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 la aplicación de las metodologías para la estimación del gasto crítico conlleva a resultados con un alto grado de incertidumbre, esto debido principalmente a que las características de la roca y de los fluidos de ambos yacimientos no son adecuadas para poder aplicar las correlaciones existentes.

Aunado a lo anterior, establece que para el yacimiento Cretácico no se cuenta con un contacto agua-aceite de fondo y que la irrupción del agua a los pozos productores se presenta de manera lateral por fenómenos de canalización, lo anterior debido a que la producción de los pozos está asociada a la intensidad de fracturamiento y a la alta heterogeneidad de la formación, por lo tanto no se propicia la generación de conos de agua y por ende no aplica la estimación de gasto crítico con los modelos que se encuentran en la literatura.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top, a stylized 'a' or 'o' below it, and several other marks and initials at the bottom right of the page.

Respecto al yacimiento JSK, el Asignatario establece que, aunque se cuenta con contacto agua-aceite de fondo estimado, la alta heterogeneidad del yacimiento, el alto fracturamiento y la alta incertidumbre asociada a la zona sur no hace factible la aplicación de alguna metodología de estimación de gasto crítico.

Derivado de lo anterior se concluye que, es importante la toma de información y estudios para estimar con mayor precisión el tiempo o los gastos en los cuales pueda ocurrir la irrupción abrupta del agua en los pozos productores para la explotación de ambos yacimientos, ya que, el mecanismo de empuje principal es un acuífero activo con lo cual los pozos podrían invadirse de forma temprana de agua, lo cual ha sucedido en el desarrollo de este campo y en otros cercanos y análogos como lo es el campo Puerto Ceiba, operado por el mismo Asignatario.

En el apartado final del presente dictamen se hacen recomendaciones específicas relativas a este tema, para que el Asignatario realice lo conducente para recuperar el mayor volumen de reserva de Hidrocarburos sin la irrupción temprana del agua.

### **Esquema de explotación propuesto**

El campo Xanab se caracteriza por sus yacimientos con alta energía; presiones iniciales arriba de 1,000 kg/cm<sup>2</sup>, y bajas caídas de presión, en el orden de 0.5-3.03 kg/cm<sup>2</sup> por cada millón de barriles producido, esto se debe a que el principal mecanismo de empuje en ambas formaciones se asocia a acuíferos activos.

El Asignatario establece que los perfiles de producción presentados en la propuesta de modificación al Plan fueron generados mediante modelos analíticos (curvas de declinación) considerando el comportamiento de presión-producción que han mostrado los yacimientos de la Asignación y la identificación de tres periodos de flujo en los pozos productores, los cuales son:

- Producción estable – 100 % aceite;
- Irrupción de agua e incremento en el flujo fraccional – fuerte declinación, y
- Etapa estable – producción menor de agua.

777



## Cretácico

En el yacimiento Cretácico la producción de los pozos está asociada al sistema de fracturas, las cuales constituyen el principal medio de aporte y almacenamiento de fluidos, mientras que la matriz en este yacimiento no aporta fluidos hacia el sistema fracturado, por lo que la producción está condicionada a la intensidad de fracturamiento que intercepte el pozo.

La zona sur de este yacimiento comenzó su explotación en junio de este año con la entrada a producción del pozo Xanab-5, posteriormente el pozo Xanab-600 y Xanab-92 en agosto y septiembre respectivamente, todos productores 100% de aceite; permitiendo reclasificar la reserva probable a reserva probada.

No se considera la incorporación de más producción mediante la ejecución de reparaciones mayores o la perforación de pozos para explotar las reservas de este yacimiento.

## JSK

El modelo estructural se actualizó con la información adquirida de los últimos pozos perforados, se redefinió la estructura al realizar una interpretación sísmica estructural detallada del campo y como resultado el Asignatario prospecta la zona sur a nivel JSK con posibilidad de tener las condiciones favorables para ser productor a este nivel.

Por lo tanto, para esta zona se contempla la incorporación de producción por la ejecución de 3 perforaciones de pozos.

## h) Evaluación Económica<sup>1</sup>

La opinión económica relativa a la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0369-2M-Campo Xanab (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;

---

<sup>1</sup> Todos los montos señalados en esta opinión se presentan en dólares de octubre del 2019; en su caso, los pesos se convierten a dólares de su fecha de registro, y posteriormente se actualizan considerando el INPP de Estados Unidos. Lo anterior, para poder realizar los comparativos correspondientes.

- c. La consistencia de la información económico-financiera, incluida como parte de la Solicitud de Modificación, y
- d. Una evaluación económica del proyecto de desarrollo del Campo, con base en la información presentada como parte de la Solicitud de Modificación al PDE.

#### a. Variación de los montos de inversión y gastos operativos

El Plan de Desarrollo vigente para la Asignación, considera inversiones y gastos operativos del orden de 3,132.91 millones de dólares<sup>2</sup>, correspondientes al período 2017 a 2028<sup>3</sup>, de los cuales:

- 1,889.60 millones de dólares (60% del total) corresponden a inversiones, y
- 1,243.32 millones de dólares (40% del total) corresponden a gastos operativos.

Como referencia, en los años 2017 y 2018 de implementación del Plan de Desarrollo vigente, el Asignatario reporta<sup>4</sup> un monto erogado del orden de **714.0** millones de dólares, (**666.20** millones de dólares de inversiones y **47.80** millones de dólares de gasto operativo), lo que representa el 22% del monto previsto en el Plan de Desarrollo vigente.

Como parte de la Solicitud de Modificación, el Operador propone, para el periodo de 2019 a 2034, una inversión de **730.17** millones de dólares<sup>5</sup>, así como **245.62** millones de dólares de gastos operativos; para un monto total del orden de **975.79** millones de dólares.

Tal y como se muestra en la Figura 13 siguiente, lo anterior representa un decremento cercano al 46%, respecto de los montos totales esperados bajo el Plan de Desarrollo vigente, considerando los costos erogados con anterioridad.

Así, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción III, de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

<sup>2</sup> 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 octubre de Estados Unidos.

<sup>3</sup> El año 2028 corresponde al límite económico del Plan Vigente.

<sup>4</sup> De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Operador en sus reportes mensuales.

<sup>5</sup> De esta cifra, 730.17 millones de dólares, 472.36 millones corresponden a inversión en el periodo 2019-2034, y 257.81 millones de dólares relacionados a la actividad de Abandono con un horizonte de tiempo de 2040.





Figura 13. 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 DOF el 28 de noviembre del 2016.

Los **975.79** millones de dólares, contenidos en el Programa de Inversiones de la Solicitud de Modificación, se distribuyen en 3 Actividades, de conformidad con lo siguiente:

Desarrollo (34.54 %), Producción (39.04%), y Abandono (26.42%).

Asimismo, se destaca que, como parte de la Solicitud de Modificación el Operador presupuestó un rubro denominado "Otros Egresos", por un total de 35.97 millones de dólares, 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]*

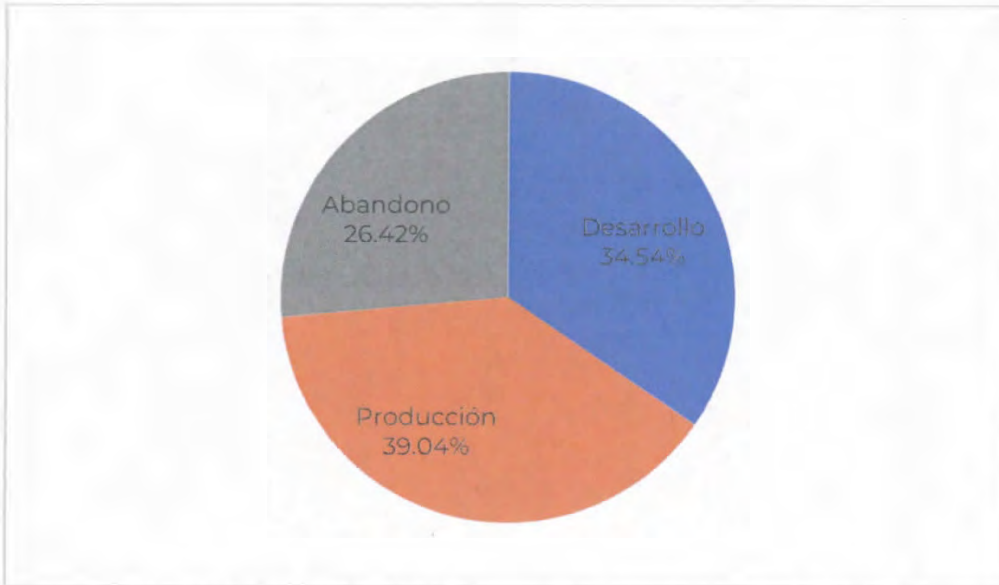


Figura 14. Distribución del Programa de Inversiones por Actividad.  
(Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por PEP)

Actividad	Sub-Actividad	Total (millones de dólares)
Desarrollo	General <sup>a</sup>	123.26
	Perforación de Pozos <sup>b</sup>	213.78
Producción	General <sup>c</sup>	247.92
	Ingeniería de Yacimientos	5.50
	Intervención de Pozos	76.38
	Operación de Instalaciones de Producción	36.24
	Ductos	10.24
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	4.66
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	257.81
Programa de Inversiones (Inversión y Gasto Operativo)		975.79
Otros egresos <sup>d</sup>		35.97
Costo Total		1,011.76

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

- Considera 3.32 MMUSD en Inversiones en Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto y Plan de desarrollo con ingeniería de detalle; así como 119.94 MMUSD de Gasto Operativo.
- Incluye 71.17 MMUSD correspondientes a un saldo pendiente de la perforación y terminación de los pozos ya concluidos Xanab-92 (40.01 MMUSD) y 600 (31.17MMUSD), debido a las políticas de pago manejadas por Petróleos Mexicanos, que en algunos casos puede llegar a ser de hasta 120 días en cada contrato.
- Considera 122.24 MMUSD en Inversiones asociadas a Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto; así como 125.68 MMUSD de Gasto Operativo.
- Se refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción y mantenimiento en las instalaciones fuera de la Asignación.

