

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción

Asignación AE-0009-3M-Tucoo-Xaxamani-01

Campo Octli

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Agosto 2019



Handwritten signatures and initials in blue ink are scattered across the bottom right section of the page.



777
m
p

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Contenido

I. DATOS GENERALES DEL ASIGNATARIO.....	3
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	6
III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS.....	6
IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN.....	7
A) CARACTERÍSTICAS GENERALES.....	7
B) PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN.....	10
C) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DEL PLAN DE DESARROLLO.....	13
D) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	21
E) COMERCIALIZACIÓN.....	32
F) ANÁLISIS ECONÓMICO.....	34
G) PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL.....	39
V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN.....	42
VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS.....	43
VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL.....	44
VIII. RECOMENDACIONES.....	45
IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO.....	46
A) <i>ACCELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS</i> 47	
B) <i>ELEVAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN Y LA OBTENCIÓN DEL VOLUMEN MÁXIMO DE PETRÓLEO CRUDO Y DE GAS NATURAL EN EL LARGO PLAZO, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES</i>	47
C) <i>LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN</i>	47
D) <i>PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS</i>	47
E) <i>LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES</i>	47
F) <i>EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL</i>	48
G) <i>MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS</i>	48

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'Jus', 'm', '777', and 'f']

I. Datos generales del Asignatario

El Asignatario promovente del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en la Asignación AE-0009-3M-Tucoo-Xaxamani-01 (en adelante, Asignación), es la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP u Operador), por medio de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio adscrita a la Subdirección de Administración del Portafolio Exploración y Producción, 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 (en adelante, DOF) el 5 de enero de 2017.

El campo Octli (en adelante, Campo) fue descubierto con la perforación del pozo Octli-1EXP, el cual inició su perforación el 10 de mayo del 2017 y finalizó la etapa de terminación el 16 de julio del 2017, resultando productor de gas y aceite negro en las areniscas del Mioceno Superior y Plioceno Inferior.

Posterior al descubrimiento, el Operador realizó actividades de caracterización inicial y evaluación que le permitieron determinar el potencial del yacimiento, información que se encuentra documentada en el Informe de Evaluación del Campo.

En la Tabla 1, se muestran los datos generales de la Asignación.

Datos Generales de la Asignación	
Asignación	AE-0009-3M-Tucoo-Xaxamani-01
Estado y municipio	Veracruz, Coatzacoalcos
Superficie	1,121.05 km ²
Fecha de emisión	27 de agosto de 2014
Vigencia	22 años a partir del 27 de agosto de 2017
Tipo de Asignación	Exploración y Extracción de Hidrocarburos
Profundidad para extracción	Sin Restricción
Profundidad para exploración	Sin Restricción
Yacimientos y/o Campos	Campo Octli (Mioceno Superior, Plioceno Inferior)
Colindancias	Al este con la Asignación AE-0004-6M-Amoca-Yaxché-02
Otras Características	Campo propuesto para desarrollo

Tabla 1. Datos generales de la Asignación.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP.)

El Campo se localiza a una distancia de 23.9 km al Noreste de Coatzacoalcos, Veracruz; a 17 km al Noroeste del pozo Cahua-1EXP dentro de la Asignación, en la Figura 1 se muestra la ubicación de la Asignación y del Área de Extracción.

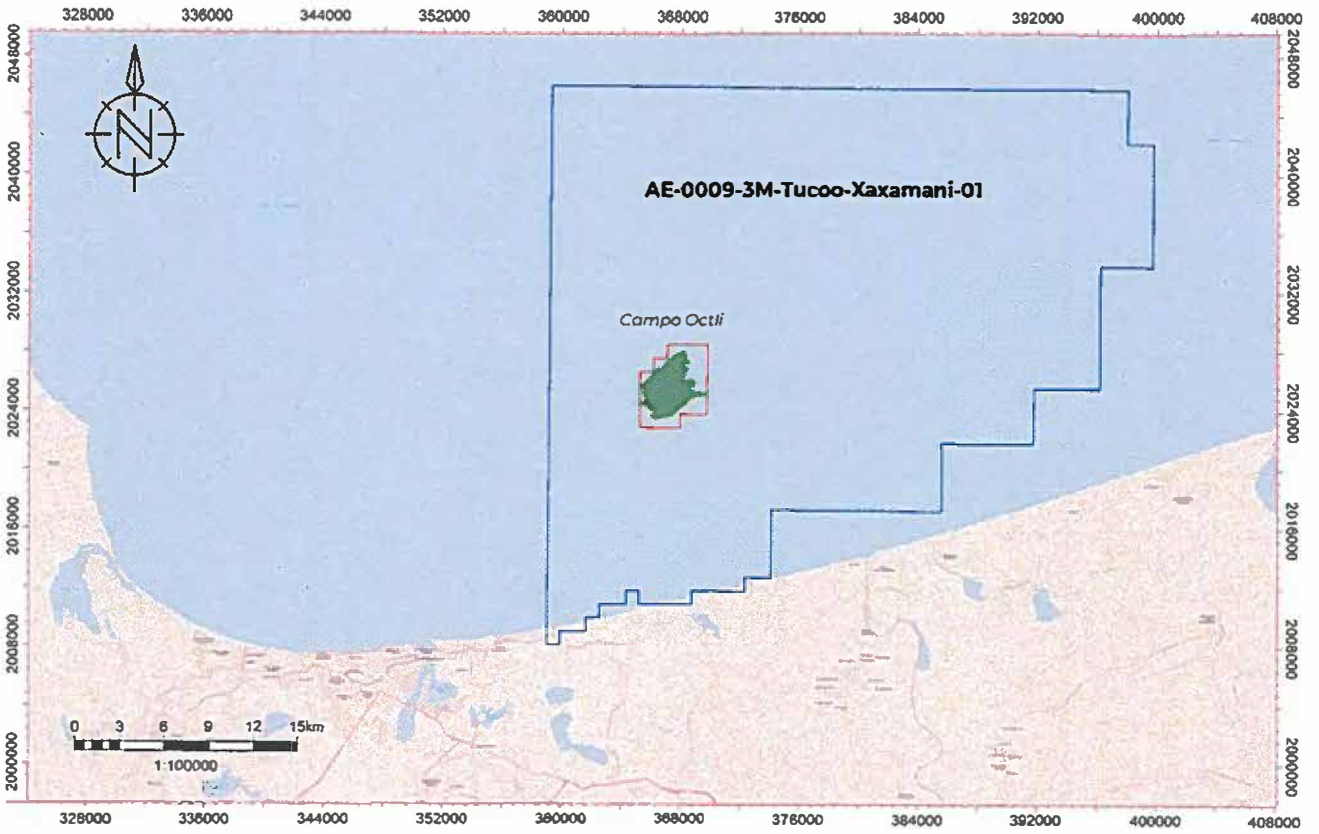


Figura 1. Ubicación de la Asignación y del Área de Extracción.
(Fuente: Comisión).

En la Tabla 2 se presentan las coordenadas de los vértices de la Asignación.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93° 58' 00"	18° 28' 00"
2	93° 57' 00"	18° 28' 00"
3	93° 57' 00"	18° 23' 30"
4	93° 59' 00"	18° 23' 30"
5	93° 59' 00"	18° 19' 00"
6	94° 01' 30"	18° 19' 00"
7	94° 01' 30"	18° 17' 00"
8	94° 05' 00"	18° 17' 00"
9	94° 05' 00"	18° 14' 30"
10	94° 11' 30"	18° 14' 30"
11	94° 11' 30"	18° 12' 00"
12	94° 12' 30"	18° 12' 00"

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature on the left and several smaller initials and marks on the right.

13	94° 12' 30"	18° 11' 30"
14	94° 14' 30"	18° 11' 30"
15	94° 14' 30"	18° 11' 00"
16	94° 16' 30"	18° 11' 00"
17	94° 16' 30"	18° 11' 30"
18	94° 17' 00"	18° 11' 30"
19	94° 17' 00"	18° 11' 00"
20	94° 18' 00"	18° 11' 00"
21	94° 18' 00"	18° 10' 30"
22	94° 18' 30"	18° 10' 30"
23	94° 18' 30"	18° 10' 00"
24	94° 19' 30"	18° 10' 00"
25	94° 19' 30"	18° 09' 30"
26	94° 20' 00"	18° 09' 30"
27	94° 20' 00"	18° 30' 00"
28	93° 58' 00"	18° 30' 00"

*Tabla 2. Coordenadas de los vértices de la Asignación
(Fuente: Comisión con la información entregada por PEP.)*

Adicionalmente en la Tabla 3, se muestran las coordenadas del Área de Extracción, la cual se encuentra dentro de la Asignación, abarca 20.30 km² y contiene en su totalidad al campo.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	94°15'30"	18°20'30"
2	94°14'00"	18°20'30"
3	94°14'00"	18°18'00"
4	94°15'00"	18°18'00"
5	94°15'00"	18°17'30"
6	94°16'30"	18°17'30"
7	94°16'30"	18°19'30"
8	94°16'00"	18°19'30"
9	94°16'00"	18°20'00"
10	94°15'30"	18°20'00"

*Tabla 3. Coordenadas de los vértices del Área de Extracción.
(Fuente: Comisión con la información entregada por PEP.)*

Cabe hacer mención que las Actividades Petroleras materia del presente dictamen deberán estar acotadas a dicha área conforme al Término y Condición Quinto, inciso c) del Título de Asignación; PEP podrá continuar realizando actividades de Exploración y Evaluación conforme al Plan de Exploración o Programa de Evaluación aprobado por esta Comisión en el resto del Área de la Asignación hasta la terminación del periodo correspondiente, durante los cuales podrá declarar un nuevo Descubrimiento.

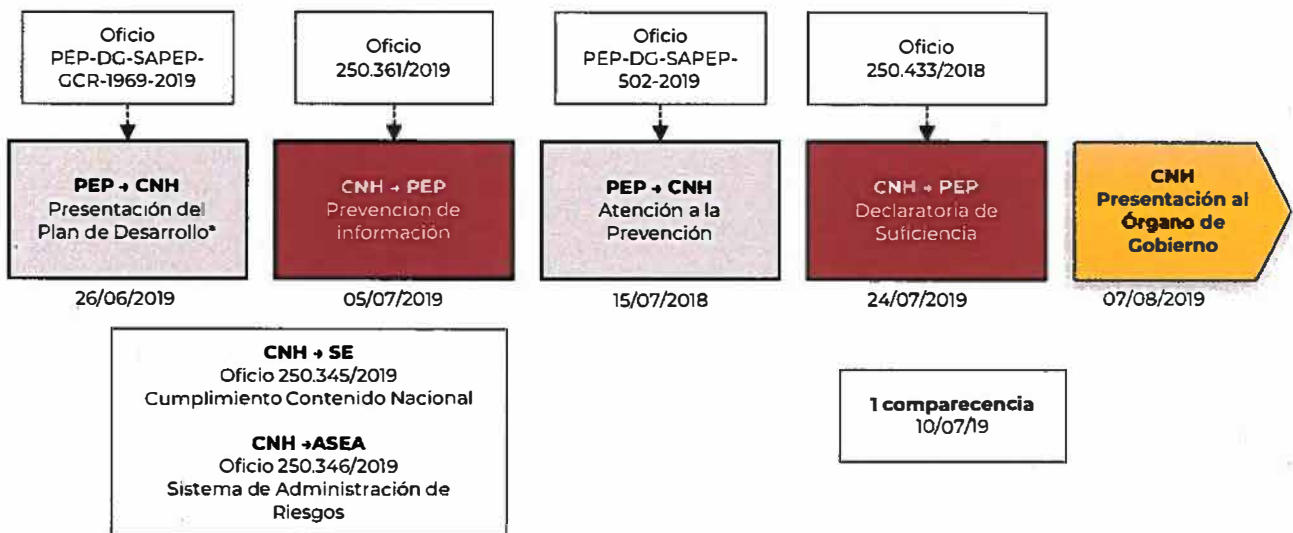
[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right, 'm', '777', and '5' at the bottom right.]

[Handwritten signature in blue ink at the bottom center.]

II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación de la información

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen del Plan de Desarrollo propuesto por PEP, involucró la participación de varias unidades administrativas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión): a saber, la Dirección General de Dictámenes de Extracción (en adelante, DGDE), la Dirección General de Reservas, la Dirección General de Medición y Comercialización de Producción y la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica. Asimismo, contó con el apoyo de la Secretaría de Economía (en adelante, Economía) para evaluar el porcentaje de Contenido Nacional y de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA).

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.7/3/20/2019 de la DGDE de esta Comisión.



*Fecha de Presentación de Informe de Evaluación y Manifiesto de Comercialidad: 13/03/2019 mediante Oficio PEP-DG-SAPEP-GCR-13336-2019.

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

III. Criterios de evaluación utilizados

De conformidad con el Título de Asignación el plazo para la presentación del Plan de Desarrollo para la Extracción fue de 1 año contado a partir de la declaración de cualquier Descubrimiento Comercial, la cual fue presentada por el Asignatario ante la Comisión el 13 de marzo 2019, derivado de lo anterior, se verificó que el Plan de Desarrollo presentado

por PEP fuera congruente y diera cumplimiento al artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Plan de Desarrollo propuesto permitan maximizar el Factor de Recuperación en condiciones económicamente viables, el programa de aprovechamiento de Gas Natural y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.

Aunado a lo anterior, la Comisión consideró las bases previstas en el artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (en adelante, LORCME) y los principios, criterios y elementos contenidos en los artículos 7 y 8 de los "LINEAMIENTOS que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones" (en adelante, Lineamientos), para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos en el Plan de Desarrollo, (en adelante, Plan).

Asimismo, se realizó el análisis de la información considerando los requisitos establecidos en los artículos 7,8, fracción II, 11,12, fracción II, 19, 20, y el Anexo II de los Lineamientos.

Cabe señalar, que el presente Dictamen se emite en atención a que PEP manifestó expresamente presentar el Plan de Desarrollo para la Extracción de conformidad a lo establecido en el Transitorio Séptimo de los LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, publicados en el DOF el 12 de abril de 2019.

Adicionalmente, 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) 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)."

IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

a) Características generales

Las principales características generales geológicas, petrofísicas y propiedades de los fluidos de los yacimientos del Plioceno Inferior del Campo se muestran en la Tabla 4.

Características Generales	Yac 1	Yac 2	Yac 3	Yac 4	Yac 5	Yac 6	Yac 7	Yac 8
Área (km ²) *	3.46	4.3	3.31	1.69	2.92	6.65	5.03	0.47
Año de descubrimiento	2017							
Fecha de inicio de explotación	Noviembre del 2019							

Handwritten signatures and initials in blue ink on the right side of the page, including a large signature at the top, initials 'Q' and 'K', 'm', '777', and a signature at the bottom.

Características Generales	Yac 1	Yac 2	Yac 3	Yac 4	Yac 5	Yac 6	Yac 7	Yac 8
Profundidad promedio (m vbnm)	2,114.12	2,079.02	1,854.63	1,815.67	1,763.16	1,746.24	1,714.34	1,787.03
Elevación o tirante de agua (m)	37							

Pozos

Número y tipo de pozos perforados	1 exploratorio
Estado actual de pozos	Taponado
Tipo de sistemas artificiales de producción	No aplica

Marco Geológico

Era, período y época	Cenozoico / Neógeno / Mioceno-Plioceno
Cuenca	Cuencas del sureste
Play	Mioceno superior, Plioceno inferior
Régimen tectónico	Tectónica salina / Compresión
Ambiente de depósito	Abanicos y canales
Litología almacén	Areniscas de grano fino a medio compuestas por cuarzo, feldspatos y fragmentos de roca, regularmente clasificada.

