



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos

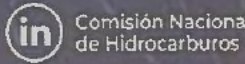
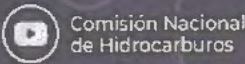
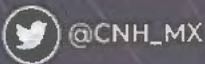
ASIGNACIÓN AE-0009-5M-TUCOO-XAXAMANI-01
(CAMPO TECA)

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Febre

Abril 2021

A
A



Contenido

I. Identificación del Operador y del área de Asignación	3
II. Elementos generales del Plan de Desarrollo	8
III. Relación cronológica del proceso de revisión	8
IV. Criterios de evaluación utilizados para la emisión del Dictamen	10
V. Análisis del cumplimiento de los criterios de evaluación	11
a) Características generales y propiedades de los yacimientos de la Asignación.....	11
b) Volumen original y reservas de hidrocarburos	12
c) Comparativo de las alternativas evaluadas para el Plan de Desarrollo	35
d) Análisis técnico de la solicitud de aprobación al Plan de Desarrollo	20
e) Mecanismo de medición de la producción de hidrocarburos	37
f) Programa aprovechamiento del gas natural.....	50
g) Evaluación Económica	56
VI. Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa en la Extracción y métricas de evaluación del Plan de Desarrollo	60
VII. Sistema de Administración de Riesgos	64
VIII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional	65
IX. Resultado del Dictamen Técnico	65
a) <i>Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país....</i>	<i>66</i>
b) <i>Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables.....</i>	<i>66</i>
c) <i>La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos</i>	<i>66</i>
d) <i>Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos en beneficio del país.....</i>	<i>66</i>
e) <i>La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables.....</i>	<i>66</i>
f) <i>El programa de aprovechamiento del gas natural.....</i>	<i>67</i>
g) <i>Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos.....</i>	<i>67</i>
X. Opinión de la modificación al Título de Asignación	69
XI. Recomendaciones	70
XII. Conclusiones	71

I. Identificación del Operador y del área de Asignación

El Operador promovente del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (en adelante, Plan de Desarrollo) del Campo Teca (en adelante, Campo) dentro de la Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamni-01 (en adelante, Asignación), es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP o Asignatario), por medio de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio adscrita a la Subdirección de Administración del Portafolio de Exploración y Producción, con facultades para representar a PEP en términos de los artículos 40, fracción I; 42, fracción I, numeral 10, inciso d); y 100, fracción I del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 23 de diciembre de 2019 mediante el "AVISO por el que se dan a conocer las direcciones electrónicas en donde podrán ser consultadas las modificaciones al Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción y su aprobación." Los datos de la Asignación se muestran en la Tabla 1.

Asignación	AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamni-01
Estado y municipio	Aguas territoriales del Golfo de México frente a las costas de los Estados de Veracruz y Tabasco.
Superficie	48.73 Km ²
Fecha de emisión de Título	27 de agosto de 2014
Vigencia	25 años a partir del 27 de agosto de 2014
Tipo de Asignación	Extracción de hidrocarburos
Profundidad para extracción	Polígono A – Plioceno Medio – Mioceno Superior Polígono B – Plioceno Inferior Polígono C – Plioceno Inferior – Mioceno Superior
Yacimientos y/o Campos	Plioceno Medio e inferior y Mioceno superior en polígono A (Campo Teca), Plioceno inferior en polígono B (Campo Cahua) y Plioceno inferior y Mioceno superior en polígono C (Campo Octli).
Colindancias	La Asignación se encuentra superpuesta en la Asignación AE-0148-M-Uchukil