Tabla 12. Desglose del Costo Total del Proyecto.  
(Fuente: Información presentada por PEP)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top, 'Fedde' in the middle, and 'A' at the bottom.



### 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.

### d. Evaluación económica del proyecto de desarrollo del Campo Xanab

#### 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 y producción, así como la propuesta de tipo de cambio presentados por el Asignatario:

Premisas	Valor	Unidades
Producción de aceite	59.75	MMb
Producción de gas	39.36	MMMpc
Gas transferido <sup>a</sup>	33.17	MMMpc
Precio del aceite <sup>b</sup>	65.05	USD/bl
Precio del gas	3.71	USD/Mpc
Inversiones <sup>c</sup>	515.91	MMUSD
Gasto operativo <sup>d</sup>	245.62	MMUSD
Otros egresos <sup>e</sup>	17.02	MMUSD
Otros ingresos <sup>f</sup>	14.96	MMUSD
Tasa de descuento	10.00	%
Tipo de cambio	20.5	pesos / USD

Notas:

- Gas producido menos gas de autoconsumo y 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 (donde se ubica el Campo) en octubre de 2019.
- Corresponde al valor de 730.17 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 contemplan el monto de abandono proporcional correspondiente a la producción remanente, es decir el 17%. 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 39.08 millones de dólares asociados al concepto "Reserva laboral" el cual, fue considerado como gasto operativo 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. Corresponde al monto de 35.97 MMUSD, asumiendo que el Asignatario consideró durante el periodo de producción del campo una partida para el Abandono de instalaciones en otras asignaciones que manejan la producción del Campo; por lo que en la presente evaluación sólo se contempla el monto proporcional correspondiente a la producción remanente.



g. Monto que Pemex especifica se refiere a los ingresos por concepto de manejo de la producción de otros Campos en las instalaciones de Xanab, en el periodo 2019-2040.

Tabla 13. 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 **2,740.65** millones de dólares, mientras que el valor presente de las inversiones (VPI) es equivalente a **418.56** millones de dólares. Lo anterior representa una relación de VPN/VPI de **6.55** así como una relación beneficio costo (RBC) equivalente a **5.34**.

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 **917.49** millones de dólares. 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 **2.19**, así como una RBC de **1.37**.

Finalmente, como parte de la evaluación económica se hizo una estimación del VPN del Operador, asumiendo el pago del Impuesto sobre la Renta (ISR) bajo las reglas establecidas en la LISH y la Ley del ISR. Bajo dicho ejercicio, el Operador obtiene un VPN **619.93** millones de dólares, lo que representa una relación VPN/VPI de **1.48**, así como una RBC de **1.23**.

A continuación, se muestran los resultados descritos:

Indicador	Antes del Pago de Derechos e ISR	Después del Pago de Derechos <sup>a</sup>	Después del Pago de Derechos e ISR <sup>b</sup>
VPN (MMUSD)	2,740.65	917.49	619.93
VPI (MMUSD)	418.56		
VPN/VPI (USD/USD)	6.55	2.19	1.48
RBC (USD/USD)	5.34	1.37	1.23

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.

777



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).

Tabla 14. 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, 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.

A partir de la información presentada en esta sección Análisis económico considerando las premisas expuestas, se concluye que los montos estimados permitirían realizar las actividades contempladas en el PDE bajo condiciones económicamente viables considerando el régimen fiscal aplicable.

#### i) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

La Asignación A-0369-2M-Campo Xanab se localiza en aguas territoriales del Golfo de México a 24 km al Noreste de la TMDB, frente a las costas del Municipio de Paraíso, Tabasco. Cuenta en total con 27 pozos perforados y 1 pozo en etapa de perforación. A la fecha de corte del plan nuevo considerando los volúmenes propuestos a recuperar al 30 de septiembre de 2019 se tienen 9 pozos productores, 15 cerrados sin posibilidades, 2 taponados definitivos y 1 pozo en perforación, con lo que se contempla recuperar un volumen de aceite de 59.75 MMb y 39.36 MMMpc de gas, en la categoría 3P, de los cuales en la categoría 2P corresponden 30.57 MMb de aceite y 20.2 de MMMpc de gas; y 29.18 MMb de aceite y 19.16 MMMpc de gas corresponden a reserva en categoría Posible.

La Asignación A-0369 – 2M – Campo Xanab actualmente cuenta con dos plataformas tipo Octápodo y dos tipos Estructura Ligera Marina donde se tienen los pozos productores, las plataformas Xanab-A, Xanab-B y Xanab-D fluyen hacia Xanab C, mediante tres líneas de 24" Ø x 3 km, 24" Ø x 1.3 km y 20" Ø 5.88 km respectivamente. Por tanto, la producción total del campo se une en la plataforma Xanab-C y de ahí se transporta por el Oleogasoducto de 36" Ø x 15 km, hacia Yaxché- A donde se mezcla con la producción del campo Yaxché y fluye en forma conjunta por la línea (L-397) de 36" Ø x 23 km hacia la TMDB para su proceso (TMDB).



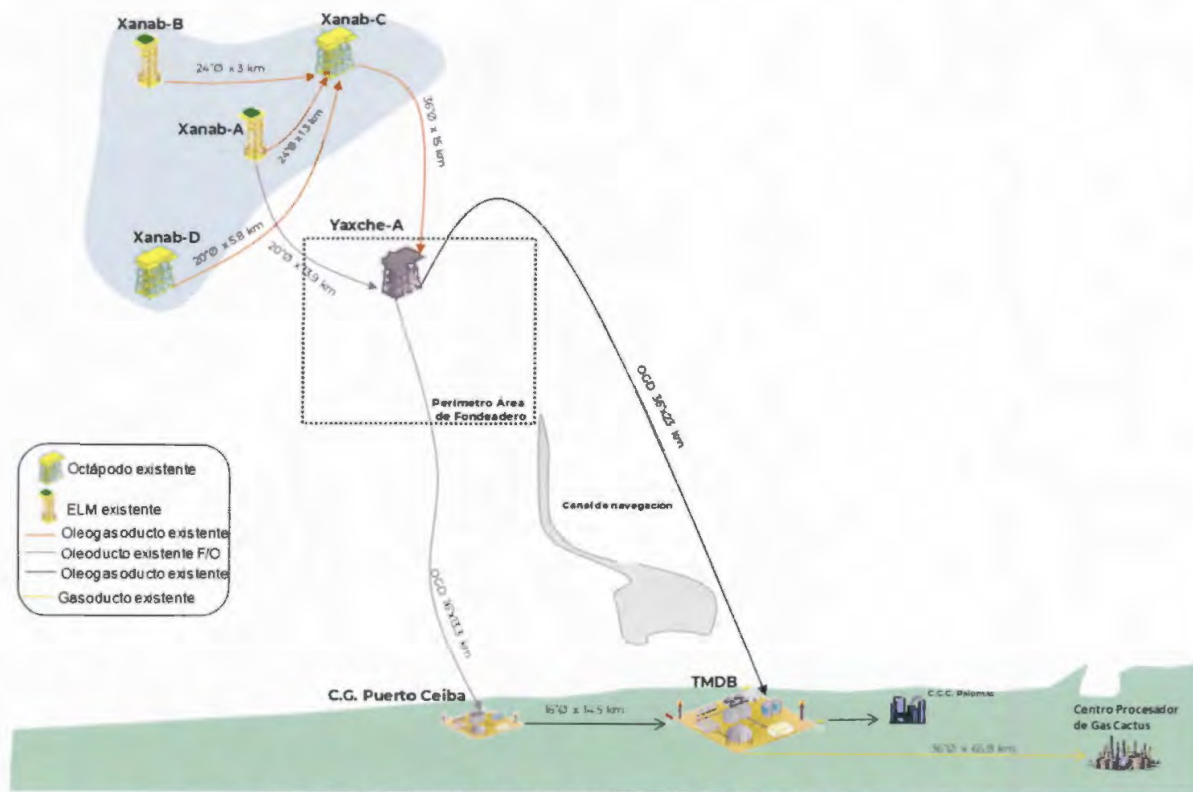


Figura 15. Infraestructura actual de la Asignación Xanab.  
(Fuente: PEP)

Derivado de la solicitud de Modificación al PDE de la Asignación y de conformidad con lo establecido en los artículos 6, 9, 19, 21, 22, 23, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40, 42, 43 y 44, de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH), la Dirección General de Medición llevo a cabo el análisis y revisión de la información presentada por Asignatario, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Para lo cual se identifica la siguiente propuesta evaluada:

El manejo de la producción de aceite de la Asignación A-0369-2M- Campo Xanab se efectúa dentro de las plataformas Xanab-A, Xanab-B, Xanab-D y Xanab C, donde se realizará la medición operacional en pozo bajo el esquema de medición convencional con separador de prueba con sistemas de medición tipo Coriolis y con un medidor de corte de agua en línea y un sistema para toma de muestra manual, en cada una de las plataformas con un alcance de medición entre los 10 a 15 Mbd.

Posteriormente la producción de los pozos es enviada por ductos a la Bateria de Separación Litoral ubicada en la TMDB, el proceso de

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'Fede', '777', and other illegible marks.]*



separación fase líquida del FA-100 sale hacia el separador de segunda etapa de intermedia FA-6200 el cual cuenta con un Sistema de Medición FE-6200 tipo Coriolis con un alcance de 150 Mbd, el hidrocarburo liquido separado es enviado al proceso de crudo ligero de la Terminal Marítima Dos Bocas en el área de estabilizado para después ser cuantificado con el sistema de medición SM-900B con medidores de Flujo Másico con tecnología tipo Coriolis, en seguida el hidrocarburo líquido es enviado al área de deshidratación o bien incorporarse al crudo pesado en la misma área de estabilizado, poniendo en condiciones de calidad de conformidad con lo establecido en el artículo 28 de los LTMMH, antes de ser enviado a los Puntos de Medición propuestos por el Asignatario en las instalaciones de la TMDB y del Centro Comercializado de Crudo Palomas, cabe resaltar que dentro de la Terminal Marítima Dos Bocas se realizan mediciones de transferencia de manera dinámica y mediciones referenciales de manera estática y manual en los tanques verticales con la finalidad de obtener los datos necesarios para el balance de la instalación, para el caso del hidrocarburo que es enviado al Centro Comercializador de Crudo Palomas es medido a la salida de la Terminal Marítima Dos Bocas con el sistema de medición SM-800 tipo Turbina.