Propiedades Petrofísicas Promedio

Mineralogía	Cuarzo, feldspatos, líticos							
Saturación de agua inicial (%)	30.24	17.31	16.66	39.74	30	22.76	18.18	23.91
Saturación de aceite inicial (%)	69.76	82.69	83.34	60.26	70	77.24	81.82	76.09
Porosidad Efectiva (%)	23.59	25.85	25.54	23.74	25.9	30.49	28.78	26.62
Permeabilidad efectiva promedio (mD)	81.5	245	259	95	215	547	678	284
Espesor neto (m)	5.11	14.77	3.87	2.72	0.38	2.00	5.57	3.94
Espesor bruto promedio (m)	8.42	19.10	23.48	8.27	1.21	5.22	10.18	12.59
Relación neto/bruto (%)	60.64	77.31	16.49	32.90	31.05	38.39	54.72	31.32

Propiedades de los fluidos

Tipo de hidrocarburos	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro
Densidad aceite (°API)	31	30.2	31					
Viscosidad (cp) (a condiciones de yacimiento)	0.9831 @ Py	0.6109 @ Py	0.9946 @ Py	0.9985 @ Py	--	1.0078 @ Py	1.0125 @ Py	1.018 @ Py
Relación gas - aceite inicial y actual (m ³ /m ³)	107.55	148.86	107.55	107.55	107.55	107.55	107.55	107.55
Bo inicial y actual (vol/vol)	1.31	1.42	1.31	1.31	1.30	1.30	1.30	1.30

Características Generales	Yac 1	Yac 2	Yac 3	Yac 4	Yac 5	Yac 6	Yac 7	Yac 8
Tipo de HC y contenido de azufre (% mol)				Istmo -1.8				
Presión de saturación (kg/cm ²)	188.0	235.9	185.6	184.7	--	182.7	181.6	180.3
Factor de conversión del gas (Mpc/b)				5.98				
Poder calorífico del gas del flash (BTU/PCN)	1,440.92	1,403.64				1,440.92		
Propiedades del Yacimiento								
Temperatura (°C) @ NMID	74.19	73.23	67.09	66.03	64.59	64.13	63.26	65.25
Presión inicial (kg/cm ²) @ NMID	220.37	239.31	200.78	197.84	193.88	192.60	190.19	195.68
Presión actual (kg/cm ²) @ NMID	220.37	239.31	200.78	197.84	193.88	192.60	190.19	195.68
Mecanismos de empuje principal y secundario	Expansión roca fluido y expansión de casquete de gas							
Extracción								
Métodos de recuperación secundaria	No aplica							
Métodos de recuperación mejorada	No aplica							
Gastos actuales	No aplica							
Gastos máximos y fecha de observación (bd)	3,194.53 (aforo)**							
Corte de agua, %	0.6							

*Área de reserva 3P
**Yacimiento 7

Tabla 4. Características generales del Campo.
(Fuente: Comisión con información presentada por PEP.)

Los volúmenes originales de aceite y gas estimados por PEP y presentados en el Plan del Campo se muestran en la Tabla 5.

Campo	Categoría	Volumen original	
		Aceite (MMb)	Gas natural (MMMpc)
Oclli	1P	-	-
	2P	104.3	73.46
	3P	130.27	92.12

Tabla 5. Volúmenes originales de aceite y gas.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP.)

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

b) Plan de Desarrollo para la Extracción

PEP evaluó diferentes alternativas de desarrollo para la extracción de hidrocarburos del Campo. Dentro de las alternativas analizadas se consideró producir seis de los ocho yacimientos, ya que, por sus características petrofísicas, los yacimientos 5 y 8 no se consideran de interés al ser de poca extensión areal, lateral y vertical, con un espesor neto de 0.38 y 3.94 metros, respectivamente. El resto de los yacimientos se desarrollarán con pozos en terminación sencilla y doble, control por gasto crítico y reparaciones mayores con terminación sencilla.

Alternativa 1

La alternativa de desarrollo considera la preperforación ¹del pozo Octli-2 y la perforación convencional de los pozos Octli-3, Octli-4, Octli-5 y Octli-6 con aparejos de producción sencillos selectivo commingled, con control de la producción considerando gastos críticos determinados y dando prioridad a los yacimientos de mayor volumen original, y cuatro reparaciones mayores mediante apertura de camisas de flujo, como se muestra a continuación:

- (1) RMA Octli-2: yacimiento 4 con apertura de camisa de flujo.
- (2) RMA Octli-3: yacimiento 2 y posteriormente los yacimientos 3 y 1 commingled con apertura de camisas de flujo.
- (1) RMA Octli-4: yacimientos 3 y 1 con apertura de camisa de flujo.

Así como la construcción e instalación de una plataforma de perforación tipo estructura ligera marina (ELM) con equipo de perforación tipo autoelevable, así como la construcción e instalación de un oleogasoducto de 16" Ø x 17 km de la plataforma PP-Octli-A para el envío de la producción del campo en forma de mezcla a la plataforma PP-Cahua-A, donde se mezclará con la producción de este campo para enviarla en conjunto en forma de mezcla por medio de un oleogasoducto de 16" Ø x 26 km hacia la Batería de Separación Rabasa.

Alternativa 2

La alternativa de desarrollo contempla la preperforación del pozo Octli-2 y la perforación convencional de los pozos Octli-3, Octli-4, Octli-5 y Octli-6 con aparejos de producción dobles y sencillos, con control de la producción considerando los gastos críticos, la construcción e instalación de una plataforma tipo estructura ligera marina (ELM) con equipo de perforación tipo autoelevable, construcción e instalación de un oleogasoducto de 16" Ø x 17 km de la plataforma PP-Octli-A para el envío de la producción del campo en forma de mezcla a la plataforma PP-Cahua-A, donde se mezclará con la producción de

¹ La preperforación del pozo consiste en iniciar la perforación del pozo con una plataforma de perforación tipo autoelevable sin tener instalada la estructura ligera marina (ELM) mediante el uso de un templete, el pozo es perforado hasta la segunda etapa, asegurando su integridad e introduciendo la TR superficial, cementándola y realizando las pruebas de hermeticidad correspondientes, continuando con el abandono temporal el cual se realiza apegado a los lineamientos que marca la normatividad vigente (Guía Operativa única para el manejo de la integridad durante el diseño, construcción, vida productiva y abandono de pozos en PEP, clave GO-DE-TC-0015-2018), la cual considera realizar tapones de cemento por circulación y el aseguramiento del Mud Line Suspension (MLS) siendo este el equipo que nos permite realizar el abandono para su posterior recuperación.

este campo para enviarla en conjunto en forma de mezcla por medio de un oleogasoducto de 16" Ø x 26 km hacia la Batería de Separación Rabasa.

Alternativa 3

La alternativa de desarrollo contempla la preperforación del pozo Octli-2 y la perforación convencional de los pozos Octli-3, Octli-4, Octli-5 y Octli-6 con aparejos de producción sencillos selectivos, con control de la producción considerando los gastos críticos, la construcción e instalación de una plataforma tipo estructura ligera marina (ELM) con equipo de perforación tipo autoelevable, construcción e instalación de un oleogasoducto de 16" Ø x 17 km de la plataforma PP-Octli-A para el envío de la producción del campo en forma de mezcla a la plataforma PP-Cahua-A, donde se mezclará con la producción de este campo para enviarla en conjunto en forma de mezcla por medio de un oleogasoducto de 16" Ø x 26 km hacia la Batería de Separación Rabasa. Posteriormente, contempla, ocho reparaciones mayores:

- (2) RMA Octli-2: yacimiento 6 y posteriormente el yacimiento 4 con apertura de camisas de flujo.
- (3) RMA Octli-3: yacimiento 6, posteriormente el yacimiento 3 y finalizando con el yacimiento 1 mediante apertura de camisas de flujo.
- (2) RMA Octli-4: yacimiento 3, posteriormente el yacimiento 1 con apertura de camisa de flujo.
- (1) RMA Octli-5: yacimiento 6 con apertura de camisa de flujo.

En la Tabla 6 se comparan las tres Alternativas presentadas por PEP. Mientras que en la Figura 3 se observan los yacimientos de interés de la formación Plioceno Inferior y Mioceno Superior del campo Octli. Así mismo, la Figura 4 muestra los pronósticos de producción de aceite correspondientes a las Alternativas presentadas.

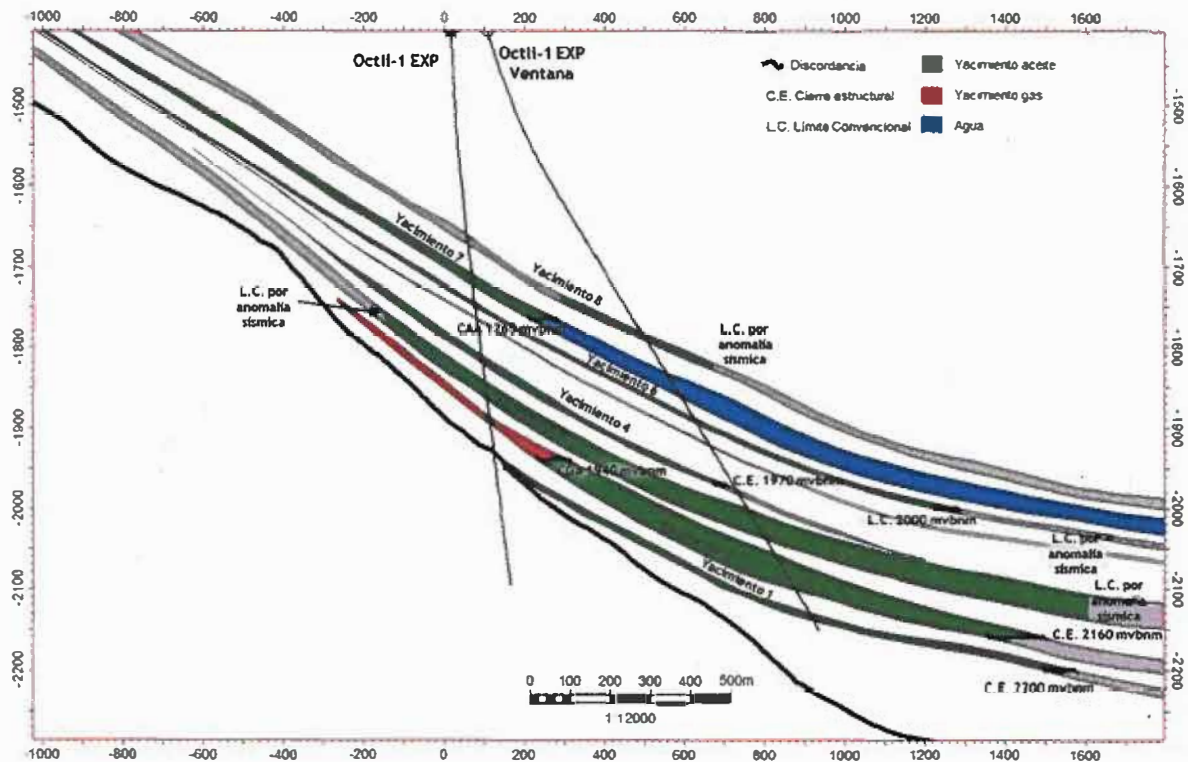


Figura 3. Yacimientos de interés de la formación Plioceno Inferior-Mioceno Superior del campo Octli.
(Fuente: PEP).

Características	Alternativa 1 (Seleccionada)	Alternativa 2	Alternativa 3
Metas Físicas (Número)			
Perforación de pozos de desarrollo	5	5	5
Terminación de pozos de desarrollo	5	5	5
Recuperación de pozos exploratorios	0	0	0
Reparaciones menores	15	11	21
Reparaciones mayores	4	0	8
Estructuras Marinas	1	1	1
Ductos	1	1	1
Producción			
Aceite (MMb)	24.77	22.73	24.68
Gas (MMMpc)	31.31	28.47	30.76
Inversiones (MMusd)			
	259.75	255.30	278.02
Gastos de operación (MMusd)			
	70.75	64.82	70.32
Otros egresos (MMusd)			
	25.32	16.53	29.61
Indicadores económicos			
VPN AI (MMusd)	936.40	966.36	897.69
VPN DI (MMusd)	207.03	212.89	187.90
VPI (MMusd)	213.55	226.18	218.61
VPN/VPI AI (usd-usd)	4.38	4.27	4.11

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'm', 'f', and 'A']

Características	Alternativa 1 (Seleccionada)	Alternativa 2	Alternativa 3
VPN/VPI DI (usd-usd)	0.97	0.94	0.86

Tabla 6. Alternativas analizadas por PEP.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP.)

De las tres alternativas analizadas por PEP, la Alternativa 1 fue la seleccionada como la mejor opción para desarrollar el campo dado que maximiza el valor de los hidrocarburos al presentar mejores indicadores económicos y, al ser la alternativa que, a decir del Asignatario, recupera mayor volumen de aceite y gas.

Los pronósticos de producción de aceite cuantificados del Campo indican que se iniciará producción en el mes de noviembre del año 2019 y alcanzará su límite económico en el año 2035, previo a la culminación de la vigencia de la Asignación (2039); las reservas 2P a recuperar son de 24.77 MMb de aceite, 31.31 MMMpc, equivalente a 30.01 MMbpce. En la Figura 3 se comparan los pronósticos de producción de las Alternativas.

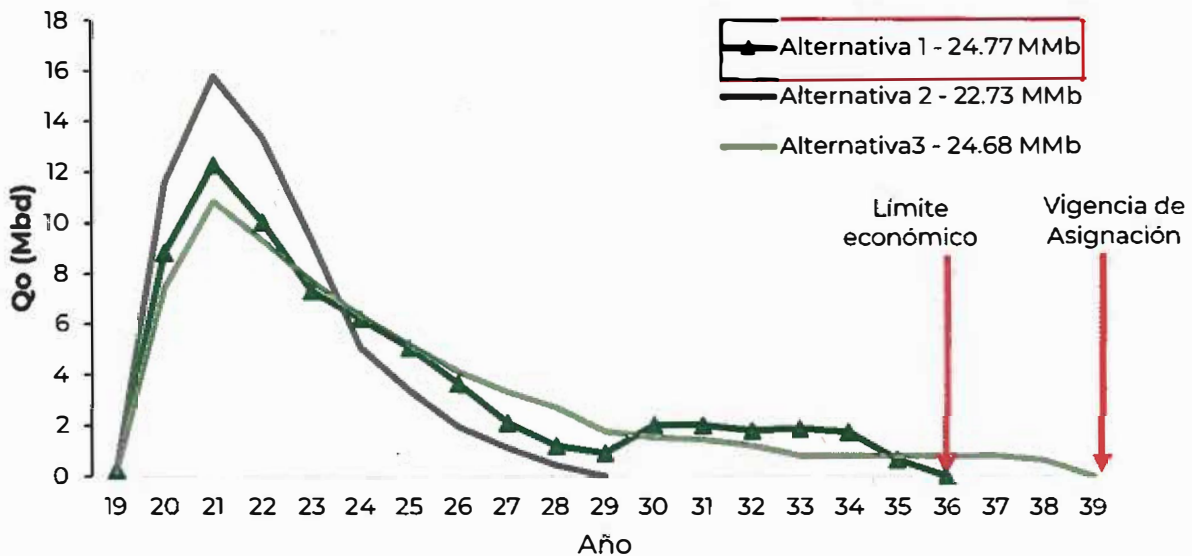


Figura 4. Pronóstico de producción de aceite de las alternativas analizadas por PEP.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP.)

c) Análisis técnico de la solicitud del Plan de Desarrollo

El primer aspecto que se analiza es el comportamiento de presión-producción del Campo, el cual se muestra en la Figura 6.

El Operador contempla iniciar con la producción del Campo en noviembre de 2019, y espera tener un pico de producción en el año 2021 de 12.29 Mbd para el caso del aceite y en el año 2023 para el caso del gas, de 11.7 MMpdc. Lo anterior, dado que la actividad de

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

perforación de pozos se realizará en el periodo de 2019 a 2020, siendo el 2020 el año en que se perforen 4 de los 5 pozos contemplados en el Plan

El comportamiento de producción del Campo se puede dividir en dos partes, la primera considera tres de los seis yacimientos de interés de aceite negro (Yacimientos 2,6 y 7), producidos a través de los pozos con terminación sencilla selectiva commingled fluyendo con tuberías de 2 7/8" Ø desde el inicio de la extracción y hasta el año 2029, fecha en la que dejan de producir al agotarse las reservas 2P. La segunda parte contempla a cuatro de los seis yacimientos de aceite negro (Yacimientos 1,2, 3 y 4), la cual permite iniciar producción en 2019 con uno de los cuatro yacimientos (Yacimiento 2) y continuará extrayendo producción de los tres restantes, a través de reparaciones mayores a tres pozos, mediante aperturas de camisas de flujo, desde el año 2023 hasta su abandono al límite económico. Lo descrito anteriormente se puede observar en la Figura 5.

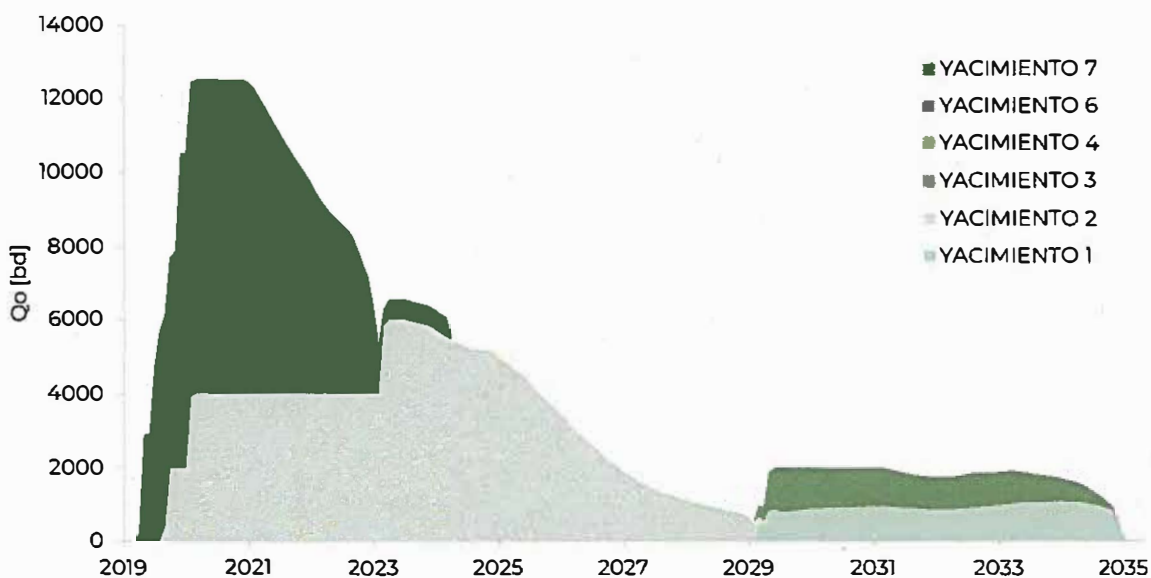


Figura 5. Producción de aceite por yacimiento.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP.)