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

Feste

A

A

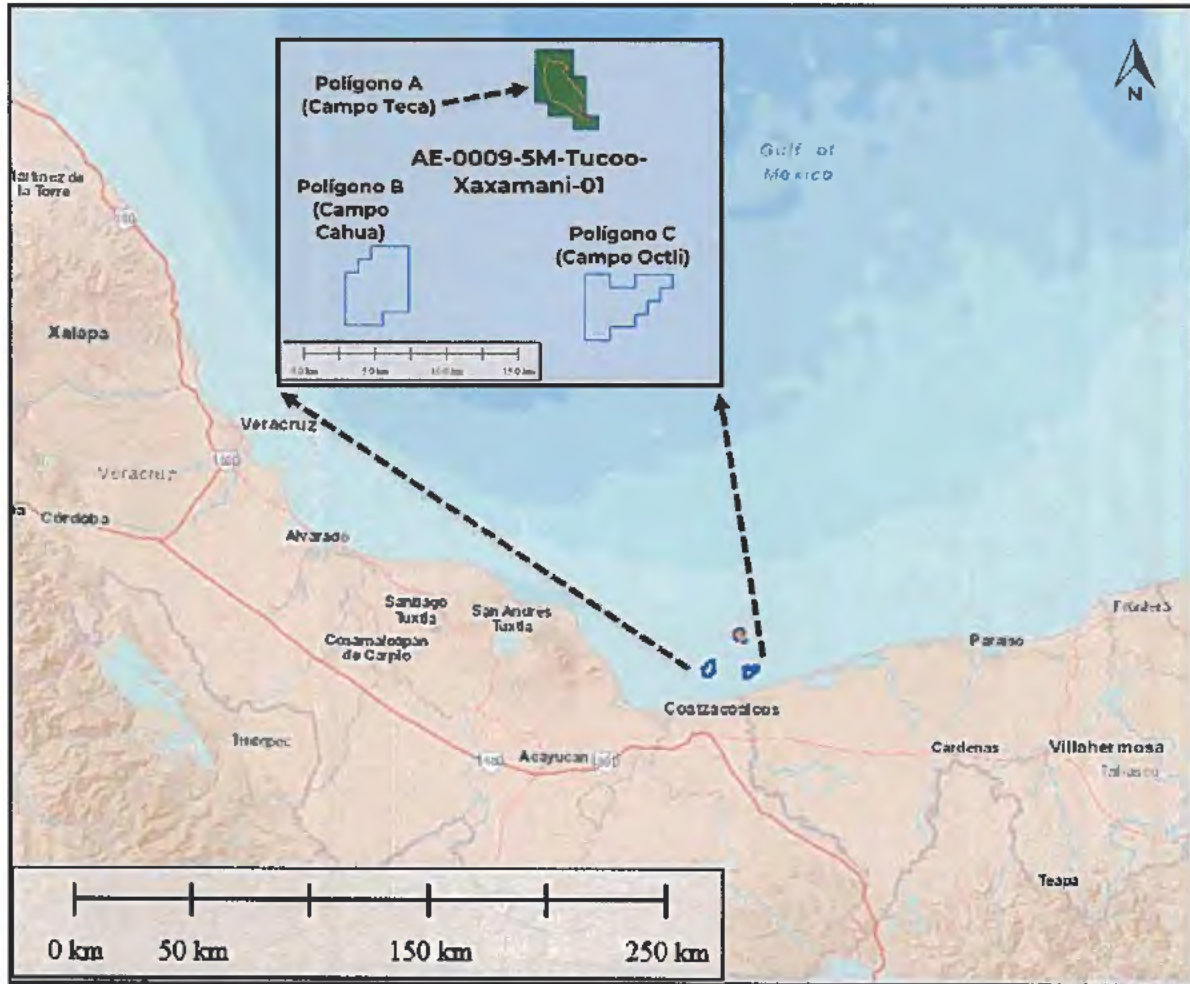


Figura 1. Ubicación de la Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01 y el Campo Teca.
(Fuente: Comisión)

La Asignación en comento está delimitada superficialmente por 3 polígonos, denominados A (campo Teca), B (campo Cahua) y C (Campo Octli), de los cuales el Asignatario propone el presente Plan de Desarrollo para el polígono A Campo Teca.

El Campo Teca se encuentra ubicado en aguas territoriales del Golfo de México a 32 km al NW de Sánchez Magallanes, Tabasco y a 49 km al NE de Coatzacoalcos, Veracruz, dentro de la Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01 (Figura 1).

La superficie o Área de Extracción solicitada (Figura 2), corresponde al área de Desarrollo prevista en el presente Plan de Desarrollo para la Extracción, que para tal efecto apruebe la Comisión con motivo de la Declaratoria de Comercialidad de hidrocarburos contenidos en el campo Teca.