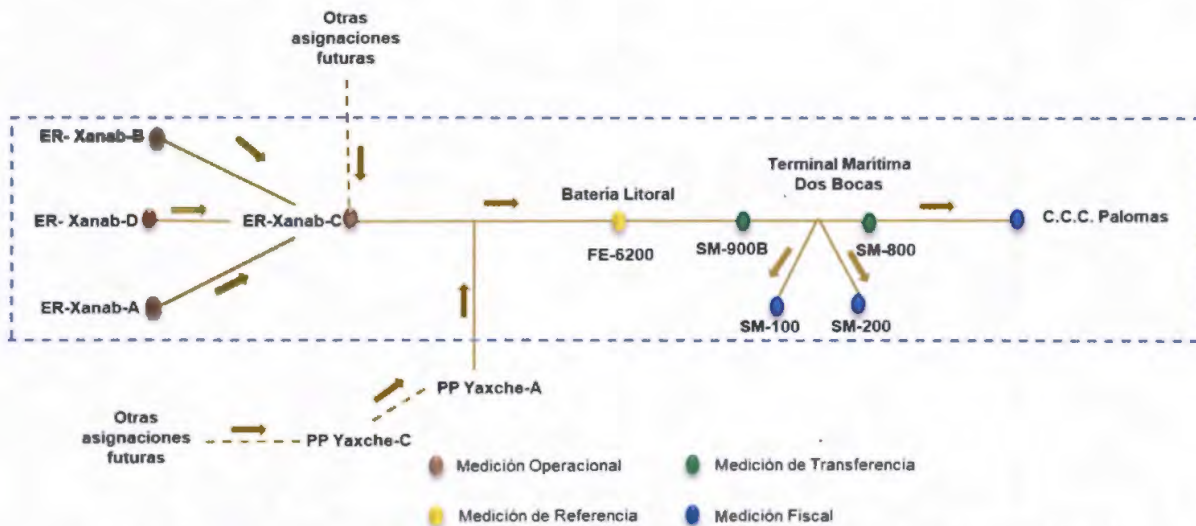


Figura 16. Manejo y Medición de petróleo de la Asignación A-0369-2M-Campo Xanab. (Fuente: PEP)

En cuanto al manejo de la producción de gas de la Asignación se lleva acabo de igual manera dentro de las plataformas Xanab-A, Xanab-B, Xanab-D y Xanab-C, donde se realizará la medición operacional en pozo bajo el esquema de medición convencional con separador de prueba con sistemas de medición tipo Coriolis, en cada una de las plataformas con un alcance de medición entre los 7 a 15 MMpc.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'd', '777', and 'Fest']*



La producción de los pozos de la Asignación es enviada por ductos a la Batería de Separación Litoral, ubicada en la TMDB, el proceso de la primera fase de separación FA-100, el gas sale hacia la primera etapa de rectificación FA-102 midiéndose con el sistema de medición FA-104 tipo V-Cone, además del gas recuperado en el separador de segunda etapa de separación de intermedia FA-6200, el cual el gas obtenido se mide con los sistemas de medición FE-6204 y FE-6201 tipo Ultrasónicos, ambas corrientes de gas son enviadas a la Estación de Compresión ubicada dentro de la TMDB, la cual cuenta con 3 turbocompresores con capacidad nominal de manejo de 70 MMpcd por cada equipo, la descarga de gas de cada uno de los turbocompresores de alta midiéndose en los sistemas de medición FE-11401, FE-12401 y FE-13401 tipo Placa de Orificio.

Este gas se integra a la producción proveniente del Centro de Proceso Litoral por la Línea 5, el cual tiene como destino final a los Puntos de Medición propuestos por le Asignatario en las instalaciones de los Centros Procesadores de Gas Cactus y Nuevo Pemex.

Los condensados generados en la Estación de Compresión cuentan con su respectiva infraestructura para la reincorporación al proceso de aceite para su manejo, así mismo, del condensado que se genera durante la trayectoria de transporte desde la TMDB hacia los Centros Procesadores de Gas de Gas Cactus y Nuevo Pemex donde el Asignatario propone estos Puntos de Medición para la medición Fiscal de Condensado.

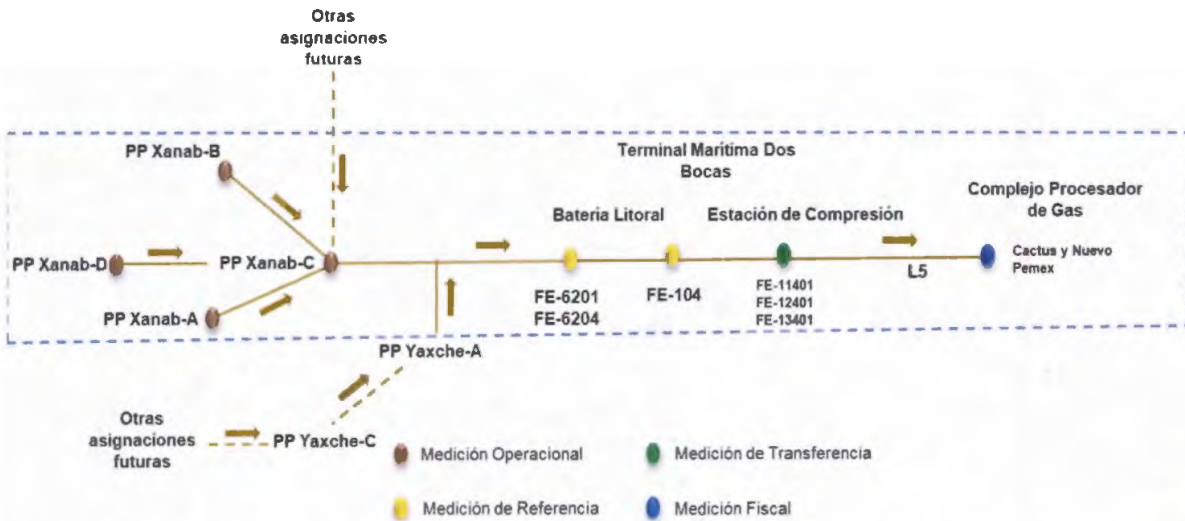


Figura 17. Manejo y Medición de gas de la Asignación A-0369-2M-Campo Xanab. (Fuente: PEP)

*[Firmas manuscritas]*

777

Febre

G

*[Firma]*

### **Medición de Petróleo**

Para el manejo, medición y determinación del volumen y calidad del Petróleo, el Asignatario manifiesta que, una vez acondicionado el Petróleo conforme a lo descrito anteriormente, este es enviado a los Puntos de Medición de la TMDB y el Centro Comercializador de Crudo (CCC) Palomas, donde son medidos a través de medidores del tipo turbina en la terminal a través de los paquetes de medición SM-100 y SM-200, y medidores tipo ultrasónicos en el Centro Comercializador de Crudo los cuales están instalados en varios paquetes de medición PA-100, PA-200, PA-300, donde a partir de estos puntos los volúmenes y calidades son asignados mediante una metodología de prorrateo presentada en PDE hacia la Asignación.

### **Medición Gas Natural**

Para el manejo, medición y determinación del volumen y calidad del Gas, el Asignatario manifiesta que, una vez acondicionado el Gas conforme a lo descrito anteriormente, este es enviado a los Puntos de Medición ubicados en los Centros de Proceso de Gas (CPG) Nuevo Pemex y Cactus, donde se medirá de manera directa mediante medidores del tipo presión diferencial por placa de oficio en los sistemas PM-11 (Nuevo Pemex) y PM-66 (Cactus) y su calidad determinada a través de cromatografía de conformidad con el artículo 25 de los LTMMH, y asignados los volúmenes mediante la metodología de prorrateo presentada en el Plan de Desarrollo hacia la Asignación.

### **Medición de Condensado**

Para el manejo, medición y determinación del volumen y calidad del Condensado, el Asignatario manifiesta que, derivado de la filosofía de operación presentada los condensados serán determinados de dos maneras, una teórica sustentada a través del estándar API MPMS 14.5 y CPA 2145 para lo cual utilizará como insumo los resultados de análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado por los sistemas de medición ubicados a boca de pozo o separador de prueba, así mismo de los análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificados por los Puntos de Medición de gas propuestos; y en cuanto a la parte de líquidos recuperados de los procesos en tierra, estos se envían a los Puntos de Medición ubicados en los CPG Nuevo Pemex y Cactus, donde se medirá de manera directa mediante medidores del tipo presión diferencial por placa de oficio en los sistemas FE-4420 I, FE-4420 II y medidores tipo Coriolis en los FE-4420 III y FE-4420 IV (Nuevo Pemex), así como en los sistemas FE-420 por Coriolis y FE-1420 por placa de orificio (Cactus).

Handwritten signatures and initials in blue ink on the right side of the page, including a large signature at the top, a checkmark-like symbol, a signature with the number '777' below it, and another signature at the bottom.



### **Medición de agua**

La determinación de valores de % agua y densidad, son provistos por los instrumentos instalados en los sistemas de medición y como una mejor práctica se realizan las actividades de trazabilidad del instrumento y otra a través de la validación de muestras de fluidos para su análisis en laboratorios. En cuanto al manejo y medición del agua congénita obtenida en los procesos de deshidratación de la TMDB es enviada a una planta de proceso para retirar el aceite que pueda contener antes de ser enviada a pozos de captación, esta agua obtenida es medida de manera manual (estática) en los tanques verticales antes de ser enviada a la planta, cumpliendo así con lo establecido en el artículo 23 de los LTMMH.