Los yacimientos de aceite cuentan con una presión inicial promedio de 206.8 kg/cm², estimando la presión de saturación promedio en 193.08 kg/cm², misma que se prevé alcanzar en el año 2021, año en el que también se espera que inicie la declinación en la producción de aceite. Lo anterior, hasta el agotamiento de las reservas en los yacimientos de aceite en el año 2035 con una presión de abandono de 87 kg/cm². En cuanto a la relación gas-aceite (en adelante, RGA), se estima alcance un máximo valor de 1,877.3 m³/m³.

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

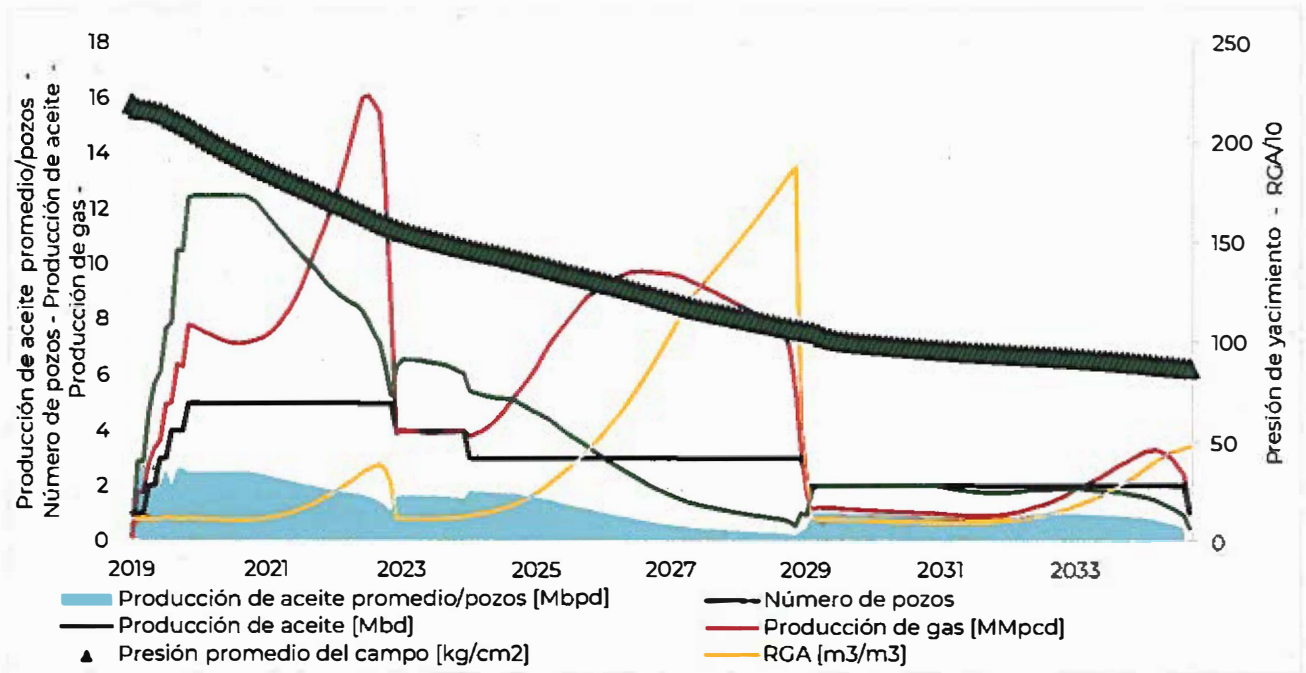
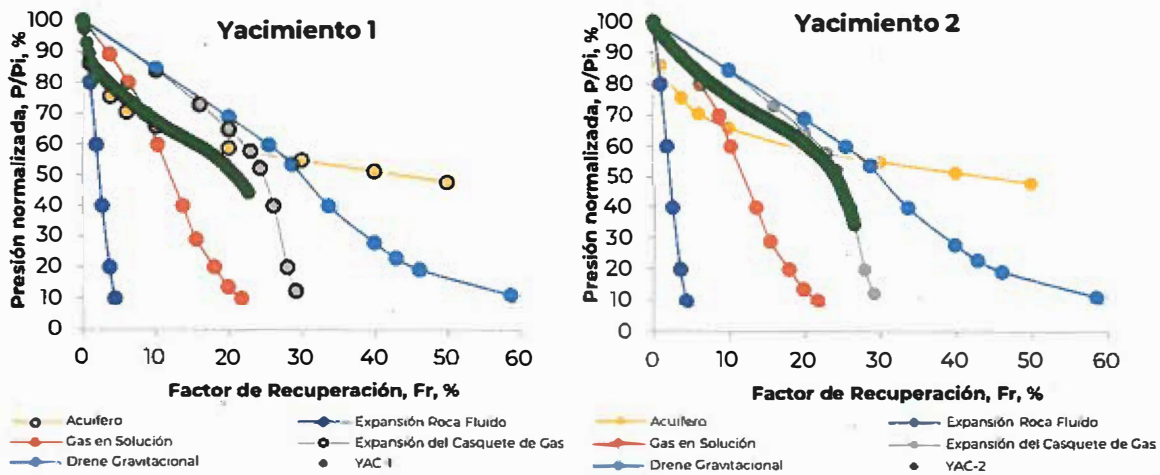


Figura 6. Comportamiento de presión del Campo.
(Fuente: PEP).

El comportamiento de producción considera un aporte de energía al yacimiento por expansión del sistema roca-fluidos y del casquete de gas como mecanismo de empuje principal. En la siguiente figura se observa los mecanismos de empuje predominantes para los seis yacimientos a desarrollar.



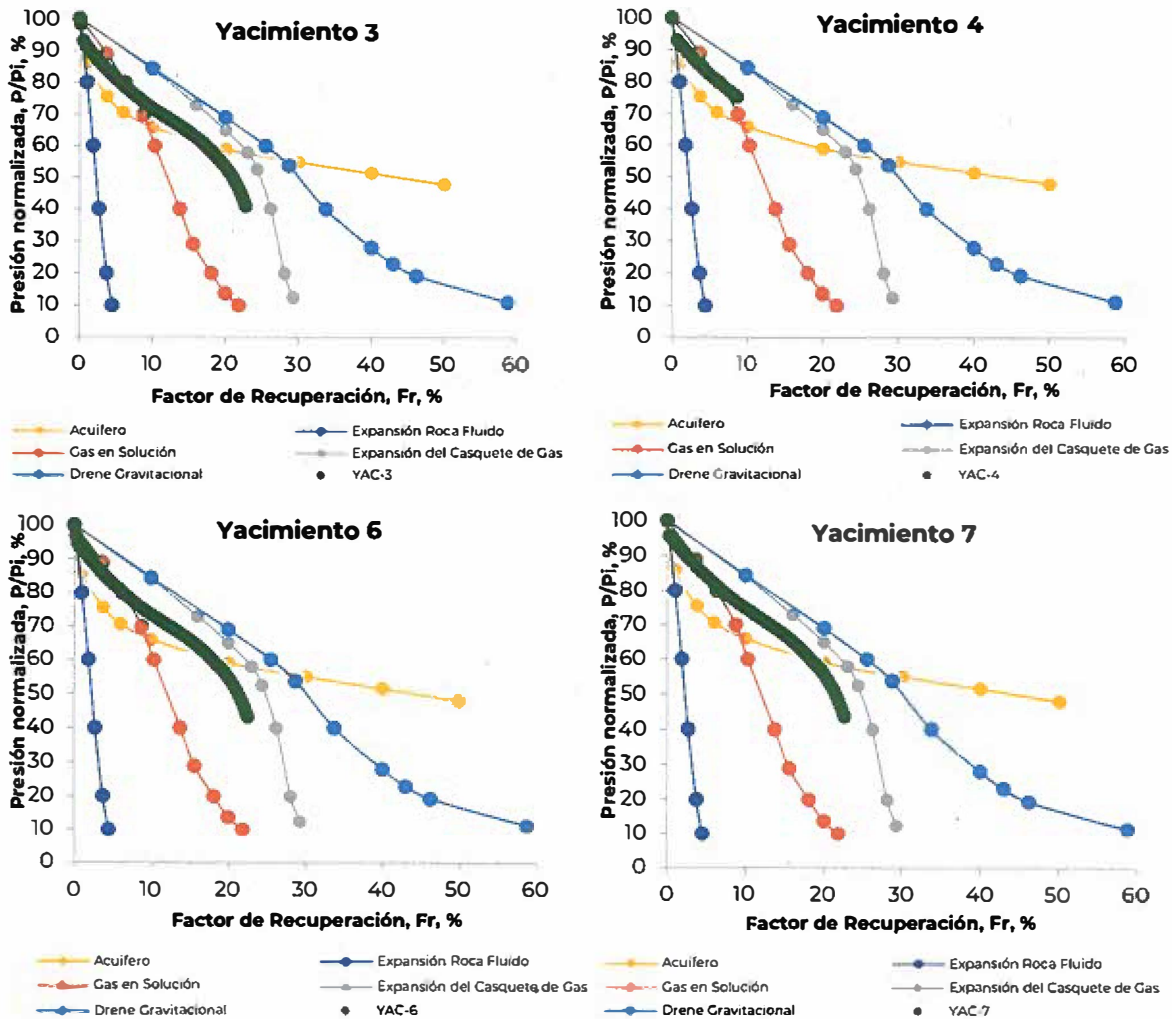


Figura 7. Mecanismos de empuje del Campo.

(Fuente: PEP).

Derivado del comportamiento de presión-producción, así como de los mecanismos de producción identificados, el Operador presenta los pronósticos de producción de aceite y de gas que se muestran en las Figuras 8 y 9, en los cuales se observa un incremento acelerado de la producción, asociado a la perforación de los pozos Octli-2, Octli-3, Octli-4 y Octli-5. Y, posteriormente otra alza derivada de las cuatro RMA que se tienen previstas.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right, initials 'm', '777', and several other signatures at the bottom right.

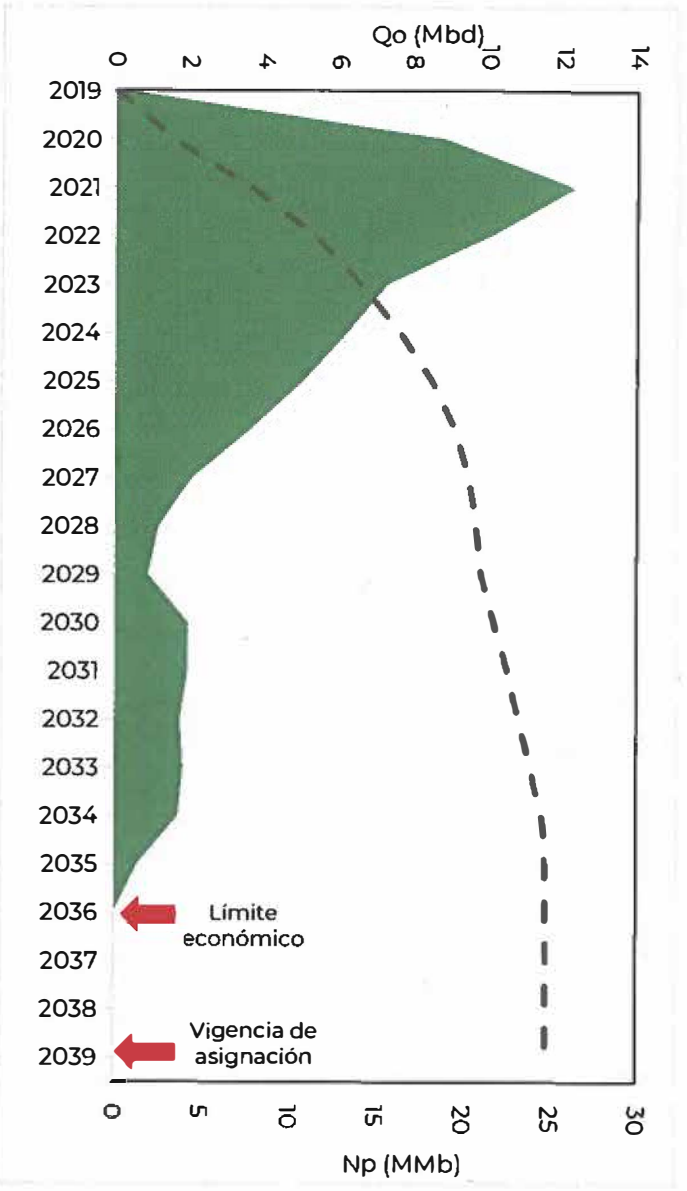


Figura 8. Producción de aceite del Campo.
(Fuente: PEP).

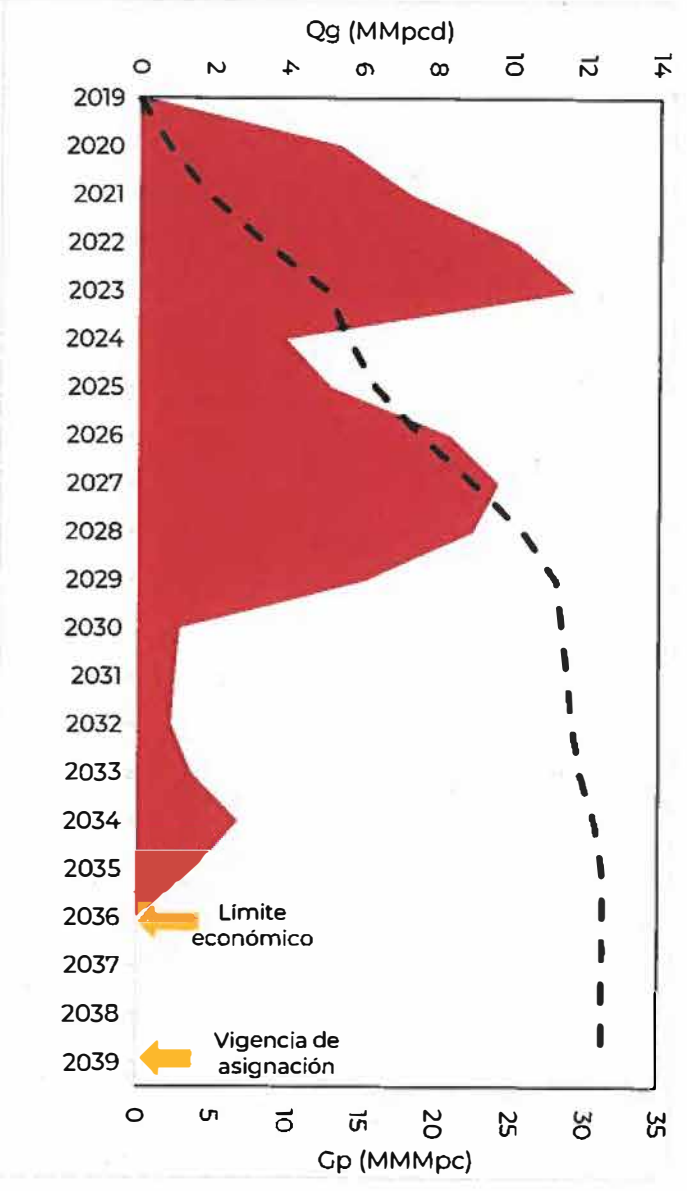
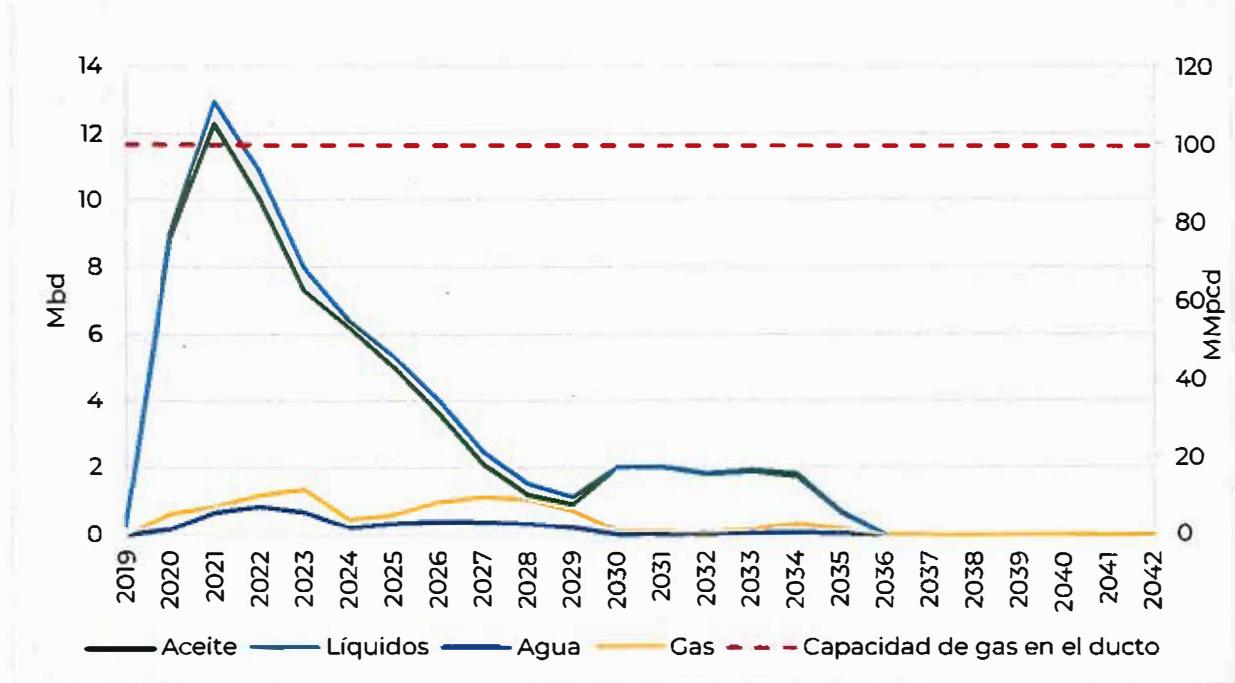


Figura 9. Producción de gas del Campo.
(Fuente: PEP).