### **Producción y balance de los Hidrocarburos**

Para la elaboración del balance de los Hidrocarburos producidos en la Asignación A-0369-2M-Campo Xanab, el Asignatario propone los procedimientos denominados "Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Producción de Aceite de la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS02" y "Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Producción de Gas Natural en la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS02", donde se considera la producción de aceite, gas y agua del campo Xanab, cuantificada en un separador de prueba con medidores de tipo Coriolis en las Plataformas Xanab-A, Xanab-B, Xanab-C y Xanab-D y la toma de muestra manual de los hidrocarburos, así como la producción, presión, temperatura y corte de agua serán obtenidas en la Batería Litoral ubicada en la TMDB y en el CCC Palomas (para aceite), y Estaciones de Compresión en la Batería Litoral, CPG Cactus y Nuevo Pemex (para gas), en los cuales se procesa y se lleva a cabo la distribución de los volúmenes producidos del campo Xanab.

En los puntos de medición de la Asignación Xanab se cuantifica el flujo de hidrocarburo que es enviado de los pozos a las plataformas de Xanab-A, B y D hacia Xanab-C para posteriormente ser enviado a la plataforma de Yaxché-A y después hacia la Batería de Separación Litoral en la TMDB. Actualmente existe un oleogasoducto que conecta de Xanab-A hacia Yaxché-A que se encuentra fuera de operación, pero como flexibilidad operativa puede ser utilizado para transferir la corriente de la Asignación.

Cabe señalar que en el CCC Palomas y en los CPG de Cactus y Nuevo Pemex confluye la producción de más de una Asignación, por lo que la corriente de Xanab se mezcla con otras Asignaciones, por lo que es necesario realizar un cálculo de prorateo y asignación de los volúmenes



que confluyen a dichas instalaciones. Los procedimientos propuestos consideran las actividades, movimientos operativos programados y no programados, aforos de pozos, traspasos, desincorporación de gas (quemado, autoconsumo, sellos, bombes neumáticos, entre otros) y los cálculos generales para realizar los balances de la producción.

Asimismo, el Asignatario presenta un procedimiento para la determinación de la participación volumétrica del hidrocarburo líquido y gaseoso en los sistemas de medición del tipo fiscal, transferencia, referencia y operacional, en el cual se establece la asignación de la producción en función de los resultados provenientes de los sistemas de medición fiscal, factores de reparto de acuerdo a movimientos y eventos operativos, cálculos de los factores de distribución conforme a los volúmenes de las corrientes, así como, de empaque y desempaque.

Para la determinación de los volúmenes de condensados equivalentes del gas medido, el Asignatario menciona que realizará el cálculo con base al API MPMS 14.5 (Manual of Petroleum Measurement Standards) mediante el uso del análisis cromatográfico del gas medido.

#### **a. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos**

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

Handwritten signatures and marks in blue ink on the right side of the page. The top signature appears to be 'Fedepe' with a checkmark. Below it is another signature, followed by the number '777'. Further down is a signature that looks like 'Hidalgo'. At the bottom right is a large, stylized signature.

Datos Generales:

Nombre del Asignatario o Contratista  
 No. de Contrato o Asignación  
 Nombre de la Asignación o Área Contractual  
 Tipo de Plan a evaluar

Pemex Exploración y Producción

A-0369-2M Campo Xanab

Campo Xanab

Plan de Desarrollo



Comisión Nacional de Hidrocarburos

No.	Artículo de los LTM/H Contrato/Guia	Requerimiento	Criterio de evaluación	Presencia SI/NO	Cumplimiento SI/NO	Descripción breve de la Información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.M.	LTM/H, Capítulo II y IV	Determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	Si	Si	El Asignatario presenta y describe la propuesta para el manejo de los hidrocarburos de la Asignación Xanab en cada una de las mediciones de tipo Operacional, Referencial, Transferencia y Fiscal, así como el proceso para la determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos manejados de esta Asignación	Debe resaltar que esta Asignación solo prevé producción hasta el año 2028, esta se mezcla producción del campo Yaccha ambas producciones son enviadas hacia TMOB (Batera Litoral) en donde se realiza su proceso de separación, establecido bombeo, compresión y medición
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTM/H, Capítulo II	De los sistemas de medición	Si	Si	El Asignatario presenta la propuesta de los Sistemas de Medición utilizados durante el recorrido de la molécula del hidrocarburo de la Asignación Xanab desde los Pozos que utiliza medición tipo Operacional, pasando por las mediciones de Referencia y de Transferencia ubicados en la Batera de Separación Litoral en la Terminal Marítima Dos Bocas, llegando a la medición Fiscal en los Puntos de Medición propuestos para el Hidrocarburo Aceite ubicados en la Terminal Marítima Dos Bocas y Centro Comercializados de Crudo Palomas, y para el hidrocarburo Gas en los Centros de Proceso de Gas Ciudad Pemex y Cactus, así mismo para el hidrocarburo condensado los ubicados en los Centros de Proceso de Gas Cactus y Nuevo Pemex.	Dentro del Plan de Desarrollo para la Extracción se plantea la estrategia de transportar la producción de los campos nuevos (Suuk, Xikin, Uchbal, Polucha, Mucich, Teel, Tacama, Teek), utilizando la infraestructura del campo Xanab plataforma y ductos, sin interferir en la medición operacional del hidrocarburo de la Asignación Xanab.
3	42. fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTM/H	Si	Si	El Asignatario presenta su política de medición la cual se encuentra basada en la aplicación y cumplimiento a la normatividad aplicable, así como a la adopción de un sistema de gestión basado en la norma ISO 10012, asegurando su confiabilidad metrológica a través de las mejores prácticas y estándares establecidos en su plan rector.	De acuerdo a la información presentada se identifica que la política de medición se encuentra sustentada en un documento conocido como plan rector de medición, el cual cuenta con la finalidad de implementarla y difundirla al interior de la organización.
4	42. fracción II	Procedimientos	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración de confirmación metrológica, de mantenimiento.	Si	Si	El Asignatario presenta el procedimiento para el mantenimiento a los sistemas de medición el cual se encuentra ubicado en los anexos del Mecanismo de Medición, carpeta 8.- Procedimientos	Del procedimiento presentado de mantenimiento, su objetivo establece las actividades, roles y responsabilidades del proceso de mantenimiento a los sistemas de medición de hidrocarburos líquidos y gaseosos en PEP, para conservar la confiabilidad metrológica y operativa de estos
		Confirmación metrológica		Si	Si	El Asignatario presenta el procedimiento para la confirmación metrológica a los sistemas de medición, el cual se encuentra ubicado en los anexos del Mecanismo de Medición, carpeta 8.- Procedimientos	Del procedimiento presentado de confirmación metrológica, su objetivo establece el mecanismo para la confirmación metrológica de sistemas de medición de hidrocarburos correspondientes a PEP, a fin de asegurar que las características metrológicas del equipo de medición cumplan con los requisitos metrológicos del proceso de medición.
		Elaboración de balance		Si	Si	El Asignatario presenta los procedimientos para la aplicación y elaboración de los balances del hidrocarburo producido de la Asignación, el cual se encuentra ubicado en los anexos del Mecanismo de Medición, carpeta 8.- Procedimientos	Del procedimiento presentado para la elaboración de balance, su objetivo establece la secuencia de actividades que se deben de realizar en el proceso de balance de producción para calcular e integrar en los sistemas establecidos los volúmenes de los hidrocarburos. Así mismo, dentro del apartado de producción y balance, presentado en el Mecanismo de Medición, se especifican premisas de los balances utilizados para esta Asignación.
		Calibración de los instrumentos de medida		Si	Si	El Asignatario presenta el procedimiento para la calibración a los sistemas de medición e instrumentos que los conforman, el cual se encuentra ubicado en los anexos del Mecanismo de Medición, carpeta 8.- Procedimientos	Del procedimiento presentado de calibración, su objetivo establece las actividades específicas, roles y responsabilidades que deberán aplicarse al proceso de calibración de los sistemas de medición de hidrocarburos en PEP para asegurar la trazabilidad metrológica a patrones nacionales y/o internacionales.
5	42. fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTI's, isométricos) se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacional, referencial y de transferencia existentes.	Si	Si	El Asignatario presenta el diagrama general del proceso donde se identifican los diferentes tipos de medición a realizar, así mismo también se presenta los diagramas correspondientes a las instalaciones que conforman al Mecanismo de Medición desde el pozo hasta el Punto de Medición, esta información se encuentra ubicada dentro del anexo del Mecanismo de Medición en el apartado Art. 42.II. Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas se presenta la identificación y descripción de las características de los sistemas de medición tanto para hidrocarburos líquidos, gaseosos y condensados, incluyendo las mediciones de transferencia, referencia y operacional.
6	42. fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19 fracción I de los LTM/H	Si	Si	El Asignatario presenta la ubicación de los sistemas de medición incluyendo los Puntos de Medición propuestos mediante coordenadas geográficas conforme al formato solicitado en el Plan de Desarrollo para la Extracción, así también de presentar su categoría o uso, imagen o diagrama donde se identifiquen los sistemas de medición, la información se encuentra ubicada dentro del anexo del Mecanismo de Medición en el apartado Art. 42.N. Ubicación de los instrumentos de Medición.	Estas ubicaciones y posibles cambios deberán mantenerse actualizados y deberán formar parte del censo que se entrega anualmente de conformidad con los LTM/H y utilizando los formatos correspondientes.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*



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 en sitio o bien los a utilizar en caso de no contar con ellos, de conformidad con el artículo 22 de los LTMH	Si	Si	De acuerdo a la información presentada por el Asignatario, se identifican los isométricos correspondientes a los sistemas de medición que intervienen en la cuantificación de los hidrocarburos provenientes de la Asignación, en los cuales se observa la conformación de los elementos considerados de los sistemas de medición, información ubicada dentro del anexo del Mecanismo de Medición en el apartado Art. 42 V. Diagramas de los instrumentos de Medida	Adicionalmente presenta algunos DTI's, estos diagramas deberán mantener actualizados ya que forman parte de la información documental de los Mecanismos de Medición.
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	Si	El Asignatario presenta la descripción para esta Asignación, no se dispone de un Punto de Medición compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero según lo establece el Artículo 20 de los LTMH vigentes	El Asignatario reitera que dentro del Mecanismo de Medición presentado, no se dispone de un Punto de Medición Compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero
9	42. fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	Si	Si	El Asignatario presenta los programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación de los Mecanismos de Medición presentados conforme a lo establecido en los LTMH, el cual están incluidos todos los sistemas de medición y Puntos de Medición propuestos para la cuantificación del hidrocarburo de esta Asignación. Información ubicada dentro del anexo del Mecanismo de Medición en el apartado Art. 42 VII. Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la Medición de los Hidrocarburos	Entre los programas o cronogramas se encuentran los relacionados con la implementación de los procedimientos, así como el desarrollo de actividades para el cumplimiento a los requerimientos de implementación de los Mecanismos de Medición de la Asignación.
10	42. fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTMH y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conformen el Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición correspondientes como soporte	Si	Si	El asignatario presenta los presupuestos de incertidumbre correspondientes a los Puntos de Medición propuestos y de algunos sistemas de medición de referencia y transferencia, así como los programas para su actualización de los datos de incertidumbre asociada a los sistemas de medición que intervienen en la cuantificación del hidrocarburo de esta Asignación, con la finalidad de mantener una mejora continua a los sistemas de medición y cuentan con el sustento necesario para que sus elementos sean rastreables e identificados, información ubicada dentro del anexo del Mecanismo de Medición en el apartado Art. 42 VIII. Incertidumbre de Medida	Es importante resaltar, que no todos los valores están dentro de lo establecido, sin embargo se identifica el compromiso de mejora a corto plazo por parte del Asignatario para tener un mejor aseguramiento de la medición, esto a través de un programa de estimación de la incertidumbre el cual fue presentado como parte del Plan de Desarrollo
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 LTMH	Si	Si	Se presentada por el Asignatario las inversiones y gastos operativos relacionados con medición hasta el año 2027, para los sistemas de medición de la Asignación, los cuales se describe que será un insumo para el cumplimiento de los programas de implementación de los Mecanismos de Medición	Estas inversiones presentadas por el Asignatario pretenden mantener dentro de los límites establecidos en los LTMH, los niveles de incertidumbre de los sistemas de medición y Puntos de Medición propuestos presentados dentro del Mecanismo de Medición, siempre y cuando se lleve a cabo el correcto seguimiento a las mismas
12	42. fracción X	Programa de implementación de la Bitácora de registro	Deberá dar cumplimiento al artículo 7, fracción IV artículo 10, artículo 42 fracción X, artículo 50	Si	Si	De acuerdo a la información presentada por el Asignatario, se identifica que la bitácora de registro ya se encuentra implementada y se muestra el proceso de actualización, el cual que esta cumple con los requerimientos mismos de información a contener de acuerdo a lo establecido en los LTMH, información ubicada dentro del anexo del Mecanismo de Medición en el apartado Art. 42 X. Programa de implementación de la Bitácora de Registro	Cabe resaltar que la información a contener dará cumplimiento a lo solicitado en los LTMH, resaltando que durante los años 2019 y 2020 se mantendrá en actualización de los registros, además de iniciar con la implementación del sistema de gestión gerenciamiento de la medición, información que estará contenida en la bitácora de registro como repositorio electrónico
13	42. fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Si	Si	El Asignatario presenta los programas de diagnósticos a los sistemas de medición y Puntos de Medición propuestos, que conforman los Mecanismos de Medición, información que se encuentra ubicada dentro del anexo del Mecanismo de Medición en el apartado Art. 42 XI. Programa de Diagnóstico	Es sustancial que el Asignatario se compromete a dar seguimiento y cumplimiento a los programas de diagnósticos presentados dentro del Mecanismo de Medición para asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición
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 de personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación	Si	Si	El Asignatario presenta las evidencias de las competencias técnicas del personal relacionado con medición, incluyendo los CV's correspondientes, información ubicada dentro del anexo del Mecanismo de Medición en el apartado Art. 42 XII. Competencias Técnicas	Adicionalmente el Asignatario presenta el programa de capacitación del personal en el cual se encuentra incluido el Responsable Oficial de la Asignación propuesto
15	42. fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	Si	Si	El Asignatario presenta la propuesta de cinco indicadores de desempeño, del cual exhibe los instructivos para la aplicación de las fichas técnicas de cada uno de los indicadores que presenta como propuestas, información que se encuentra en los anexos de medición, los cuales cumplen con la información mínima a contener de acuerdo a lo establecido en el artículo 42 de los LTMH	Se identifica que manifiesta con estos indicadores el cumplimiento a lo solicitado en los LTMH para los indicadores, sin embargo una vez implementados estos deberán ser evaluados en su ejecución y cumplimiento adicionalmente se presentan los instructivos y programas para la implementación y aplicación de los indicadores propuestos.
16	42. fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 9, incluyendo sus datos generales como es el puesto que ocupa en la empresa y sus datos de contacto	Si	Si	El Asignatario presenta los datos generales y evidencia documental de la designación del Responsable Oficial, en el formato solicitado dentro del plan de desarrollo para la Extracción	Se identifica al Administrador del activo integral de producción bloque AS02-03, como responsable oficial de la Asignación Xanab.
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, verificar en diagramas	Si	Si	De acuerdo a los diagramas presentados no se identifican derivaciones en los sistemas de medición	
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	Si	El Asignatario presenta el estado de los sistemas telemétricos con que cuenta en los Puntos de Medición propuestos de conformidad con lo establecido en el artículo 19, así mismo presenta el estado de los sistemas telemétricos de los sistemas de medición de transferencia	Adicionalmente se identifica que estos pueden ser visualizados a través del portal PEP-CNH, el cual sigue en actualización para mejora.
19	19. fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes Lineamientos	Si	Si	El Asignatario presenta los procedimientos para la determinación de calidad y asignación del hidrocarburo, el Asignatario asegura su determinación en los Puntos de Medición propuestos	Se identifica que para el aceite, gas y condensado los Puntos de Medición propuestos cumplirán con la calidad, utilizando la infraestructura existente de Pemex, resaltando que la producción solo llegará hasta el año 2028.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'Fede' and '777']*



20	19. fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resguardar la información.	Si	Si	Los Puntos de Medición propuestos cuentan con elementos terciarios (computador de flujo) los cuales cuentan con seguridad para su acceso y contienen los algoritmos de cálculo para la determinación de los volúmenes netos.	Adicionalmente se presenta las referencias con que sustentan la aplicación de los algoritmos de cálculo para determinar el volumen.
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales.	Si	Si	Se presentan certificados de calibración como evidencia de la trazabilidad de los instrumentos de medida, información ubicada en los anexos del Mecanismo de Medición carpeta VII-Incertidumbre de Medida.	Se identifica que hay programas asociados a la calibración con lo cual el Asignatario asegure la trazabilidad de los instrumentos, programas que deberán ser actualizados anualmente.
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 casos excepcionales, Patrones portátiles.	Si	Si	El Asignatario presentó las características técnicas de los diferentes probadores bidireccionales empleados en los Puntos de Medición.	El Asignatario deberá de mantener la información actualizada, por lo que será importante que esta información se encuentre resguardada mediante su sistema de gestión y gerenciamiento, por otra parte se resalta que donde no se cuenta con estos patrones la trazabilidad se dará a través de terceros acreditados.
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	Si	El Asignatario presenta la determinación de valores de % agua y densidad, son provistas por los instrumentos instalados en los sistemas de medición y como una mejor práctica se realizan las actividades de trazabilidad del instrumento y otra a través de la validación de muestras de fluidos para su análisis en laboratorios. Asimismo, para el agua congénita, es procesada y manejada en la Terminal Marítima Dos Bocas donde se procesa a través de una planta de tratamiento y se envían a los pozos de captación.	Dentro del anexo del Mecanismo de Medición durante las mediciones efectuadas del hidrocarburo se identifica con forma a la Normatividad la realización de muestras de fluidos para el análisis en laboratorio, para determinar el % de agua y sedimentos.
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.	No	No	No presenta propuesta de medición multifásica para la medición en pozos.	El Asignatario presenta la medición operacional a nivel pozo bajo el esquema de la medición convencional que utiliza un separador de prueba con internos de alta eficiencia y medidores tipo Coriolis.
25	VI 9 anexo I guías de planas	Medición en pruebas de pozo	Presentar la descripción breve de los puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor, incertidumbre asociada, y calidad de los hidrocarburos, adicional la ubicación en la que se entregaran al comercializador los hidrocarburos.	Si	Si	El Asignatario contempla efectuar programas de toma de información en los próximos pozos a perforar y terminar, durante la prueba de presión producción se requerirá contar con los separadores de prueba con sistemas de medición tipo operacional contemplados para la Asignación Xanab mismos que deberán estar en condiciones óptimas para su uso, permitiendo efectuar mediciones por los diámetros de estrangulador propuestos durante las curvas de decremento y la evaluación de las condiciones de explotación mediante el ajuste de los modelos de flujo multifásico.	El Asignatario deberá de remitir a la Comisión los datos de producción por pozos de acuerdo con lo establecido en los LTRM-H.

Figura 18. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos.

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

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el oficio 250.788/2019 de fecha 10 de diciembre de 2019, respectivamente a lo cual mediante oficio 352-A-I-057 recibido el 16 de Diciembre en esta Comisión respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario y correspondiente a la Asignación A-0369-2M- Campo Xanab, *"...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la Comisión relacionado con esta propuesta."*, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

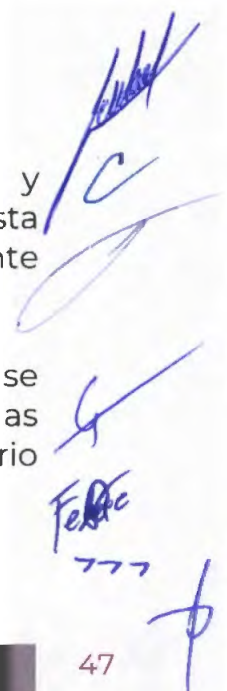
- 1) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de Hidrocarburos.