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number 17.

La capacidad de manejo de la producción del Campo por medio del ducto de 16" Ø es de 40 Mbd de líquido y 100 MMpcd, por lo que se considera suficiente para transportar el aceite, gas y agua pronosticados. La capacidad de manejo se muestra en la Figura 10.



Líquidos. Aceite + Agua.

Figura 10. Capacidad de manejo de los fluidos del Campo Octli.
(Fuente: PEP).

La estrategia de producción del Campo se hará utilizando pozos direccionales tipo J con una profundidad promedio de 2,900 a 3,600 m. Respecto a cómo serán terminados, de acuerdo con la configuración mecánica del pozo y con los índices de productividad esperados, éstos tendrán tecnología de aparejo sencillo selectivo commingled, teniendo como ventaja la capacidad de producir simultáneamente dentro de diferentes zonas, menos intervenciones de redisparos y recuperación temprana de inversión. La geometría propuesta para los cinco pozos considerados en el Plan se puede observar en la Figura 11, y la Tabla 7 muestra el Pozo Tipo que se contempla para cada uno, así como los yacimientos involucrados tanto en la perforación como en las reparaciones mayores planeadas para cada localización.

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

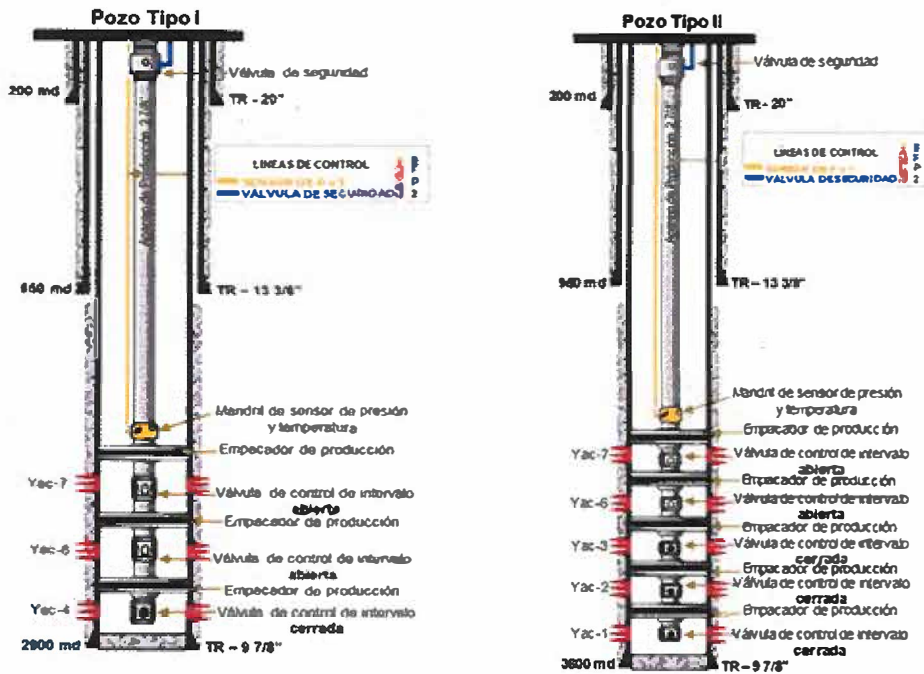


Figura 11. Geometría propuesta, pozo Tipo I y Tipo II, Campo Octli.
(Fuente: PEP).

Nombre de pozo	Pozo Tipo	Yacimientos (Perforación)	Yacimientos (RMA)
Octli-2	Tipo-I	7 y 6	4
Octli-3	Tipo-II	7 y 6	2/3 y 1
Octli-4	Tipo-II	2	3 y 1
Octli-5	Tipo-I	7 y 6	-
Octli-6	Tipo-I	2	-

Tabla 7. Correlativo de actividades física, pozos y yacimientos en el Campo Octli.
(Fuente: PEP).

Con el objeto de determinar si el Asignatario propone el Plan de Desarrollo para la Extracción del Campo Octli procurando la maximización del factor de recuperación considerando el máximo potencial de los yacimientos a la fecha del límite económico, la Comisión realizó una comparación de los factores de recuperación con campos

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

nacionales e internacionales de características y propiedades similares a las de Campo Octli en comento.

La Figura 12, muestra el comparativo con el factor de recuperación final estimado de los campos análogos nacionales, mientras que en la Tabla 8 se observan las características que se tomaron en cuenta para realizar la comparación entre el Campo Octli y los campos análogos internacionales que se muestra en la Figura 13.

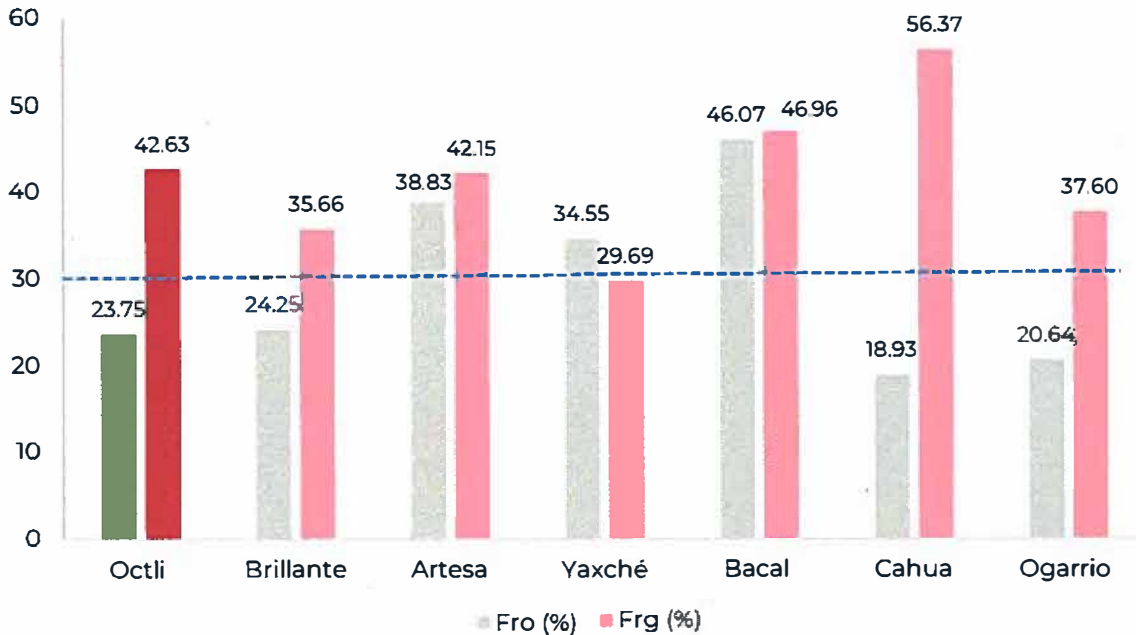


Figura 11. Comparativo de factor de recuperación de campos análogos nacionales de Octli. (Fuente: PEP).

Campo	Banoria	Octli
País	Malasia	México
Litología	Areniscas	Areniscas
Ambiente de depósito	Abanicos y canales	Abanicos y canales
Mineralogía	Cuarzo, feldespatos, líticos	Cuarzo, feldespatos, líticos
Tipo de HC	Aceite y gas	Aceite negro
Edad	Plioceno-Mioceno	Plioceno-Mioceno
API	40°	33°
Profundidad	500 mvbnm	400 mvbnm
Estructura	Estructura de Inversión tectónica elongadas N-S y Noreste -Suroeste	Estructura de Inversión tectónica elongadas N-S
Espesor neto promedio	1-60m	1-30m
Porosidad	20-30%	20-30%
Permeabilidad promedio	350 mD	300 mD

[Handwritten signatures and marks]

Geometría de pozos	Verticales, Direccionales y Horizontales	Direccionales
Saturación Aceite Inicial	76%	75%
Método de Recuperación	Secundaria	Primaria
Inicio de explotación	1974	2019
Corte de agua	18.9	0.6
Factor de recuperación de aceite	31.1%	23.75%

Tabla 8. Criterios de selección del campo análogo a nivel internacional.
(Fuente: PEP).

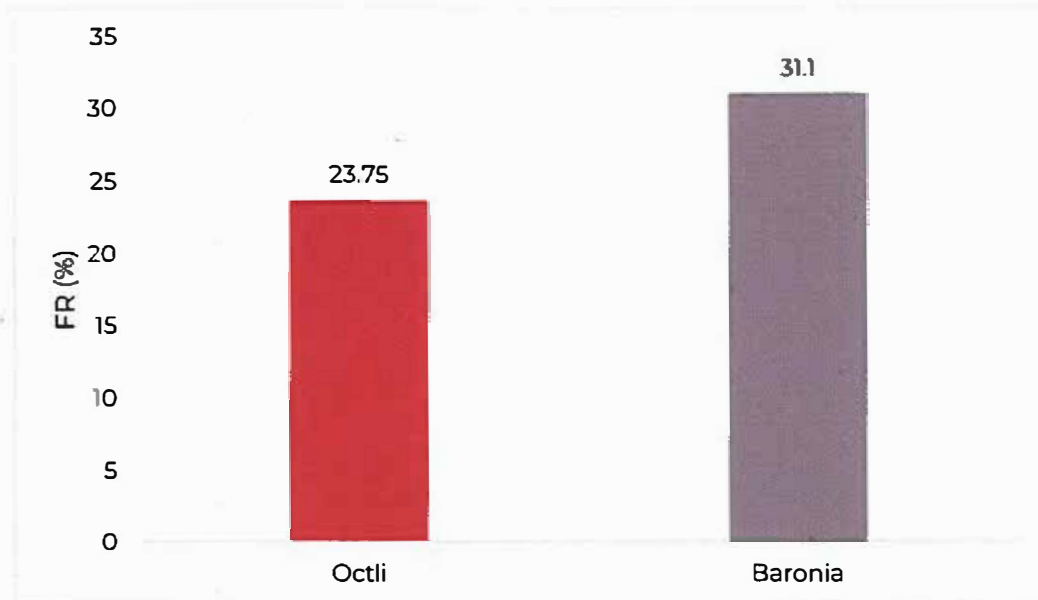


Figura 13. Comparativo de factor de recuperación de campos análogos internacionales de Octli.
(Fuente: PEP).

Del análisis realizado por esta Comisión, se observa que el factor de recuperación final estimado para el campo Octli, se encuentra por debajo de otros campos similares a nivel nacional e internacional como es el caso de los campos Baronia (Malasia) y Bacal a nivel nacional. Derivado de lo anterior, esta Comisión recomienda al Asignatario, evaluar la factibilidad de implementar recuperación secundaria, así como tecnologías de extracción, tales como bombeo electrocentrífugo, pozos horizontales, entre otros, asociadas a los Campos que proyectan un mayor factor de recuperación.

d) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De conformidad con lo establecido en los artículos 19, 23, 28, 42, 43 y 44 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH), la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción llevó a cabo el análisis y revisión de la información presentada por Pemex Exploración y Producción (en adelante,

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

Asignatario) correspondiente al Plan de Desarrollo de la Asignación AE-0009-3M - Tucoo-Xaxamani – 01- Campo Octli (en adelante, Campo Octli).

El Asignatario, considera la instalación de una plataforma tipo ELM denominada PP-Octli-A y un oleogasoducto para enviar la mezcla multifásica hasta su interconexión con el cabezal de producción general de la Plataforma PP-Cahua-A, donde se mezclará con la producción de este campo para posteriormente enviar ambas corrientes a tierra mediante un oleogasoducto marino el cual arriba a costa mediante un cruce direccional y continúa ya en tierra con un oleogasoducto terrestre hasta su interconexión con el cabezal general de producción de la Batería de Separación Rabasa, donde la producción de estos campos serán procesados y transportados en corrientes separadas de aceite y gas, en conjunto con otros campos que confluyen en esta instalación para acondicionamiento y comercialización en el Centro Procesador de Gas La Venta (CPGLV), en donde una vez puestas las corrientes en condiciones de punto de venta el gas será enviado al Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y el aceite al Centro Comercializador de Crudo Palomas (CCC Palomas).

En cuanto a la cuantificación de los hidrocarburos provenientes del Campo Octli, el Asignatario manifiesta que ésta se llevará a cabo conforme lo siguiente:

Medición de Petróleo

Para la cuantificación del Petróleo, el Asignatario contempla mediciones de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal (Puntos de Medición), en el siguiente esquema se identifica el tipo de medición en el manejo y transporte de petróleo correspondiente a este Campo.

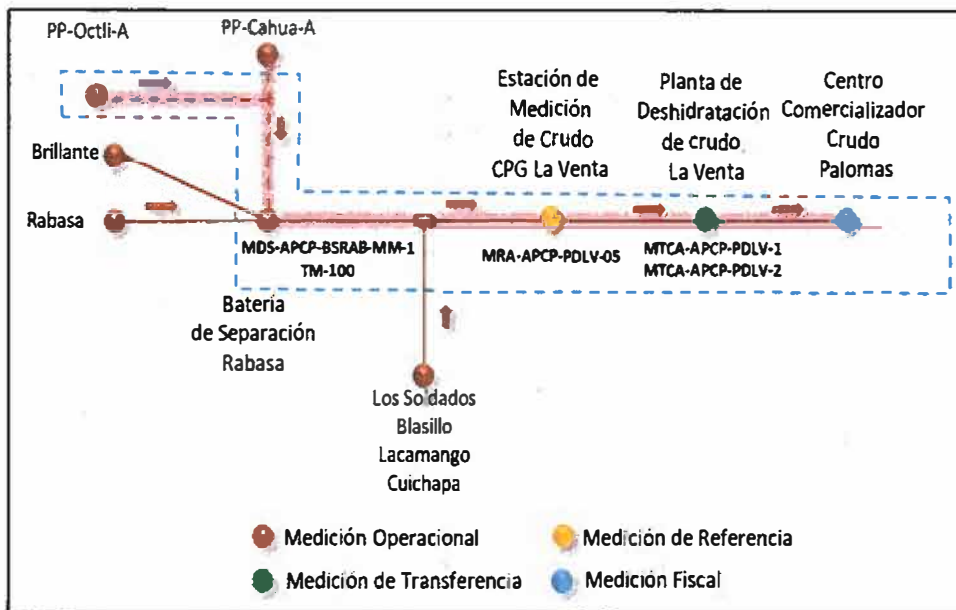


Figura 14. Tipos de Medición para petróleo correspondientes a la Asignación AE-0009-3M - Tucoo-Xaxamani – 01 (Campo Octli). (Fuente:PEP).

La medición de tipo operacional de los pozos se realizará por medio de un separador de prueba instalado en la plataforma PP-Octli-A, la medición de los flujos de pozos será por un período mínimo de 4 horas y un máximo de 6 horas. Una vez medidos los líquidos se incorporan al cabezal de producción. Otra medición Operacional se llevará a cabo en la Batería de Separación Rabasa, donde la mezcla pasará por la etapa de separación, donde se dispone de medidores tipo Coriolis a la descarga de líquidos en los separadores, posteriormente se enviarán a los tanques de almacenamiento general (TV-101) y de prueba (TM-100), donde se realizará una medición de tipo estática. El Asignatario prevé la rehabilitación de los tanques TV-101 y TM-100 y los separadores de prueba FA-110- FA-111, así mismo se contempla la construcción de un tanque vertical (TV-102) con la finalidad de incrementar la capacidad de Almacenamiento de Batería de Separación Rabasa y poder recibir la producción de este Campo.

Como parte del manejo y proceso de los hidrocarburos provenientes del Campo Octli, el Asignatario llevará a cabo una medición de tipo referencial dentro de la Estación de Medición de Crudo La Venta, por medio del Sistema de Medición identificado como (MRA-APCP-PDLV-05), el cual cuenta con un elemento primario tipo Coriolis, así como elementos secundarios de presión, temperatura y corte de agua.

La medición de tipo transferencia, se realizará en la Planta Deshidratadora La Venta, la cual tiene la función principal de eliminar el agua y las sales contenidas en el petróleo, dentro de esta instalación se dispone de un Sistema de Medición identificado como (MTCA-APCP-PDLV), el cual consta de 2 trenes de medición, con elemento primario tipo ultrasónico, elementos secundarios de presión, temperatura, densidad, porcentaje de agua, así como del elemento terciario computador de flujo. Del proceso generado en esta instalación, se alcanzan los parámetros óptimos de agua y sal en el petróleo, para su envío hacia el C.C.C.Palomas.

El C.C.C. Palomas cuenta con una infraestructura que incorpora entre otras instalaciones: oleoductos de entrada, regulación y mezclado, patines de medición, muestreadores automáticos y oleoductos de salida, un laboratorio certificado para determinar la calidad del petróleo. Dentro de esta instalación se ubica el Punto de Medición (medición fiscal) propuesto por el Asignatario, el cual cuantificará la producción derivada del Campo Octli, así como los volúmenes totales integrados por diferentes corrientes de hidrocarburos, en la siguiente tabla 1 se presentan los sistemas de Medición empleados como medición fiscal (Puntos de Medición).

Instalación	Tag - Sistema de Medición	Tipo de tecnología	Diámetro
Centro Comercializador de Crudo Palomas (C.C.C Palomas)	PA-100	Ultrasónico	10 pg.
	PA-200	Ultrasónico	8 pg.
	PA-300	Ultrasónico	8 pg.

Tabla 9. Puntos de Medición de petróleo (Medición Fiscal) para la Asignación AE-0009-3M - Tucoo-Xaxamani - 01 (Campo Octli).
(Fuente: PEP).

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right, several initials (m, f, p), and a signature at the bottom right.

Los Sistemas de Medición cuentan con elementos primarios, secundarios y terciarios de conformidad con la normatividad aplicable. La calidad de los hidrocarburos en estos Sistemas de Medición es determinada a través de un muestreador instalado en línea, que recolecta una muestra cada segundo para su posterior análisis en el laboratorio.

Medición Gas Natural

Como parte de la estrategia planteada por el Asignatario se contempla llevar a cabo mediciones de tipo operacional, referencial y fiscal (Puntos de Medición) para el gas proveniente del campo Octli, en el siguiente esquema se identifican los tipos de medición propuestos por el Asignatario para el manejo y transporte de gas.

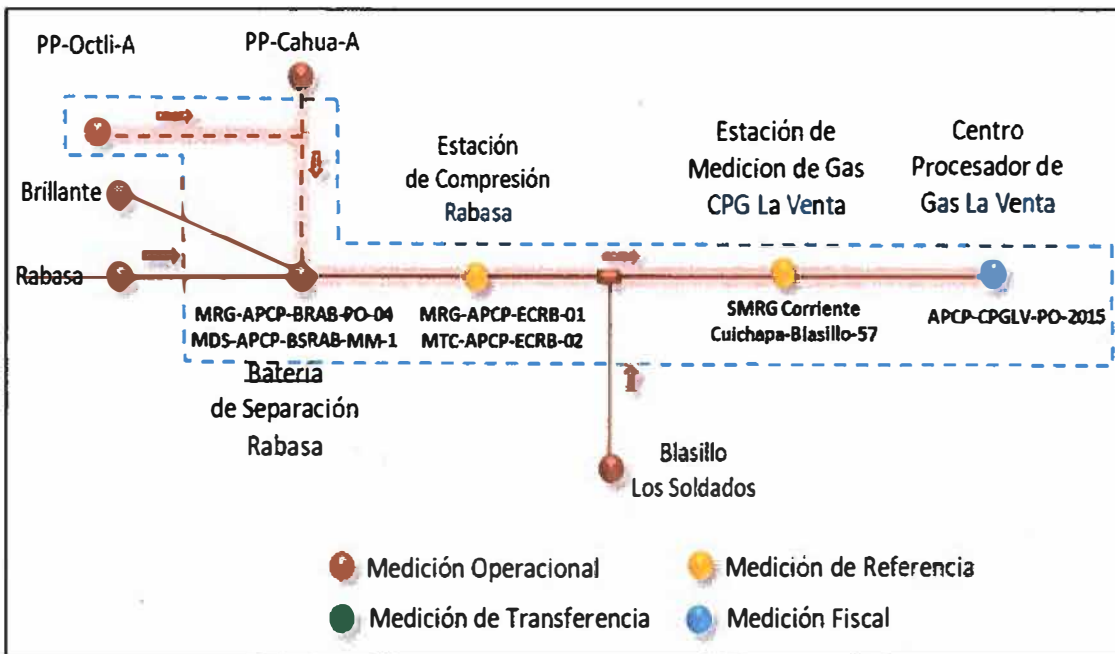


Figura 15. Tipos de Medición para gas correspondientes a la Asignación AE-0009-3M - Tucoo-Xaxamani - 01 (Campo Octli).
(Fuente:PEP).

La medición de tipo operacional de gas se realizará por medio de un separador de prueba instalado en la plataforma PP-Octli-A. La medición de los flujos de pozos será por un período mínimo de 4 horas y un máximo de 6 horas.

Otra medición Operacional se llevará a cabo en la Bateria de Separación Rabasa, donde el gas separado por medio de los equipos (FA-110 y FA-111) se envía a los Rectificadores Verticales Generales (RVG-2 y FA-120), en donde son eliminados los líquidos arrastrados en la corriente de gas y se envía a la succión de compresoras Rabasa, y es enviado al Complejo Procesador de Gas La Venta mediante dos gasoductos. Los equipos de separación y rectificación disponen de medidores tipo V-Cone. Así mismo dentro de la Estación de Compresión Rabasa, se dispone de un quemador elevado ecológico que se utiliza en caso de algún paro de motocompresores o paro total de la estación, este cuenta con un sistema de medición identificado como (MGQ-APCP-ECRB-03) integrado por un

Handwritten signatures and marks in blue ink at the bottom right of the page.

medidor tipo ultrasónico, el cual se encuentra fuera de operación, sin embargo, el Asignatario prevé la rehabilitación de dicho sistema de medición. El Asignatario realizará la rehabilitación de dichos equipos con base en el cronograma de actividades presentado dentro del Plan de Desarrollo en la *Figura III.2.4.1.3.34 Programa de Rehabilitación Mantenimiento y Calibración de los Sistemas de Batería Rabasa y Compresoras Rabasa.*

La medición referencial de gas para el campo Octli se realizará en la Estación de Medición de Gas La Venta por medio del Sistema de Medición identificado como (MRG Corriente Cuichapa-Blasillo-57), el cual cuenta con elemento primario tipo placa de orificio. Otra medición de tipo referencial se realizará en el Complejo Procesador de Gas La Venta, donde el gas se cuantifica con dos sistemas de medición (TAG MRG-APCP-ECRB-01) y (MTC-APCP-ECRB-02) tipo placa de orificio. El Asignatario contempla la rehabilitación de los Sistemas de Medición de tipo referencial.

El Punto de Medición (medición fiscal) propuesto por el Asignatario para la cuantificación del gas proveniente del campo Octli se encuentra ubicado dentro del Complejo Procesador de Gas La Venta, en la siguiente tabla se presenta las principales características del Punto de Medición.

Instalación	Tag - Sistema de Medición	Tipo de tecnología	Diámetro
Complejo Procesador de Gas La Venta	MTCG-APCP-CPGLV-PO-2015	Placa de orificio	12 pg.

Tabla 10. Punto de Medición de gas (Medición Fiscal) Campo Octli. (Fuente:PEP).

El sistema de medición (Punto de Medición) cuantifica el volumen total integrado por diferentes Asignaciones.

El Asignatario deberá dar aviso a esta Comisión del inicio de actividades y medición de las corrientes de gas provenientes del campo Octli, así mismo deberá de reportar los datos obtenidos en sus diferentes mediciones de acuerdo con los formatos establecidos en los LTMMH.

Medición de Condensado

Derivado de la filosofía e infraestructura en la Estación de Compresión La Venta, el Asignatario manifiesta que, esta es la ubicación para la determinación de condensado donde se encuentra en una sola fase la corriente de gas de la Asignación AE-0009-3M - Tucoo-Xaxamani - 01 campo Octli, es una determinación teórica bajo el sustento de la norma API MPMS 14.5, respecto a la cual su objetivo es conocer el volumen de condensados contenidos en el gas que serán recuperados en las posteriores etapas del proceso de acondicionamiento del gas, sin embargo esta ubicación deberá ser reevaluada de conformidad con los resultados obtenidos ya que la medición y toma de muestra en el separador de prueba puede ser más representativa aun y cuando los hidrocarburos no se encuentran totalmente estabilizados

El Asignatario deberá de reportar el volumen de condensado teórico en los formatos establecidos en los LTMMH.

Handwritten signatures and marks on the right side of the page, including a large signature at the top right, a smaller signature below it, and several initials and marks at the bottom right.

Producción y balance de los hidrocarburos.

Para la elaboración del balance de los hidrocarburos producidos en la Asignación (Campo Octli), el Asignatario propone los procedimientos denominados "Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Aceite de la Subdirección de Producción Campos Terrestres" y "Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Gas Natural en la Subdirección de Producción Bloques Sur", donde se considera la producción de aceite, gas y la toma de muestra manual para la determinación del contenido de agua y sedimentos en el separador de prueba en la Plataforma PP-Octli-A, así como la producción, presión, temperatura y corte de agua serán obtenidas en la Batería de Separación Rabasa, Planta Deshidratadora La Venta y en el Centro Comercializador de Crudo Palomas (para aceite), y en la Estación de Compresión Rabasa y Complejo Procesador de Gas La Venta (para gas), en los cuales se procesa y se lleva a cabo la distribución de los volúmenes producidos del campo Octli. Cabe señalar que en el Centro Comercializador de Crudo Palomas y en los Complejos Procesadores de Gas La Venta confluye la producción de más de una Asignación. 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.

Como premisa general, el Asignatario hace mención que para el concepto del "suministro del gas a bombeo neumático", no se le asignará volumen al campo Octli en la herramienta del Sistema Integral para la Administración de la Producción de Pemex Exploración y Producción (SIAPPEP), misma que aplica la conceptualización de la metodología de balance, derivado que el gas producido del campo no se utilizará para dicho concepto, así mismo, para el concepto del "gas enviado a quemador", se realizará en el SIAPPEP una distribución en base a la aportación volumétrica de cada campo al ser un volumen conformado por una mezcla.

Para la determinación de los volúmenes de condensados equivalentes del gas medido, el Operador Petrolero 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.

[Handwritten signature]

[Handwritten marks: 'g', 'm', '777', '26', and other illegible scribbles]

[Handwritten signatures and initials]

a. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos.

Datos Generales:

Nombre del Asesorarío o Contratista: Permes Exploración y Producción
 No. de Contrato o Asignación: AE-0009-3M Tecco-Maxamán 01 (Campo Octil)
 Nombre de la Asignación o Área Contratada: Tecco-Maxamán 01 (Campo Octil)
 Tipo de Plan a evaluar: Plan de Desarrollo



No.	Artículo de los LTI/MI/Contrato/Quile	Suplemento	Criterio de evaluación	Cumplimiento Si/No	Distribución breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.M.	LTI/MI, Capítulo III y IV	determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	SI	El Asignatario presentó información referente a la determinación y asignación de los Hidrocarburos provenientes del Área de Asignación (Campo Octil), estableciendo mediciones de tipo Operacional, Referencial, Transferencia y Fiscal de los hidrocarburos.	La información se describe a mayor detalle en el documento "Plan de Desarrollo". Páginas 267 a 275.
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTI/MI, Capítulo II	De los sistemas de medición	SI	El Asignatario presentó información referente a los Sistemas de Medición para la cuantificación de los hidrocarburos provenientes de la Asignación (Campo Octil) estableciendo el tipo de Medición Operacional, Referencial, de Transferencia y Punto de Medición (Medición Fiscal) para cada tipo de hidrocarburo desde el manejo y transporte de la producción, de igual manera presentó el tipo de tecnología empleada en cada Sistema de Medición, así como sus principales características técnicas y operativas de los mismos. Los Puntos de Medición considerados por el Asignatario para la cuantificación de los Hidrocarburos son los siguientes: Punto de Medición de Petróleo: Los Sistemas de Medición ideados como PA-300, PA-200, PA-300 ubicados en el Centro Comercializador de Crudo Palomas (C.C.C Palomas). Punto de Medición de Gas: El Sistema de Medición ideado como (MTCG-APCP-CPLV-PO-2015) ubicado en el Centro de Proceso de Gas La Venta.	La información se describe a mayor detalle en el documento "Plan de Desarrollo". Páginas 267 a 275.
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTI/MI	SI	El Asignatario presentó un documento que establece la política en materia de Medición de Hidrocarburos, dicha política se encuentra respaldada con la aplicación e implementación de los Sistemas de Gestión de Medición fundamentada en la Norma NMX-CC 30012-SMNC 2004.	Dentro del documento "Plan Factor para la Medición de los Hidrocarburos en Permes Exploración y Producción 2016-2020", se describen las principales actividades y compromisos para la implementación de la Política de Medición.
4	42, fracción II	Procedimientos:		SI	El Asignatario presentó el documento "Procedimiento Operativo para mantenimiento y sistemas de medición de hidrocarburos en Permes Exploración y Producción PO-PO-MA-0001-2017" e a él que se definen las actividades de mantenimiento de los sistemas de medición correspondientes a los equipos de perforación, almacenamiento y terciares de los Sistemas de Medición, todo en función de las especificaciones del fabricante y el proceso responsable de cada instrumento.	El Asignatario presentó programas de mantenimiento a los diferentes Sistemas de Medición (operacional, referencial, transferencia y fiscal) propuestos para la Asignación (Campo Octil).
		Mantenimiento	SI	El Asignatario presentó el documento "procedimiento operativo para realizar la calibración metrológica a sistemas de medición de hidrocarburos en permes exploración y producción PO-PO-OP-0144-2017". El Proceso de Calibración Metrológica está documentado y diseñado conforme a la Norma NMX-CC 30012-SMNC 2004 e ISO 9000:2000	El Asignatario presentó programas para realizar calibración metrológica a los diferentes Sistemas de Medición (operacional, referencial, transferencia y fiscal) propuestos para la Asignación (Campo Octil).	
		Calibración metrológica	SI	El Asignatario documentó diversos procedimientos para el balance de los hidrocarburos, donde se considera la medición de tipo Operacional, Referencial, Transferencia y Fiscal.	La información se localiza en la Carpeta. Anexos Junt 42 LTI/MI/02-41. Procedimientos.	
		Elaboración de balance	SI	El Asignatario documentó el procedimiento "PO-PO-OP-0134-2017 - Procedimiento Operativo para calibrar sistemas de medición de hidrocarburos en Permes Exploración y Producción", el cual describe las actividades a ejecutar durante el proceso de una calibración correspondiente a los elementos primarios, secundarios y terciarios en los diversos Sistemas y Puntos de Medición que intervienen en la cuantificación de los hidrocarburos provenientes de la Asignación (Campo Octil).	Las calibraciones las llevará a cabo un tercero independiente, quien deberá contar con las acreditaciones emitidas por la Entidad Mexicana de Acreditación, A.C. (ema) o en su caso por algún organismo internacional.	
5	42, fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adición referente a los diagramas a presentar (DITS, 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	Presentó esquemas y diagramas generales de infraestructura de las instalaciones que se van a emplear para el manejo, proceso y medición de los hidrocarburos producidos.	El Asignatario deberá realizar y mantener actualizados los diagramas de tuberías e instrumentación (DITS) e Isométricos información que deberá estar a disposición de la Comisión.