- 2) Observar lo establecido en el 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.
- 3) De acuerdo, a lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los Hidrocarburos a evaluar en el punto de medición cumplen con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los Hidrocarburos extraídos, observando en todo momento lo indicado en este artículo.
- 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los LTMMH que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos lineamientos.
- 5) Dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de Hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y el Punto 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 cada tipo de hidrocarburo de esta 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;
2. Dar aviso a esta Comisión – Dirección General de Medición cuando se finalice con cada una de las actividades programadas relacionadas con la medición de los Hidrocarburos presentadas por el Asignatario en el PDE;





3. Dar aviso a la Comisión de la entrada en funcionamiento, reparaciones, errores y del remplazo de los Sistemas de Medición como se estipula en los artículos 48, 49, 50 y 51 de los LTMMH;
4. Dar aviso a la Comisión cuando se presente alguno de los casos que se estipula en el artículo 52, fracciones I, II, III, IV y V de los LTMMH;
5. Los volúmenes y calidades del Petróleo, Gas Natural y Condensado producidos, así como los medidos en el Punto de Medición, deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los formatos establecidos en el anexo 1 de los LTMMH y normatividad vigente. Asimismo el Asignatario deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno;
6. El Asignatario deberá adoptar un sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición basado en la norma ISO 10012, de conformidad con lo establecido en los LTMMH, el cual contendrá y resguardará la información relacionada con los sistemas de medición y de los Mecanismos de Medición;
7. Para el cumplimiento del artículo 10 de los LTMMH, deberá proporcionar el balance y los reportes de producción conforme a los formatos definidos por la CNH, en el Anexo I de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial;
8. Actualizar y mantener actualizado el censo de los sistemas de medición usados en los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición tipo operacional, de referencia y transferencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen;
9. El Asignatario deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición;
10. El Asignatario deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en los Puntos de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH;

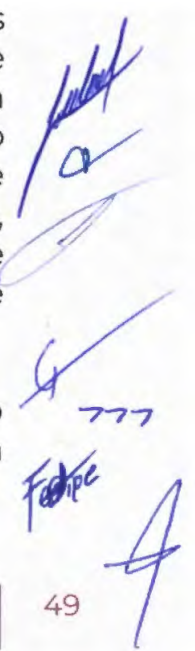
Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top, a signature with 'G' below it, a signature with 'Fedec' below it, and a signature with '777' and 'A' below it.

11. El Asignatario deberá reportar los condensados equivalentes calculados en los Puntos de Medición propuestos en los Centros de Proceso de Gas, mismos que se deberán de calcular tomando como base el estándar API MPMS 14.5 utilizando como insumo los resultados de análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado para el área de la Asignación;
12. El Asignatario deberá de realizar con el análisis cromatográfico obtenidos en los separadores de prueba de las Plataformas Xanab-A, B, C y D, derivado que será el punto donde la corriente de la Asignación se encuentra individualizada de las otras corrientes que llegan a la Batería Litoral ubicada en la TMDB;
13. Deberá ser verificada, evaluada y actualizada la propuesta de los Indicadores de desempeño para su cumplimiento, con la finalidad de contar con evidencia de estos, para demostrar el desempeño de los instrumentos de los Mecanismos de Medición, dando cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33, y
14. 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.

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**

La estrategia de comercialización presentada por el Asignatario contempla el envío de los Hidrocarburos desde las instalaciones propias de la Asignación conjuntando la producción en la plataforma Xanab-C; de dicha instalación se transporta la producción hacia la instalación de Yaxché-A donde se mezcla con corrientes provenientes de otras Asignaciones.

La producción puede llegar a tierra por dos vías, la vía usual es con llegada a la TMDB, la vía alterna es el envío de la producción a la Batería Puerto Ceiba.

El hidrocarburo líquido es separado en la TMDB y en la misma instalación puede ser comercializado. El gas separado se envía al CPG Cactus para ser comercializado en dicha instalación.

El hidrocarburo líquido producido en el área de Asignación se empleará en las dietas de elaboración de las mezclas de crudo que se realizan en la TMDB, las cuales contienen las siguientes especificaciones para su Exportación y Refinación:

<b>ANÁLISIS TÍPICO DEL CRUDO "MAYA"</b>	
<b>°API</b>	21.0 - 22.0
<b>VISCOSIDAD (SSU100F)</b>	356
<b>AGUA Y SEDIMENTO (%VOL)</b>	0.5
<b>AZUFRE (%PESO)</b>	3.4
<b>PVR (LB/IN)</b>	5.15
<b>PUNTO DE ESCURRIMIENTO (°F)</b>	-25
<b>SALINIDAD (LB/1000 BBL)</b>	50
<b>TEMPERATURA (°F)</b>	110 - 122

*Tabla 20. Análisis típico del Crudo "Maya".*

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and the number 777]*



### ANÁLISIS TÍPICO DEL CRUDO "ISTMO"

°API	32.0 - 33.0
VISCOSIDAD (SSU100F)	55
AGUA Y SEDIMENTO (%VOL)	0.5
AZUFRE (%PESO)	1.8
PVR (LB/IN)	5.75
PUNTO DE ESCURRIMIENTO (°F)	-35
SALINIDAD (LB/1000 BBL)	50
TEMPERATURA (°F)	90 - 105

Tabla 15. Análisis típico del Crudo "Istmo".

Para realizar la comercialización, los escenarios de precios de Hidrocarburos de largo plazo se definen considerando la información disponible en el momento de su emisión. La metodología empleada por el Asignatario parte de la proyección de precios de un crudo marcador, como el Brent Dated o West Texas Intermediate, así como el precio del gas natural en el sur de Texas.

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

En el caso particular de la determinación del precio de los hidrocarburos para el Área de Asignación, el Asignatario señala que se tiene un mecanismo de determinación de precio basado en el rendimiento de los hidrocarburos y de su relación con los productos comercializados (Crudo Istmo, Crudo Maya).

La tarifa de transporte por concepto de Logística es la tarifa ponderada por los puntos de venta y considera lo facturado por PEP por los servicios prestados por las Empresas Productivas Subsidiarias, resultando en una tarifa ponderada de 0.84\* [USD/bbl] para el aceite y de 0.0\* [USD/Mpc] para el gas.

\*Es importante reiterar que las tarifas señaladas son estimadas y preliminares, pues se encuentran a la espera de la revisión y validación u autorización por parte del Órgano Regulador correspondiente, así como al interior de Pemex.

Por lo anteriormente expuesto, se considera que, con la información proporcionada por el Asignatario, se da cumplimiento al numeral 4.2.5 de los Lineamientos al ser consistente con la filosofía de operación de éste,

considerando la infraestructura disponible y el aporte de producción para la elaboración de las mezclas mexicanas de exportación.

Finalmente, respecto al crudo marcador Brent Dated, se recomienda al Asignatario considerar identificar otro tipo de crudo marcador, pues las estadísticas del crudo Brent muestran tendencias a la baja respecto a su volumen de producción y uso en el mercado internacional.

### **k) Programa Aprovechamiento del Gas Natural**

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación fue aprobado mediante la Resolución CNH.E.37.002/18, de fecha 20 de junio de 2018, 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-0369-2M-Campo Xanab.

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 año 2020 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 2020 hasta el año 2028, es decir, toda la vida productiva restante del campo Xanab, dentro de la Asignación A-0369-2M-Campo Xanab. 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<sub>p</sub> = Gas Natural Asociado producido (volumen/año)  
G<sub>A</sub> = 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:

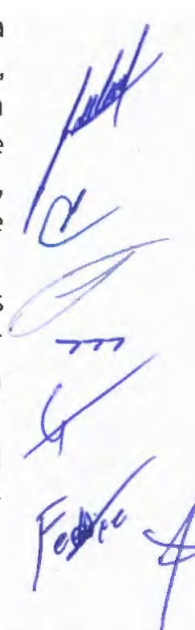
$$MAG_{2019} = \left[ \frac{6.241 + 0 + 0 + 22.797}{30.12 + 0} \right]$$

$$MAG_{2019} = \left[ \frac{29.038}{30.12} \right]$$

$$MAG_{2019} = 96.4 \%$$

Para el año 2019 la MAG sería inferior a la MAG de 98 % aprobada debido a lo siguiente establecido por el Asignatario:

- Incremento del bacheo en la línea de transporte al restituir la producción después de cierres en actividades de altos inventarios, variaciones en volúmenes de líquido y gas que provocan inestabilidad en el proceso ocasionando paros no programados de los equipos de compresión por baja presión de succión, incrementando el gas quemado en 2.2 MMpcd para los meses de enero y mayo.
- Incremento en 1.2 MMpcd de gas a la atmosfera por fallas en las válvulas reguladoras de presión "PVR" de desfogue a quemador (atascadas por sedimentos) de los recipientes FA-62000, FA-6100, en los meses de enero y febrero 2019, corregida en marzo 2019;
- En marzo de 2019 se presentó falla en la instrumentación de control de relevo al quemador en válvulas de control de los recipientes FA-





700, FA-800 y FA-900 (cachadores de los quemadores), incrementando el gas a la atmosfera en 1.02 MMpcd, corregidas a finales del mismo mes;

- En abril de 2019 se presentan fallas en válvulas reguladoras de presión de los booster Gb-301 y Gb-303 (servicios auxiliares) de los módulos de alta, ocasionando paros no programados, incrementando el envío de gas a la atmosfera en .90 MMpcd;
- En junio de 2019 se presentan fallas diversas en los compresores de aire C-700A/B por alta temperatura de descarga (servicios auxiliares) de los módulos de intermedia, ocasionando paros no programados, incrementando el envío de gas a la atmosfera en .39 MMpcd, corregido en el mismo mes, y
- En julio y agosto de 2019 se presentan fallas derivado de fuga de amina en los rehervidores la planta endulzadora E-2, ocasionando disparo de los equipos de compresión, incrementando el envío de gas a la atmosfera en 0.55 MMpcd.