No.	Artículo de los LTRMHH/Carpetas/Plata	Responsable	Criterio de evaluación	Completado SI/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 21, fracción I de los LTRMHH	SI	El Asignatario presentó la ubicación de las instalaciones donde se llevará a cabo la medición de tipo Operacional, Referencial, Transferencial y Fiscal de los Hidrocarburos provenientes de la Asignación [Campo OCT6].	La ubicación de las instalaciones se presentan en un plano geográfico.
7	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medición	Presentar los diagramas de los instrumentos de medición (DIFs, transferenciales). 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 LTRMHH	SI	El Asignatario presentó los diagramas de tubería e instrumentación correspondientes a los Sistemas de Medición instalados como Puntos de Medición (medición fiscal)	El Asignatario deberá de mantener los diagramas de tuberías e instrumentación (DIFs) e Instrumentos de los Sistemas de Medición involucrados en la calificación de la producción de la Asignación actualizados y a disposición de la Comisión.
8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a los establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores.	SI	El Asignatario manifestó que los Puntos de Medición (Medición Fiscal) no son de uso compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero, todos las asignaciones que conllevan a los Sistemas de Medición se encuentran bajo el cargo de PEP	El documento presentado se localiza en la Carpeta 7/01-VI-Uso compartido del Punto de Medición
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 procedimientos que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	SI	El Asignatario presentó diversos programas y cronogramas donde se establecen actividades para la implementación de los Mecanismos de Medición (MM6)	Los actúales presentados en los programas de implementación establecen los principales aspectos que intervienen en los Mecanismos de Medición que incluye procedimientos, equipos y personal.
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTRMHH, y se deberá reportar los valores de las incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conforman el Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición correspondientes como soporte.	SI	El Asignatario presentó información de las incertidumbre asociadas a los Sistemas de Medición, así como un programa para la actualización de los datos de incertidumbre asociados a los Sistemas de Medición, al cual tiene la finalidad de dar cumplimiento con lo establecido en el artículo III de los LTRMHH	El Asignatario deberá de mantener actualizados los presupuestos y sus respectivos valores de incertidumbre de Medición en los Sistemas de Medición de tipo Operacional, Referencial, Transferencial y Fiscal, información que se deberá remitir a esta Comisión de conformidad con lo establecido en el Capítulo I, artículo 13, fracción III de los LTRMHH
11	42, fracción III	Validación económica	Presentar las orientaciones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y mejoramiento de la medición durante el Plan de Desarrollo, las cuales tendrán como finalidad el dar cumplimiento a los valores de incertidumbre establecidos en los LTRMHH	SI	El Asignatario presentó el análisis de las inversiones y costos de operación para los años 2018 al 2023.	El Asignatario deberá de realizar el análisis económico que refleje el impacto en la inversión de Medición en los Puntos de Medición, en la Medición de Transferencia, Operacional y de Referencia de acuerdo con las actividades planteadas.
12	42, fracción X	Programa de implementación de la Bitácora de registro	Debe darse cumplimiento al artículo 7, fracción IV artículo 10, artículo 42 fracción X, artículo 50	SI	El Asignatario documentó las principales actividades para la Bitácora de Registro, dichas actividades se detallan en el documento "Bitácora electrónica para la Gestión y Control de la Medición en Petros Exploración y Producción". Cabe señalar que la herramienta presentada se encuentra estructurada de conformidad con lo establecido en la Norma NMX-CC 10012-BNFC-2004.	El Asignatario deberá de mantener actualizada la información referente a los registros de todas las mediciones de volúmenes y calidad de los hidrocarburos producidos. Así mismo deberá garantizar que la Comisión tenga acceso y total disponibilidad de la información técnica derivada de la implementación y operación de los Mecanismos de Medición, de conformidad con lo establecido en el artículo 10, fracción IV de los LTRMHH
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	SI	Presentó cronogramas para llevar a cabo diagnósticos a los Sistemas de Medición de tipo Operacional, Referencial, Transferencial y Fiscal.	Detalle de los programas no se especifica las actividades que forman a cabo en los diagnósticos programados, el Asignatario deberá remitir a esta Comisión, información soporte sobre los diagnósticos y Auditorías que se lleven a cabo conforme al cronograma presentado, incluyendo los documentos o reportes que de manera las competencias técnicas, capacidades o certificaciones del personal que lleve a cabo los diagnósticos, esto de conformidad con lo establecido en el Capítulo I, artículo 10, inciso g de los LTRMHH.
14	42, fracción XII	Competencias técnicas	Se tendrá que incluir certificados, se comprobó, evidencias que demuestran que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalar. Adicionalmente se debe incluir el programa y CVs del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación.	SI	El Asignatario documentó competencias técnicas del Responsable Oficial y del personal involucrado en la medición de Hidrocarburos. Asimismo presentó programas de capacitación al personal involucrado en la medición de hidrocarburos.	El Asignatario deberá de remitir a la Comisión la información en el artículo 10, fracción III, inciso I, punto III de los LTRMHH.
15	42, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 16, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	SI	El Asignatario presentó el desarrollo de tres instructivos para la aplicación de fichas técnicas de indicadores de desempeño entre los cuales contempla los siguientes: Calidad en el Componente Agua y Sedimento, contenido en los hidrocarburos líquidos. Calidad en el Componente Nitrogeno, contenido en los hidrocarburos gaseosos. Incertidumbre de medida asociada a la medición de hidrocarburos.	

777
 M
 A
 28

No.	Artículo de los (Tubificadores/Extracción/Calo)	Requerimientos	Criterio de evaluación	Cumplimiento Sí/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
16	42, fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 9, incluyendo sus datos generales como es el puesto que ocupa en la empresa y sus datos de contacto.	Sí	El Asignatario presentó los datos del responsable oficial, designado como su representante a la Ing. Blanca E. González Valdeira que a su vez aparece como suplente de la actividad según AFBASCO-01, mismo que es el responsable de los trabajos de Medición y de la comunicación con la Comisión en materia de los ITUBIFL.	
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, vertidos ni diágramas.	Sí	En uno de los diágramas de tuberías e instrumentación (DIT) correspondientes a los Sistemas de Medición en los Puntos de Medición presentados por el Asignatario, no se visualizan derivaciones de tubería que afecten o modifiquen la medición de los Hidrocarburos.	
18	19, fracción III	Telecentro	Presentar la descripción de los sistemas telemáticos con que se cuente o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos.	Sí	El Asignatario presentó el documento "Plan rector para la medición de hidrocarburos en Pesmes Exploración y Producción", dentro del cual se documenta un cronograma de actividades, contemplando la implementación de sistemas telemáticos en los Puntos de Medición (Medición Física) así como en la Medición Operacional, Referencial y de Transferencia. Así mismo, dentro del documento Plan de desarrollo, se menciona que los Puntos de Medición cuentan con sistema de telecentro.	El Asignatario deberá garantizar a la Comisión el acceso a los sistemas telemáticos, sin costo alguno para ésta.
19	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, e en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes Lineamientos.	Sí	Dentro del documento "Plan rector para la medición de hidrocarburos en Pesmes Exploración y Producción 2016-2027" se hace mención sobre las actividades a ejecutar como parte de la Gestión y Gestión de la Medición, mismas que señalan que todos los Puntos de Medición (medición física) propuestos por el Asignatario deberán dar cumplimiento con los parámetros de calidad establecidos en el referido artículo.	El Asignatario deberá de reportar los datos de calidad de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, de conformidad con lo establecido en los ITUBIFL.
20	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operación y flujo que se permitan almacenar, así como contar con la capacidad de guardar la información.	No	Dentro del Plan de Desarrollo para la Extracción, se menciona que los Sistemas de Medición correspondientes a los Puntos de Medición cuentan con computadores de flujo.	El Asignatario deberá llevar el registro de los computadores al cálculo del computador con base en la normatividad aplicable.
21	21	De las precálculas	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales.	Sí	Presentó información de certificados de calibración de los instrumentos primarios y secundarios de los Sistemas de Medición.	
22	22	Patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los conductores, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permanente. En casos excepcionales, Patrones portátiles.	Sí	Presentó las características de los patrones de referencia implementados en los Puntos de Medición.	El Asignatario deberá actualizar y mantener a disposición de la Comisión la información correspondiente a los patrones volátiles en el Punto de Medición.
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balance del área.	Sí	La medición de agua se llevará a cabo dentro de la Planta Deshidratadora La Vesta donde se realiza la recuperación del agua en pozos de la asignación Clavo Presidente.	La información correspondiente se localiza dentro del Plan de Desarrollo, e en las páginas 181 a 183.
24	24	De la medición multibanda, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de mediciones multibanda en su plan de desarrollo para la Extracción.	---	---	---
25	VI.9 Anexo I gabo de planes	Medición en pruebas de pozo	Presentar, la descripción breve de los puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor, características asociadas, y calidad de los Hidrocarburos, adicional la ubicación e la que se entregará al comercializador los hidrocarburos.	Sí	La medición de alvora de pozo, se llevará a cabo bajo el sistema de medición operacional con equipos de medición.	

Derivado de la propuesta presentada para los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición de la Asignación AE-0009-3M - Tucoo-Xaxamani - 01 (Campo Octli), la Dirección General de Medición manifiesta que, el Asignatario presentó la información y requerimientos necesarios para el cumplimiento de la implementación de los

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right, initials 'm' and 'f', and the number '29' at the bottom right.

Mecanismos de Medición, los cuales fueron evaluados de conformidad con lo establecido en el artículo 42 de los LTMMH, además de conformidad con el artículo 43 de los LTMMH se solicitó la opinión de la ubicación por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

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

De conformidad con lo establecido en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.403/2019 de fecha 18 de julio de 2019, a lo cual mediante el Oficio 352-A-I-014 con fecha del 22 de julio de 2019, se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el Asignatario Pemex Exploración y Producción correspondientes al Área de Asignación AE-0009-3M - Tucoo-Xaxamani - 01 (Campo Octli), siempre que los Mecanismos de Medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones de mercado. En relación con lo anterior, la SHCP presentó las siguientes consideraciones:

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

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

e) Comercialización

La evaluación se realizó de conformidad con el procedimiento establecido en los Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones. La cual, considera la estrategia de comercialización presentada por el Asignatario en el Plan y lo establecido en las fracciones III.2.4.3 y III.2.4.4 del Anexo II de los Lineamientos.

Derivado de lo anterior, se concluye lo siguiente:

Para el manejo de los hidrocarburos producidos, el Asignatario señala que derivado de que la Asignación no cuenta con los equipos e infraestructura necesarios para la separación y acondicionamiento de la producción de la Asignación, esta será enviada en estado multifásico hacia la PP-Cahua-A, por medio de un oleogasoducto de 16 pg. el cual conectará la PP-Octli-A con la PP-Cahua-A, donde se mezclará con la producción de este campo para enviarla en conjunto en forma de mezcla por medio de un oleogasoducto de 16 pg. hacia la Batería de Separación Rabasa.

Una vez arribando a Rabasa la mezcla será procesada y transportada en corrientes separadas de Aceite y Gas, junto con las corrientes de otros campos que confluyen en esta instalación hacia el Centro Procesador de Gas la Venta, donde se les dará el acondicionamiento necesario para llevarlos a condiciones Comerciales para posteriormente enviar el Aceite a C.C.C. Palomas para su venta y exportación, mientras que el gas será ingresado al Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) para su disposición final.

En lo que se refiere a la disposición del agua congénita producto de la deshidratación se efectúa la reinyección en pozos de la Asignación Cinco Presidentes, mientras que, la determinación del Condensado producido durante el transporte se realizará de manera teórica bajo el sustento de la norma API MPMS 14.5

En lo que respecta a la calidad del gas a comercializar, este será llevado a las condiciones estipuladas en la NOM-001-SECRE-2010, mientras que, la calidad esperada del Aceite a comercializar ronda los 31 °API.

c. Obligaciones de PEP:

1. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas por esta Comisión en el Plan de Desarrollo y de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen Técnico.
2. El Asignatario deberá dar aviso a esta Comisión - DGMyc cuando se finalice con cada una de las actividades relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas como parte de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción.

3. Los volúmenes y calidades del Petróleo, Gas Natural y Condensados deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los LTMMH y normatividad vigente.
4. El Asignatario deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno.
5. El Asignatario deberá reportar la información de medición y producción de acuerdo con lo señalado en el artículo 10 de los LTMMH.
6. El Asignatario deberá remitir a la Comisión los documentos vigentes que demuestren las competencias técnicas, capacidades o certificaciones del personal que lleve a cabo los Diagnósticos, de conformidad con lo establecido en el artículo 59 de los LTMMH.
7. De conformidad con el artículo 4 de los LTMMH, el Asignatario deberá entregar los informes, reportes, datos y cualquier otra información referida en los LTMMH, de manera física o a través de medios electrónicos. Lo anterior, en los sistemas informáticos para el registro de producción y balances o formatos y portales de carga de información, incluyendo los contenidos en el Anexo I de los LTMMH.
8. El Asignatario deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en el Punto de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH.
9. 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.

Así mismo es necesario que el Asignatario cuente 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 Plan de Desarrollo para la Extracción, 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.

f) Análisis económico

El artículo 11 de los Lineamientos, señala que los Planes deben contar con un análisis técnico económico que sustente el cumplimiento de los objetivos establecidos en las Asignaciones, entre otros, la maximización del valor de los hidrocarburos a lo largo de la vida de los yacimientos y campos en condiciones económicamente viables, así como la selección de las mejores prácticas de la industria.

Aunado a lo anterior, los artículos 9 y 20 de los mismos Lineamientos establecen que el contenido de los Planes de Desarrollo para la Extracción se detalla en el Anexo II de los mismos.

Con base en lo establecido en los numerales I.6.3, I.6.7, III.2.7 y V de la sección 2. Contenido del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Guía para los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, Anexo II de los Lineamientos, la aprobación del Plan de Desarrollo implica el análisis económico del Programa de Inversiones y de la Evaluación Económica del Plan de Desarrollo presentado por el Operador.

Es así como, en cumplimiento al mandato legal establecido, a continuación, se presentan los resultados del Análisis económico. Al respecto, se destaca la viabilidad económica del proyecto presentado en el Plan de Desarrollo, a través de la información referente al Programa de Inversiones e indicadores económicos.

Programa de Inversiones

El Programa de Inversiones es consistente con la información presentada correspondiente al Plan de Desarrollo; y fue presentado de conformidad con lo establecido en el catálogo de costos de 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.

El Plan de Desarrollo estima un monto total de 355.82 millones de dólares: 330.50 millones de dólares asociados al Programa de Inversiones, de los cuales, 259.75 millones corresponden a Inversiones (78.59%), 70.75 millones a gasto operativo (21.41%); y 25.32 millones de dólares correspondientes a otros egresos².

² Monto que Pemex especifica se refiere a erogaciones por concepto de mantenimiento de infraestructura fuera de la Asignación, por la cual se maneja la producción del campo Octli.

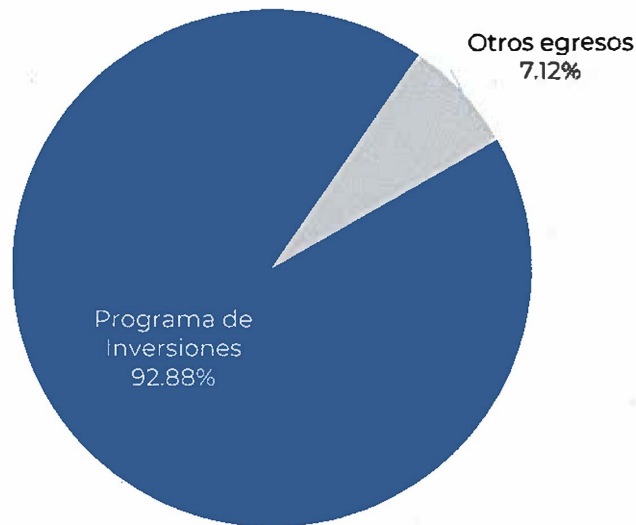


Figura 16. Distribución de gastos totales del proyecto: Programa de Inversiones y Otros egresos. 355.82 millones de dólares. (Fuente: Comisión).

Las siguientes figuras muestran el monto del Programa de Inversiones, desglosado por Actividad Petrolera; y a su vez, cada una de ellas por Sub-actividad.

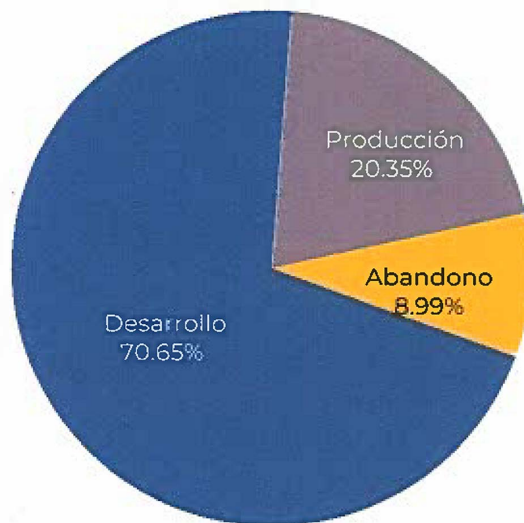


Figura 17. Distribución de Programa de Inversiones por Actividad Petrolera 330.50 millones de dólares. (Fuente Comisión).

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

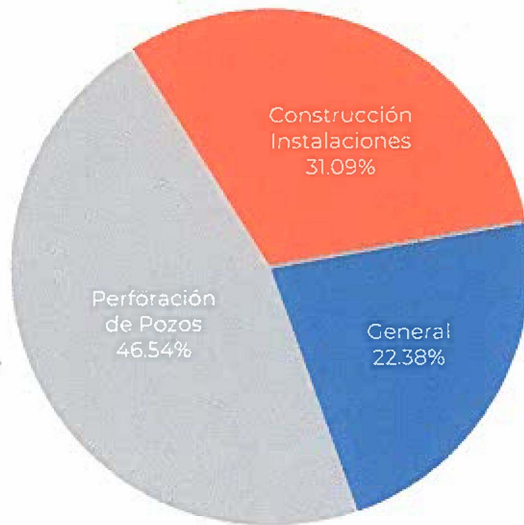


Figura 18. Distribución de Inversiones. Actividad Petrolera Desarrollo 233.51 millones de dólares. (Fuente: PEP).

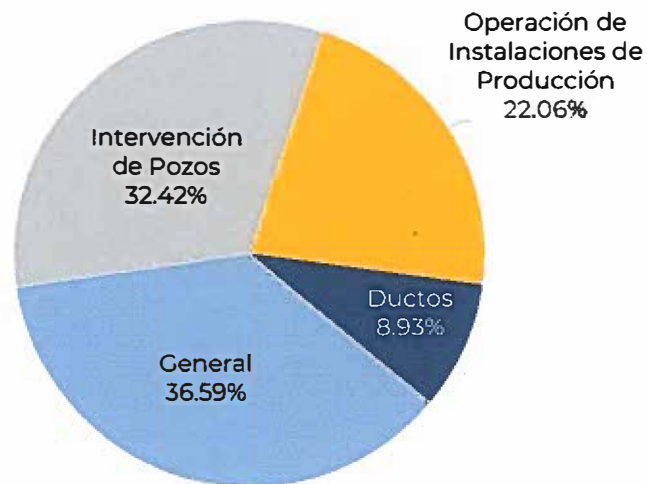


Figura 19. Distribución de Inversiones. Actividad Petrolera Producción 67.27 millones de dólares. (Fuente: PEP).

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right, the letters 'mm' in the middle, and several other signatures at the bottom right.

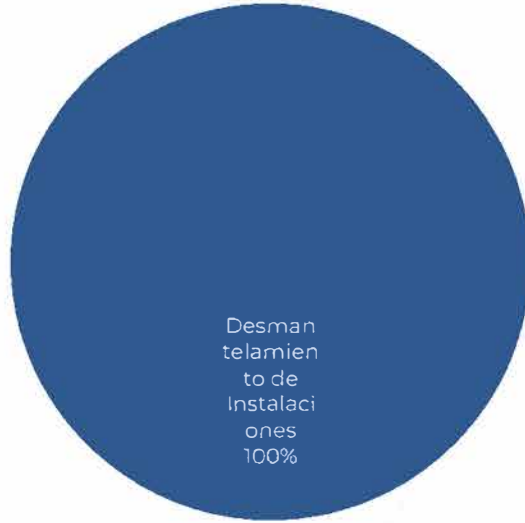


Figura 20. Distribución de Inversiones. Actividad Petrolera Abandono 29.72 millones de dólares. (Fuente: PEP).

Actividad Petrolera	Sub-Actividad Petrolera	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Desarrollo	General ^a	\$ 0.25	\$ 8.45	\$ 11.68	\$ 10.11	\$ 7.36	\$ 3.64	\$ 3.34	\$ 2.86
	Perforación de Pozos	\$ 23.75	\$ 84.92	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
	Construcción de Instalaciones	\$ 72.59	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Producción	General ^a	\$ 0.34	\$ 0.34	\$ 0.34	\$ 0.34	\$ 0.93	\$ 2.65	\$ 2.07	\$ 1.79
	Intervención de Pozos	\$ -	\$ -	\$ 1.03	\$ 4.12	\$ 3.18	\$ -	\$ 3.09	\$ -
	Operación de Instalaciones de Producción	\$ 0.23	\$ 0.94	\$ 0.94	\$ 0.94	\$ 0.95	\$ 0.94	\$ 0.94	\$ 0.94
	Ductos	\$ 0.06	\$ 0.35	\$ 0.35	\$ 0.35	\$ 0.52	\$ 0.35	\$ 0.35	\$ 0.35
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Total Programa de Inversiones		\$ 97.22	\$ 94.99	\$ 14.34	\$ 15.86	\$ 12.94	\$ 7.57	\$ 9.79	\$ 5.93
Otros egresos ^b		\$ 0.27	\$ 3.83	\$ 3.67	\$ 1.63	\$ 1.37	\$ 1.26	\$ 1.26	\$ 1.26
Total gastos Plan de Desarrollo		\$ 97.48	\$ 98.83	\$ 18.01	\$ 17.49	\$ 14.32	\$ 8.83	\$ 11.04	\$ 7.19

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

2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	Total (millones de dólares)
\$ 2.10	\$ 1.51	\$ 0.95	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 52.26
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 108.67
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 72.59
\$ 1.39	\$ 1.10	\$ 1.03	\$ 2.24	\$ 2.21	\$ 2.02	\$ 2.17	\$ 2.22	\$ 1.11	\$ 0.31	\$ 24.61
\$ 3.09	\$ -	\$ 3.18	\$ -	\$ 2.06	\$ -	\$ 2.06	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 21.81
\$ 0.94	\$ 0.95	\$ 0.94	\$ 0.94	\$ 0.94	\$ 0.94	\$ 0.95	\$ 0.94	\$ 0.55	\$ -	\$ 14.84
\$ 0.35	\$ 0.52	\$ 0.35	\$ 0.35	\$ 0.35	\$ 0.35	\$ 0.52	\$ 0.35	\$ 0.20	\$ -	\$ 6.01
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 15.47	\$ 14.25	\$ 29.72
\$ 7.86	\$ 4.09	\$ 6.44	\$ 3.52	\$ 5.55	\$ 3.31	\$ 5.70	\$ 3.50	\$ 17.33	\$ 14.56	\$ 330.50
\$ 1.26	\$ 1.26	\$ 1.26	\$ 1.26	\$ 1.26	\$ 1.26	\$ 1.26	\$ 1.26	\$ 0.73	\$ -	\$ 25.32
\$ 9.12	\$ 5.34	\$ 7.69	\$ 4.77	\$ 6.81	\$ 4.56	\$ 6.95	\$ 4.76	\$ 18.06	\$ 14.56	\$ 355.82

Las sumas pueden no coincidir por redondeo

a. Considera únicamente el gasto operativo.

b. Considera un monto por 18.49 millones de dólares de gasto operativo y un monto por 6.12 millones de dólares de inversión.

c. Monto que Pemex especifica se refiere a erogaciones por concepto de mantenimiento de infraestructura fuera de la Asignación, por la cual se maneja la producción del campo Octli.

Tabla 11. Desglose anual: Programa de Inversiones por Actividad Petrolera y Otros egresos (millones de dólares). (Fuente: Comisión).

Handwritten notes and signatures in blue ink, including the number 777 and 37.

Evaluación Económica

En este apartado, se presentan los indicadores económicos obtenidos del análisis de CNH, a partir de los perfiles de costos, producción y tipo de cambio propuestos por el Asignatario.

La evaluación económica se efectuó considerando las siguientes premisas:

Premisas	Valor	Unidades
Producción de aceite	24.77	mmb
Producción de gas	31.31	mmmpc
Producción de gas a venta ^a	28.64	mmmpc
Precio del aceite (Promedio)	62.04	USD/b
Precio del gas ^b	2.93	USD/mmBTU
Inversiones	259.75	mmUSD
Gasto operativo ^c	70.75	mmUSD
Otros egresos ^d	25.32	mmUSD
Tasa de descuento	10	%
Tipo de cambio	20.5	MXN/USD

- Gas producido menos gas de autoconsumo y gas no aprovechado.
- Índice de Referencia de Precios de Gas Natural publicado por la Comisión Reguladora de Energía para la Región VI (donde se ubica el Campo Octli) en mayo de 2019 en dólares por millón de BTU.
- Considera un monto por 13.94 millones de dólares asociados al concepto "Reserva laboral" el cual, fue considerado como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
- Monto que Pemex especifica se refiere a erogaciones por concepto de mantenimiento de infraestructura fuera de la Asignación, por la cual se maneja la producción del campo Octli. En tal virtud, éste se consideró como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.

Tabla 12. Premisas consideradas al realizar la evaluación económica. (Fuente: Comisión).

Los resultados del ejercicio de evaluación económica que se obtienen considerando las variables y consideraciones descritas, con una tasa de descuento de 10%, se muestran a continuación:

	Antes de Impuestos	Después de Impuestos*	Unidad
VPN	819.69	97.96	mm USD
VPI		204.99	mm USD
VPN/VPI	4.00	0.48	Adimensional
TIR	181	32	%

*El Asignatario también presenta indicadores económicos positivos en el ejercicio de evaluación económica.

Tabla 12. Indicadores de Evaluación Económica.

(Fuente: Comisión).

A partir del análisis descrito, se concluye que el proyecto propuesto resulta rentable y económicamente viable, antes de impuestos, así como considerando lo establecido en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos en cuanto al régimen fiscal aplicable.

g) Programa de Aprovechamiento de Gas Natural

PEP plantea como uno de los objetivos del Plan presentado, maximizar el aprovechamiento de gas del Campo y comprimirlo para su envío a plantas procesadoras, así como cumplir con la Meta de Aprovechamiento de Gas (MAGt) de 98%.

La MAGt, iniciará y mantendrá de manera sostenida un nivel de aprovechamiento del 98% anual a partir mes de noviembre del año 2019, así mismo, referente a las acciones

para el cumplimiento de la MAGt no se programan inversiones y actividad física en materia de adecuación o modificaciones de instalaciones para el aprovechamiento y destrucción controlada, ya que con la infraestructura existente se cuenta con la capacidad del manejo de la totalidad del gas producido, la cual dispone de un programa de mantenimiento preventivo y predictivo para mantener la confiabilidad y continuidad operativa de los equipos y sistemas de compresión en la Batería de Separación Rabasa.

Referente a los proyectos requeridos para el manejo, aprovechamiento y conservación del gas natural asociado en años posteriores al 2019, no se requiere la implantación de infraestructura adicional durante el ciclo de vida de la Asignación, en la Figura 21, se muestra la capacidad instalada actual del orden de 75 MMpcd con equipo de compresión y se observa que durante el periodo 2019-2042 la producción es manejable.

En atención al artículo 39, fracción VII de la LORCME, la MAGt iniciará y se mantendrá de manera sostenida en un nivel de aprovechamiento del 98% anual a partir del año 2019 hasta el año 2035, es decir, toda la vida productiva del Campo hasta llegar al cierre de los pozos por el límite económico.

Dicho porcentaje, tal como manifiesta PEP se analizará con los indicadores de desempeño referidos dentro del Plan.

El destino final del gas es el Centro Procesador de Gas La Venta, donde será puesto en condiciones de punto de venta y posteriormente enylado al Sistema Nacional de Gasoductos.

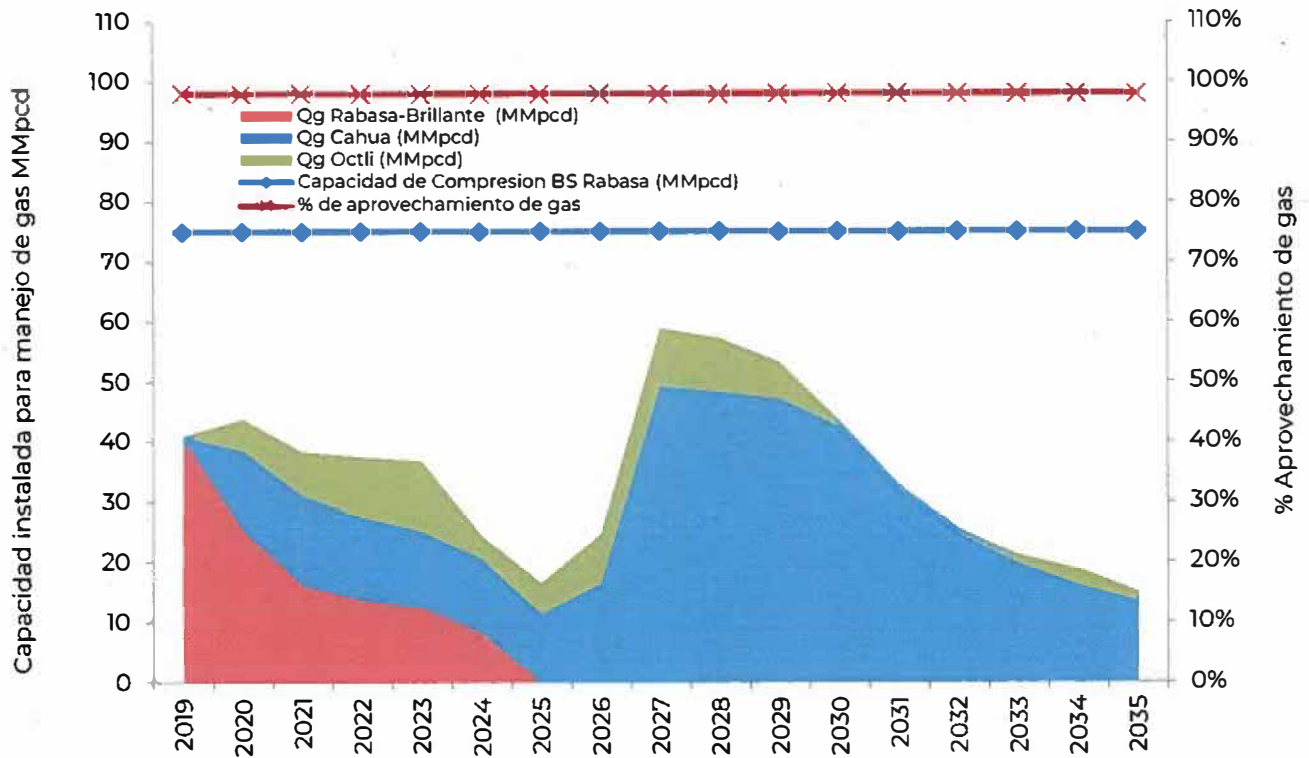


Figura 21. Capacidad instalada para el manejo del gas en BS Rabasa. (Fuente: PEP.)

Con base en lo establecido en las Disposiciones para el aprovechamiento de gas artículo 14, el cálculo de la MAG se estimó con la siguiente fórmula:

$$MAG: \frac{A + B + C + T}{G_p + G_A} \times 100$$

Dónde:

MAG = Meta de Aprovechamiento Anual

t = Año de cálculo

A = Autoconsumo (volumen/año)

B = Uso de Bombeo Neumático (volumen/año)

C = Conservación (volumen/año)

T = Transferencia (volumen/año)

G_p = Gas Natural Asociado producido (volumen/año)

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

Con base en la fórmula para el cálculo de la MAG, se muestra el ejemplo del Campo para el año 2019:

$$MAG_{2019} = \frac{0.011 + 0 + 0 + 0.145}{(0.159 + 0)} \times 100 = 98.11\%$$

En Tabla 13 se muestra la máxima relación gas-aceite de 1,877.3 m³/m³ a la cual los pozos pueden operar.

[Handwritten signatures and notes in blue ink, including the number 40 and various scribbles.]

Asignación	RGA (m ³ /m ³)
	Máxima RGA
AE-0009-3M-Tucoo-Xaxamani-01 Campo Octli	1,877.3

Tabla 13. Máxima Relación Gas Aceite a la que podrán producir los pozos del Campo.
(Fuente: PEP.)

Resulta procedente autorizar que PEP utilice el gas natural para autoconsumo como suministro de combustible para los equipos motocompresores y del piloto del quemador elevado, con fundamento en el artículo 5 fracción I de las Disposiciones para el aprovechamiento de gas.

En consecuencia, dicho programa de aprovechamiento se propone aprobar toda vez que fue estructurado conforme al contenido establecido en los artículos 4, fracciones II y IV, 11, 13, 14, fracción II, 19 y 22 de las Disposiciones de aprovechamiento de gas, 7, fracción VII y artículo 8 fracción II, inciso g) de los Lineamientos.

V. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la extracción y métricas de evaluación del Plan

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

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 31 fracciones VI y VIII de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la LORCME, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Operador, con el fin de verificar que el proyecto que este último lleve a cabo, esté de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los Hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento al Plan.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 14.