Sin menos cabo de lo anterior, el Asignatario ha realizado lo conducente para atender las fallas operativas que tuvo a lo largo de varios meses del año 2019 para que la MAG pueda regresar al 98.0 % a partir del año 2020 como está en términos de lo aprobado.

En la Tabla 16 y Figura 19 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	2027	2028
<b>Producción de gas*</b>	30.12	36.88	23.37	13.49	8.66	5.34	3.85	2.93	2.27	0.80
<b>Gas Adicional</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Autoconsumo</b>	6.24	4.80	3.04	1.753	1.126	0.638	0.463	0.351	0.272	0.096
<b>Bombeo Neumático</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Conservación</b>	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>Transferencia</b>	22.80	31.35	19.87	11.464	7.362	4.591	3.315	2.517	1.950	0.686
<b>Gas Natural no Aprovechado</b>	1.14	0.74	0.467	0.270	0.173	0.106	0.077	0.059	0.045	0.016
<b>% de aprovechamiento</b>	96.40	98.00	98.00	98.00	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 16. Porcentajes de aprovechamiento para el Plan.

(Fuente: PEP)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right, the number '777', and other initials below it.

## Composición del Gas Natural Asociado a producir

En cuanto a la composición del gas, PEP presenta datos actualizados. La Tabla 17 muestra la composición del Gas Natural Asociado representativa de la Asignación.

		<b>Xanab-24A</b>
<b>Fecha de muestra</b>		17/01/2019
<b>Componente</b>		<b>Valor</b>
Componentes (% mol)	Ácido Clorhídrico	0
	Ácido sulfhídrico	0.9084
	Agua	0
	Contenido de Condensados	0
	Dióxido de Carbono	3.0056
	Etano	12.4641
	Hexanos	0.4192
	Heptanos	0
	Hidrógeno	0
	i-Butano	0.4173
	i-Pentano	0.2135
	Metano	73.5593
	Monóxido de Carbono	0
	n-Butano	1.0331
	Nitrógeno	3.0250
	Nonanos	0
	n-Pentano	0.3276
	Octanos	0
	Oxígeno	0
Propano	4.6255	
Total	100	
Propiedades	Peso Molecular (g/mol)	21.685
	Presión (Kg/cm <sup>2</sup> )	123.0
	Temperatura (°C)	75.8
	Densidad (kg/m <sup>3</sup> )	0.75

Tabla 17. Análisis de la composición del gas.  
(Fuente: PEP)

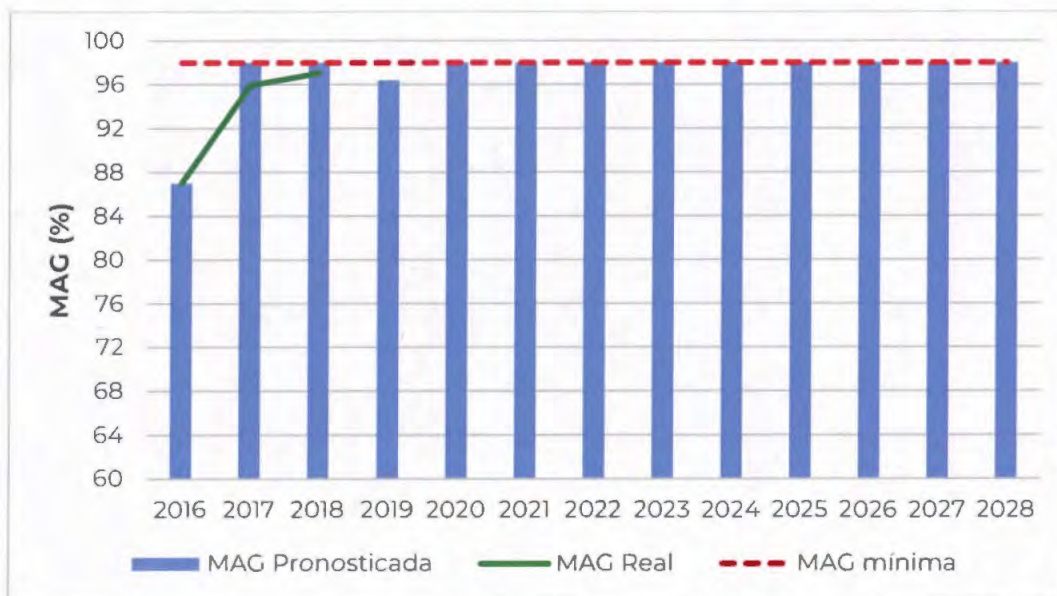


Figura 19. Porcentaje de cumplimiento de aprovechamiento de gas al Límite Económico de la Asignación.  
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

Handwritten signatures and initials on the right side of the page, including a signature that appears to be 'Fedepe' and the number '777'.



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

La Asignación A-0369-2M-Campo Xanab actualmente produce con una RGA promedio de  $120 \text{ m}^3/\text{m}^3$ , la relación de solubilidad ( $R_s$ ) es de 116.97 -  $117 \text{ m}^3/\text{m}^3$ , 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, Tabla 18.

Asignación	RGA máxima ( $\text{m}^3 / \text{m}^3$ )	
	Cretácico	JSK
A-0369-2M Campo Xanab	322	196

Tabla 18. 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 aforos, para constatar la medición del pozo;
- Optimización de las condiciones de operación de los pozos, y
- Estrangular los pozos para disminuir producción."

## 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 18 se muestran los indicadores clave de desempeño y evaluación del cumplimiento de los Planes conforme a los artículos 102 incisos a), b), 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	Pozos perforados
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de avance entre los Pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año



Unidad de medida	Porcentaje	
Fórmula o descripción del indicador	$DPP = \frac{PPAreal}{PPplan} * 100$	
Frecuencia de Medición	Mensual	
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	
<b>Característica</b>	<b>Gasto de operación</b>	<b>Inversión</b>
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
<b>Característica</b>	<b>Terminación de Pozos</b>	
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	
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	
<b>Característica</b>	<b>Producción</b>	<b>Aprovechamiento de Gas Natural</b>
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	$DPA = \frac{PAreal}{PAplan} * 100$	$DAGN = \frac{AGNreal - AGNplan}{AGNplan} * 100$
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	$DPA = \frac{PA_{real} - PA_{plan}}{PA_{plan}} * 100$
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	$DFR = \frac{FR_{real} - FR_{plan}}{FR_{plan}} * 100$	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
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	$\Delta P = P_A \text{ a la fecha de presentación del Plan} - P_{Actual}$	Trimestral	Trimestral

Tabla 19. Indicadores de desempeño.  
(Fuente: Comisión)

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including '777', 'G', and 'Forte']*



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 20.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
<b>Perforaciones</b>	<b>3</b>		
<b>Terminaciones</b>	<b>3</b>		
<b>Reparaciones menores</b>	<b>17</b>		
Abandono			
<b>Abandono</b>	<b>9*</b>		
<b>Taponamientos</b>	<b>27</b>		

\*2 abandonos de instalaciones se contemplan posterior a la vigencia de la Asignación.

Tabla 20. 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 21.

Actividad	Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	General	123.26		
	Perforación de Pozos	213.78		
Producción	General	247.92		
	Ingeniería de Yacimientos	5.50		
	Intervención de Pozos	76.38		
	Operación de Instalaciones de Producción	36.24		
	Ductos	10.24		
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	4.66		



Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	257.81		
<b>Total, Programa de Inversiones</b>		<b>975.79</b>		

Tabla 21. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.  
(Fuente: Comisión)

iii) Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas al incremento de la producción actual 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 22.

Hidrocarburo	2019*	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	Volumen por recuperar (2019-2028) MMb y MMMpc
Producción de aceite programada (Mbd)	60.9	55.9	35.5	20.5	13.2	8.1	5.9	4.5	3.5	1.2	<b>59.7</b>
Producción de aceite real (Mbd)											
Porcentaje de desviación											
Producción de gas programada (MMpcd)	40.2	36.9	23.4	13.5	8.7	5.3	3.9	2.9	2.3	0.8	<b>39.3</b>
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 octubre a diciembre.

Tabla 22. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada.  
(Fuente: Comisión)

## VII. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación al PDE 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.

Mediante oficio 250.798/2019 del 19 de diciembre de 2019, la Comisión remitió a la Agencia la información asociada a la Solicitud, a fin de que fuera considerada en los trámites o autorizaciones iniciados por PEP, relacionados con el Sistema de Administración de Riesgos.

Cabe señalar que esta Comisión tiene conocimiento que mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 del 13 de julio de 2017, la Agencia otorgó a PEP el Sistema de Administración de Riesgos identificado con el número ASEA-PEM16001C/A10417.

Por tanto, el presente Dictamen se emite sin perjuicio de la obligación del PEP 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

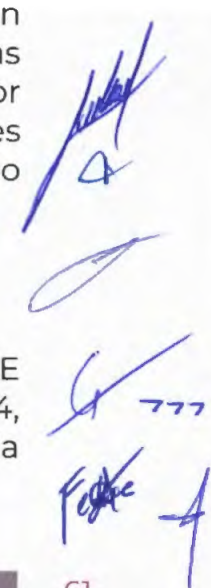
Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de Desarrollo de la Asignación A-0369-2M-Campo Xanab sin perjuicio de la obligación de PEP de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el mismo.

En relación con la opinión emitida por la Secretaría de Economía mediante oficio UCN.430.2020.0003 de fecha 08 de enero de 2020, suscrito por la Titular de la Unidad de Contenido Nacional, como respuesta al oficio 250.799/2019 informa que es plausible que se cumpla con las obligaciones de Contenido Nacional establecidas en el Título de Asignación para el periodo de tiempo 2019-2025, en consecuencia, se tiene una opinión favorable respecto del Programa de Cumplimiento para el periodo de Extracción de la Asignación.