Actividad	Cantidad
Perforación de pozos de desarrollo	5
Terminación de pozos de desarrollo	5
Reparaciones mayores	4
Reparaciones menores	15
Estructuras Marinas	1
Ductos	1

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

Taponamientos	5
Abandono	2

Tabla 14. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer dentro de la Asignación.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP.)

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 15.

Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones / ejercidas
Desarrollo			
i. General	52.26		
ii. Construcción de instalaciones	72.59		
iii. Perforación de pozos	108.67		
Producción			
iv. General	24.61		
v. Ductos	6.01		
vi. Intervención de pozos	21.81		
vii. Operación de instalaciones	14.84		
Abandono			
viii. Desmantelamiento de Instalaciones	29.72		
Total Inversión	259.75		
Total Gastos de Operación	70.75		

Tabla 15. Programa de inversiones desglosado por subactividad petrolera.
(Fuente: Comisión.)

- iii) Las actividades Planeadas por el Operador están encaminadas a la producción de hidrocarburos en la Asignación, misma que está condicionada al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de condensado y gas que se obtenga derivada de ejecución de las actividades.

El Operador deberá presentar a la Comisión aquellos reportes que permitan dar seguimiento y verificar el cumplimiento de la ejecución del Plan, en los términos que establecen el artículo 43 de los Lineamientos, así como el artículo 24 de las Disposiciones.

Cabe hacer mención que en términos del artículo 40 de los Lineamientos, la Comisión podrá evaluar y decidir si con base en la información derivada del seguimiento al Plan de Desarrollo para la Extracción se requerirá la modificación a dicho Plan.

VI. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación AE-0009-3M-Tucoo-Xaxamani-01, Campo Octli, 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 Plan.

Fue solicitada a la Agencia su opinión respecto del Sistema de Administración de Riesgos asociado al Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente de la Asignación en comento mediante Oficio 250.346/2019 del 2 de julio de 2019.

Sin embargo, en relación con el Sistema de Administración de Riesgos y mediante Oficio No. ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 del 13 de junio de 2017, oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1178/2017 de fecha 27 de noviembre de 2017, oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1076/2019 de fecha 10 de julio de 2019, así como demás documentos oficiales que se hayan emitido con relación a las Asignaciones de Extracción, Asignaciones de Exploración y Extracción y al Contrato, amparadas en la autorización número ASEA-PEM16001C/AI0417 en donde la Agencia autorizó el Sistema de Administración de PEP, el cual se basa en que las actividades que el Operador tiene aprobadas por la Comisión en los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

Cabe señalar que por Acuerdo CNH.E.07.001/18 el Órgano de Gobierno emitió el Criterio de Interpretación Administrativa que armoniza el contenido de los artículos 13, primer párrafo y 33, fracción V de los Lineamientos, en el cual se establece que basta con que los Operadores Petroleros acrediten haber iniciado el procedimiento respectivo ante la Agencia, con lo cual se daría por atendido el requisito contenido en el artículo 33, fracción V de los Lineamientos en cuanto a que el Dictamen técnico final incluya un programa de administración de riesgos aprobado.

Asimismo, dicho Criterio de Interpretación Administrativa reconoce que el artículo 13 de los Lineamientos, procura materializar el procedimiento de evaluación y aprobación con base en un esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la LORCME, sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por otras Autoridades competentes en materia de Hidrocarburos.

VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

Con relación al programa de cumplimiento del porcentaje de Contenido Nacional la Secretaría de Economía, mediante oficio UCN.430.2019.0390 recibido el 30 de julio de 2019 en la Comisión, resalta las consideraciones siguientes:

El Anexo II, numeral 2, apartado VIII de los Lineamientos, refiere que el programa de cumplimiento del Contenido Nacional deberá estar contemplado en el Plan de Desarrollo para la Extracción;

El inciso c) del Anexo 4 de la Asignación establece la obligación que deberá cumplir PEP en materia de Contenido Nacional durante el periodo de Extracción:

"(...)

c) *Durante el periodo en que se realicen actividades de Extracción:*

*En el supuesto del caso que prevé el Término y Condición Quinto, inciso C) y que derivado de este, el presente Título de Asignación **tenga que ser modificado para incluir actividades de Extracción, se anexará al Anexo 4 el correspondiente porcentaje mínimo de contenido nacional y su programa de cumplimiento respectivo.***

(...)”
[Énfasis añadido]

Por lo tanto, es atribución de la Secretaría de Energía (en adelante, SENER) establecer en las Asignaciones un porcentaje mínimo de Contenido Nacional según lo dispuesto en el artículo 46, tercer párrafo de la Ley de Hidrocarburos, siendo que el pronunciamiento respecto de la verificación del Contenido Nacional y su programa de cumplimiento es competencia de la Secretaría de Economía, en términos del artículo 46, quinto párrafo de la Ley de Hidrocarburos.

Con base en lo anterior es necesario proponer a SENER la inclusión del porcentaje mínimo de Contenido Nacional y su programa de cumplimiento respectivo, respecto de las actividades de Extracción a que hace referencia el inciso c) del Anexo 4 de la Asignación.

Por tanto, la presente aprobación surte efectos de opinión respecto de la modificación que en su caso deba realizar la SENER, ello en términos de lo establecido en los artículos 6 de la Ley de Hidrocarburos y 16 de su Reglamento. Asimismo, se hace del conocimiento de PEP que, en caso de que la SENER modifique la Asignación a fin de incluir el porcentaje mínimo de Contenido Nacional para las actividades de Extracción, el programa de cumplimiento de este deberá ser presentado ante esta Comisión y formará parte integrante del Plan de Desarrollo para la Extracción.

VIII. Recomendaciones

Con base en la información remitida por el Operador en relación con el Plan de Desarrollo de la Asignación y derivado del análisis que se efectuó en esta Comisión, se emiten las siguientes recomendaciones:

1. Administrar ritmos y gastos de producción para optimizar la producción de hidrocarburos y mitigar el flujo fraccional de agua.
2. Generar un modelo numérico del campo, que le permita al Asignatario evaluar estrategias adicionales de extracción, para incrementar la recuperación de hidrocarburos.
3. Realizar un estudio técnico-económico a profundidad para implementar algún sistema de producción artificial (SAP), como Bombeo neumático.
4. Llevar un seguimiento del avance del contacto de fluidos en función del ritmo de vaciamiento de los yacimientos, lo anterior considerando la historia de producción de los campos análogos.

5. Con el objetivo de que los pozos puedan alcanzar la mayor recuperación de hidrocarburos, se recomienda que en función del desarrollo del campo se actualice su modelo estático y éstos sean ubicados en las zonas de mejor calidad de roca de los yacimientos, para tener un drene eficiente de los mismos.
6. Evaluar la posibilidad, con base en el resultado de la caracterización de yacimientos, de desarrollar la parte sur del Área de Extracción en la que se esperaba, de acuerdo con el modelo sedimentario presentado por el Asignatario – Abanicos y canales asociados-, encontrar condiciones geológicas favorables de acumulación de hidrocarburos, al ser, dicha porción sur, posiblemente más proximal.
7. Realizar un estudio de factibilidad para evaluar las ventajas operativas de la selección de una infraestructura que brinde mayores posibilidades de elección en sistemas artificiales de levantamiento. Lo anterior en aras de optimizar la infraestructura y a su vez de reducir costos como por ejemplo en la compra de gas natural para bombeo neumático.

IX. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan presentado por PEP de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 de la LORCME; 6, 7, 8 fracción II, 11, 19, 20, 25 y demás aplicables de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación.

Lo anterior permite a esta Comisión determinar que PEP presentó los elementos para acreditar el cumplimiento de las capacidades técnicas, financieras y de ejecución, conforme a lo establecido en el Término y Condición Quinto, inciso C) del Título de Asignación.

1. Fue elaborado de conformidad con los principios y criterios establecidos en los artículos 7, 8, fracción II, y 11 de los Lineamientos y en atención a las Mejores Prácticas de la Industria.
2. Contiene los requisitos establecidos en los artículos 9, fracción II, 12, fracción II, 19, 20, 25 y el Anexo II de los Lineamientos.

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH: 55.7/3/20/2019 de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión, cuyo contenido fue evaluado en atención a la información presentada por el Operador y en atención a los principios de economía, eficacia y buena fe que rigen la actuación administrativa, previstos en el artículo 13 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

En atención al artículo 39 de la LORCME se cumple con las bases previstas en el mismo en razón de que:

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

La toma de información propuesta en los pozos a perforar consiste en la toma de registros básicos y especiales, toma de núcleos, toma de muestras PVT de fondo y de superficie, pruebas de presión; servirán de insumos para actualizar el modelo geológico integral y construir un modelo dinámico del campo. Lo anterior permitirá desarrollar un conocimiento general sobre los yacimientos del campo, lo cual tendrá como resultado acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero en la Asignación y del país.

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

Las actividades de desarrollo propuestas por el Operador permitirán recuperar un volumen de 24.77 MMB de aceite y 31.31 MMMpc lo cual representa un factor de recuperación de 23.75% de aceite y 42.63% de gas, ambos factores con respecto al volumen original estimado por PEP.

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

Derivado de las actividades propuestas de desarrollo para los yacimientos del Mioceno Superior y Plioceno Inferior, el Operador pronóstica recuperar un volumen de 24.77 MMB de aceite y 31.31 MMMpc de gas, lo cual representa un volumen estimado de 30.03 MMbpce, por lo que el presente Plan le permite sustentar reservas por las cifras mencionadas.

d) Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país

El Operador propone perforar 5 pozos, así como realizar 4 reparaciones mayores y 15 reparaciones menores, asimismo realizará, la toma de registros básicos y especiales con cable, registro LWD en tiempo real, registros especiales, registros de Hidrocarburos, perfiles sísmicos verticales (VSP) y/o Check Shots, núcleos, muestras de canal, se tomarán muestras PVT de fondo y superficie, curvas de decremento, curvas de incremento, se realizarán registros estáticos por estaciones, se instalarán sensores de fondo permanentes y se realizarán aforos.

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

Una vez analizada la información remitida por el Operador, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar en el ámbito de ingeniería de yacimientos, perforación y producción son las tecnologías más adecuadas para realizar las actividades de Extracción de Hidrocarburos en la Asignación, las cuales, contribuirán a llegar a un factor de recuperación. Derivado de la evaluación económica realizada al Plan se determina que tiene indicadores económicos positivos, lo cual deriva que el proyecto se ejecute en condiciones económicamente viables.

f) El programa de aprovechamiento del Gas Natural

PEP presentó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, el cual se propone aprobar, ya que cumple con el contenido establecido en el artículo 4, fracciones II y IV, 11, 13, 14, fracción II, 19 y 22 de las Disposiciones para el aprovechamiento de gas, 7, fracción VII y artículo 8 fracción II, inciso g) de los Lineamientos.

Dicho Programa considera una MAG de 98% a partir del inicio de la producción en noviembre de 2019 y se mantiene durante toda la vigencia del Plan. Asimismo, PEP presentó la máxima RGA esperada en los pozos de desarrollo (1,877.3 m³/m³) considerados en el Plan, la cual se propone aprobar en términos de los referido en el apartado IV inciso g) del presente Dictamen Técnico.

g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Asignatario Pemex Exploración y Producción (PEP), respecto de la propuesta de los Mecanismos y Puntos de Medición para la Asignación AE-0009-3M - Tucoo-Xaxamani - 01 (Campo Octli), la cual consiste en llevar a cabo la cuantificación de los hidrocarburos desde los pozos hasta los Puntos de Medición, considerando mediciones de tipo (operacional, referencial, transferencia y fiscal), en la siguiente tabla 3 se presenta la ubicación para llevar a cabo la medición de los hidrocarburos correspondientes a esta Asignación.

Tipo de Medición	Tipo de Hidrocarburo	Ubicación
Medición Operacional	Petróleo	Plataforma PP-Octli-A, Batería de Separación Rabasa
	Gas	
Medición Referencial	Petróleo	Estación de Medición de Crudo La Venta. Estación de Medición de Gas La Venta y Estación de Compresión Rabasa.
	Gas	
Medición de Transferencia	Petróleo	Planta Deshidratadora La Venta.
	Gas	
Medición Fiscal (Puntos de Medición)	Petróleo	C.C.C. Palomas
	Gas	CPG La Venta.

Tabla 16. Ubicación y tipo de medición de los hidrocarburos para la Asignación AE-0009-3M - Tucoo-Xaxamani - 01 (Campo Octli). (Fuente:PEP).

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

a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Asignatario para el Plan de Desarrollo, en términos del artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:

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

De conformidad con lo establecido en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.403/2019 de fecha 18 de julio de 2019, a lo cual mediante el Oficio 352-A-I-014 con fecha del 22 de julio de 2019, se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el Asignatario Pemex Exploración y Producción correspondientes al Área de Asignación AE-0009-3M - Tucoo-Xaxamani - 01 (Campo Octli), siempre que los Mecanismos de Medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones de mercado. En relación con lo anterior, la SHCP presentó las siguientes consideraciones:

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

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top, a vertical '9', and several other initials and marks.]

- Dado que en los Puntos de Medición propuestos convergen distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas que provenga.

En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos, cumplen con las disposiciones previstas en los LTMMH, por lo cual dicha Secretaría está de acuerdo con la ubicación de los Puntos de Medición propuestos.

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

- 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 mismas que se encuentran definida en la tabla 3 del presente Dictamen Técnico.
- El Asignatario deberá dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH, de conformidad con los cronogramas presentados.
- Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, el Asignatario deberá de realizar los diagnósticos de conformidad con los programas presentados.
- En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área de Asignación en los Puntos de Medición, el Asignatario deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el presente Dictamen Técnico y el Plan de Desarrollo presentado.
- El procedimiento para la elaboración del balance entregado por el Asignatario es robusto y aplicable a la Asignación AE-0009-3M-Tucoc-Xaxamami-01 Campo Octli, así mismo, cuando exista una modificación en cualquiera de los procedimientos presentados, el Asignatario deberá avisar a esta Comisión y presentar los procedimientos objeto de modificación.
- Con base en las premisas presentadas y mencionadas por el Asignatario dentro del apartado Producción y balance de los hidrocarburos, deberá de entregar, una vez que el campo se encuentre producción, un ejercicio donde se establezca la Asignación de los volúmenes pertenecientes al campo Octli, 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 en el balance, empaque y desempaque, así como la aplicación de las premisas establecidas para el gas de bombeo neumático y el gas a quemador.
- El cálculo del condensado teórico se deberá de realizar con el análisis cromatográfico obtenido en el separador de prueba de la Plataforma PP-Octli-A, derivado que será el punto donde la corriente de la Asignación se encuentra individualizada y se podrán conocer los volúmenes de condensado teórico contenidos en el gas, los cuales serán recuperados en

las posteriores etapas del proceso de acondicionamiento del gas y deberá reflejarse en su caso, en el volumen de petróleo contabilizado en el Punto de Medición, derivado de que el posible condensado que se generó se ha contemplado para inyectarse a la corriente de petróleo; los resultados obtenidos del cálculo del condensado teórico deberán ser los insumos para realizar el balance de este fluido. Así mismo, y de conformidad con los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición, en el caso de que el Gas cuantificado en el Punto de Medición contengan componentes C5+ deberá calcularse el condensado equivalente de esa mezcla.

- h. La información del balance y producción de Petróleo, Gas Natural y Condensado deberá presentarse en los formatos definidos por la Comisión, en el Anexo I de los LTMMH, los cuales deberán entregarse firmados y validados por el Responsable Oficial.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar el Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Campo Octli el cual se encuentra dentro de la Asignación de Exploración y Extracción de Hidrocarburos AE-0009-3M-Tucoo-Xaxamani-01, mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características de la Asignación, toda vez que se cumple con lo establecido en los Lineamientos.

Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan permite evaluar de manera positiva los elementos considerados en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y se alinea con las bases establecidas en el artículo 39 de la LORCME.

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

ELABORÓ

MTRA. LOURDES JAMIT SENTÍES
Directora de Área
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

ELABORÓ

ING. EDGAR HERNÁNDEZ RIVERA
Jefe de Departamento
Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción

ELABORÓ

MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA
Directora General Adjunta

ELABORÓ

ING. MARIANA SÁNCHEZ COLÍN
Directora de Área

Dirección General de Prospectiva y
Evaluación Económica

REVISÓ

**MTRA. MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO
MERCADO**

Directora General
Dirección General de Prospectiva y
Evaluación Económica

Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción

REVISÓ

**MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ
MORENO**

Directora General
Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción

REVISÓ

ING. ALAN ISAIAK BARKLEY VELÁSQUEZ

Director General Adjunto
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

REVISÓ

MTR. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ

Director General
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

AUTORIZO

ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ

Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35 y 37 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación AE-0009-3M-Tucoc-Xaxamani-01, Campo Octli.