Adicionalmente, la Secretaria de Economía recomienda lo siguiente "dentro de los conceptos que componen las actividades petroleras desglosadas en el Programa de Inversiones, se incluyan actividades encaminadas a detonar el desarrollo de tecnología y capital humano en los centros de investigación científica, universidades, empresas productivas del Estado y demás centros relacionados con el sector energético en el territorio nacional y, en particular, en los nodos regionales donde tenga operación PEMEX para la Asignación A-0369-2M, Campo Xanab."

## 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 fracciones I, II, III, IV, V, 62 fracciones 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**

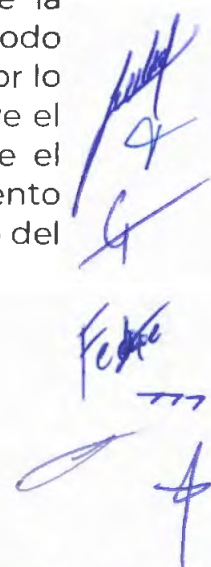
Con la toma de información como son muestreos de fluidos, registros de presión y pruebas de interferencia, aforos, análisis PVT, cortes y estudios de núcleos, registros convencionales, registros sísmicos verticales (VSP) y el reprocesamiento de sísmica, se contribuirá a incrementar el conocimiento del 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 PDE propuesto considera mantener la producción base e incorporar producción a través de la perforación de 3 pozos de desarrollo y 3 terminaciones, así como la ejecución de 17 RME, lo cual contribuye a incrementar el factor de recuperación para los yacimientos del campo de 28.04 % al 40.44 % para el Cretácico en aceite y del 32.91 % al 45.31 % en gas, y para el JSK del 26.78 % al 30.39 % en aceite y del 27.37 % al 30.97 % en gas. Es importante mencionar que la modificación al PDE 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 PDE en el periodo 2019-2034 consisten en 3 perforaciones y 3 terminaciones y 17 RME. Por lo que se determina que la solicitud de modificación del PDE promueve el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción mediante el desarrollo de perforación de pozos, 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 son los sensores permanentes de fondo de pozo, registros de presión producción, estimulaciones ácidas y tecnologías empleadas en la medición y en la perforación como son: pozos desviados en liner cementado y perforación con motor de fondo, 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 Programa de Aprovechamiento de Gas Natural (en adelante, PAGNA) de la Asignación fue aprobado el 20 de junio de 2018 mediante la Resolución CNH.E.37.002/18; en dicha Resolución se refiere haber realizado un análisis técnico por la Comisión, en el que se advierte que de los 167 Programas de Aprovechamiento presentados por PEP, 131 cumplen con lo establecido en los artículos 4, 5, 10, 11, 13, 14, fracción II, 19 y 22 de las Disposiciones Técnicas, en relación con el artículo 39, fracciones II y VII de la LORCME, los cuales se refieren a las 131 Asignaciones anteriormente citadas en el Considerando Quinto fracción II de la Resolución citada, incluida la Asignación.

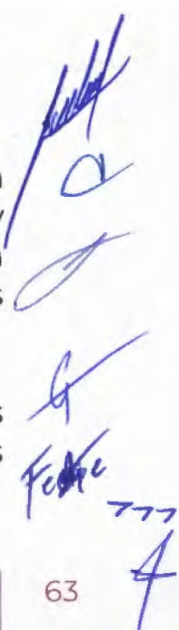
No obstante lo anterior, se señala que en la presente modificación en materia de aprovechamiento de gas natural, el Asignatario prevé cumplir con el 98% de meta de aprovechamiento de gas natural.

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**

Respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación A-0369-2M- Campo Xanab en la solicitud de modificación y aprobación de su Plan de Desarrollo para la Extracción, la información presentada por el Asignatario fue analizada y evaluada conforme a los términos que establezcan los LTMMH.

Por consiguiente el manejo y medición de la producción de los Hidrocarburos de esta Asignación, se presenta desde los pozos hasta los

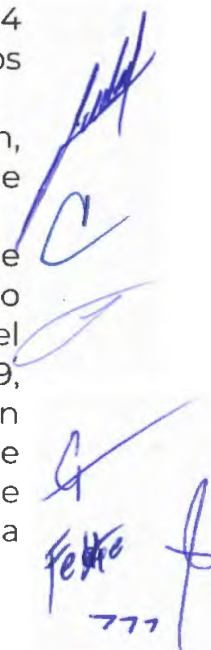


Puntos de Medición mediante los Sistemas de Medición propuestos para petróleo ubicados en las instalaciones de la TMDB y en el CCC Palomas, igualmente para gas en las instalaciones de los Centros de Proceso de Gas Nuevo Pemex y Cactus; así para Condensados en las instalaciones los Centros de Proceso de Gas Nuevo Pemex y Cactus, los cuales fueron presentados como parte de los Mecanismos de Medición en el PDE, comprometiéndose con esto a las fechas de ejecución y entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados, para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, cumpliendo así con la normatividad vigente para la medición dinámica y estática de los Hidrocarburos a producirse.

Por lo que, derivado de lo anterior, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Asignatario, conforme a la evaluación de los Mecanismos de Medición del presente Dictamen, en atención a las siguientes consideraciones:

Respecto a las actividades propuestas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo, se concluye lo siguiente:

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Asignatario para el Plan de Desarrollo, con base en el 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 6, 9, 19, 21, 22, 23, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 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. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.788/2019 de fecha 10 de diciembre de 2019, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-057 recibido en esta Comisión el 16 de diciembre de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario y correspondiente a la



Asignación A-0369-2M- Campo Xanab, "...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la Comisión relacionado con esta propuesta.", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

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

2) Observar lo establecido en el 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 Lineamientos Técnicos.

3) De acuerdo a 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 todo momento lo indicado en este artículo.

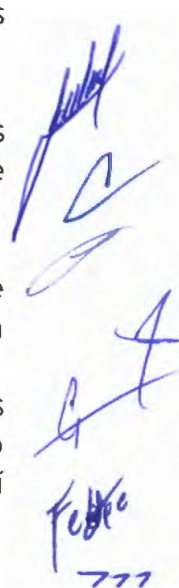
4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II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

5) Dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.

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. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medición se concluye que es viable y adecuada en su implementación para la Asignación;

b. 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 se encuentra definida en las Figuras 16 y 17 del presente dictamen;

c. Se determina que deberá dar mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH;

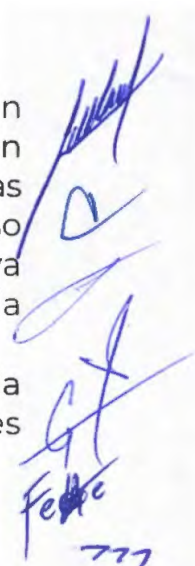
d. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte del Asignatario, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH, y

e. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área de Asignación A-0369-2M-Campo Xanab en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, el Asignatario deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado, por lo que ya no se deberá utilizar la metodología del Séptimo Transitorio ni considerar el Punto de Medición del Anexo III de los LTMMH.

## Recomendaciones

Dadas las características y el mecanismo de empuje predominante en los dos yacimientos del campo (empuje hidráulico), resulta difícil contemplar un método de recuperación adicional para extraer los hidrocarburos remanentes del mismo, sin embargo se debe tener cuidado especial en el ritmo y gastos de explotación de los pozos ya perforados y de los pozos a perforar, para poder extraer la reserva remanente conforme al plan de explotación propuesto, por lo tanto se hacen las siguientes recomendaciones al Asignatario:

- Para las dos formaciones, Cretácico y JSK, aunque no se puedan estimar gastos críticos debido a las características que se tienen para ambos yacimientos, se recomienda tomar medidas oportunas enfocadas a mitigar y en su caso estabilizar el corte de agua en caso de irrupción temprana y con ello obtener el volumen de reserva esperado sin llegar a un cierre prematuro de los pozos debido a la irrupción abrupta del agua.
- Establecer un programa de seguimiento y monitoreo de la producción de agua, con el objetivo de implementar acciones oportunas que eviten la irrupción temprana de agua en los pozos.



- Realizar el correspondiente análisis nodal de los pozos que permita determinar el gasto óptimo, que minimice la caída de presión en el yacimiento para evitar la conificación y canalización de agua de los acuíferos asociados a ambas formaciones Cretácico y JSK.
- Establecer un programa de toma de información en los pozos nuevos a perforar en la zona sur del yacimiento JSK, con objeto de establecer con mayor certidumbre la profundidad del acuífero asociado.
- Realizar o actualizar un modelo de simulación numérica del comportamiento dinámico de los yacimientos, para incrementar la certidumbre de las reservas a recuperar del escenario de extracción propuesto.
- Tomar las lecciones aprendidas en la extracción de la zona norte del JSK del campo, así como de campos análogos como lo es el Campo Puerto Ceiba y Yaxché, vecinos del Campo Xanab y operados por el mismo Asignatario, para evitar la declinación temprana de la producción esperada debido al incremento en el flujo fraccional del agua.

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.7/3/57/2019 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-0369-2M-Campo Xanab.

**ELABORÓ**

**ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA  
GONZÁLEZ**

Director de Área  
Dirección General de Dictámenes  
de Extracción

**ELABORÓ**

**ING. GUSTAVO RODRÍGUEZ NARES**

Jefe de Departamento  
Dirección General de Medición y  
Comercialización De la Producción

**ELABORÓ**

**MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS  
GARCÍA**

Directora General Adjunta  
Dirección General de Prospectiva y  
Evaluación Económica

**REVISÓ**

**MTRO. JORGE LUIS PÉREZ OLEA**

Director General  
Dirección General de Prospectiva y  
Evaluación Económica

**REVISÓ**

**LIC. LUIS MORALES VALLES**

Director General  
Dirección General de Medición y  
Comercialización de la Producción

**REVISÓ**

**MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS  
PÁEZ**

Director General  
Dirección General de Dictámenes  
de Extracción

**AUTORIZÓ**

**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, 35, 37 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 27 de junio de 2019, 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-0369-2M-Campo Xanab.