Fedre
A.
[Signature]

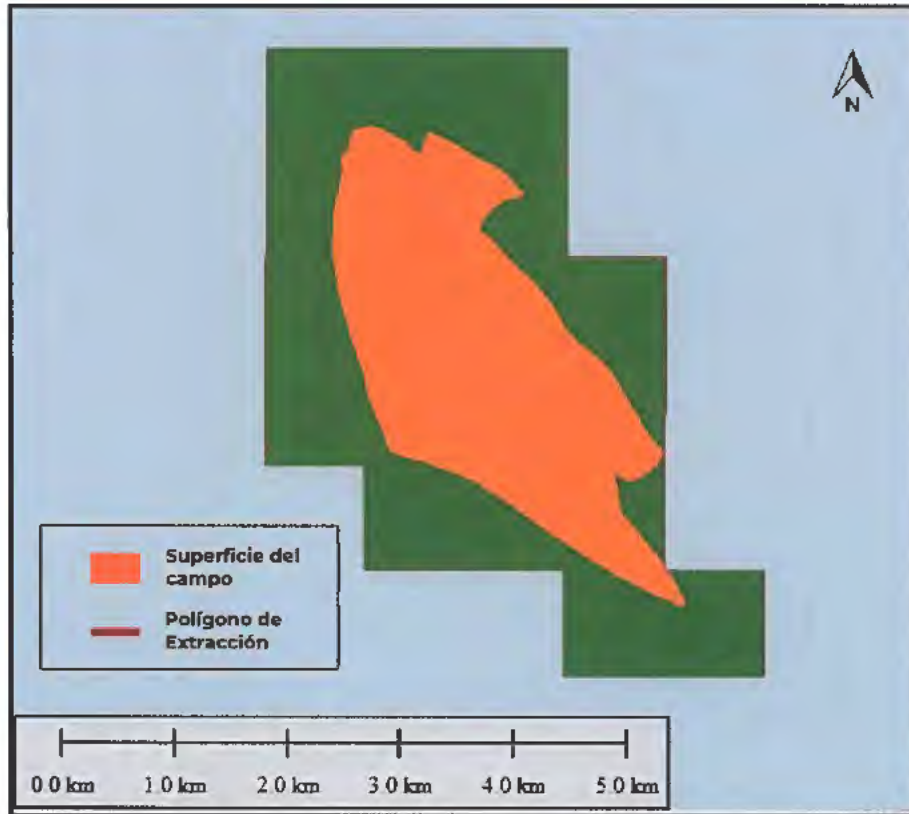


Figura 2. Área de Extracción solicitada por el Asignataria y proyección superficial del Campo Teca. (Fuente: Comisión)

[Redacted content]

Tabla 2. Coordenadas de los vértices del polígono de Extracción para el Desarrollo del Campo Teca. (Fuente: Comisión con la Información presentada por Pemex en la propuesta del Plan de Desarrollo)

El polígono de Extracción que cubre en su totalidad la proyección en superficie de los yacimientos denominados Mioceno Superior 1 (MS-1), Plioceno Inferior 2 (PI-2), Plioceno

A.
Fede
f

Inferior 3 (PI-3) y Plioceno Medio 5 (PM-5) del Campo Teca, contemplados por el Asignatario para su desarrollo, cuyos vértices corresponden a los mostrados en la tabla anterior, abarcan un área aproximada de 15.38 km².

El campo Teca fue descubierto con la perforación del pozo Teca-1EXP, el cual inició su perforación el 11 de marzo de 2016, resultando productor de aceite negro de 32.4 °API en los yacimientos PM-4 y PM-5, gas y condensado de 58.4 °API del yacimiento PI-3, aceite volátil de 40.5 °API del yacimiento PI-2 y aceite negro de 31.6 °API del yacimiento MS-1, todos los yacimientos anteriores corresponden a arenas del Terciario.

Posterior al descubrimiento, el Asignatario realizó actividades de caracterización y evaluación al amparo de un Programa de Evaluación, entre las cuales llevó a cabo la perforación del único pozo delimitador Teca-1DEL, finalizando su etapa de terminación el 07 de septiembre del 2018 resultando invadido de agua, lo cual le permitió reducir la incertidumbre en la extensión de los yacimientos, información que se encuentra documentada en el Informe de Evaluación del campo.

Los vértices que delimitan el área de Asignación donde se encuentra ubicado el Campo están definidos por las coordenadas geográficas que se muestran en la Tabla 3, Tabla 4 y Tabla 5 los cuales abarcan un área de 53.46 km²

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	94° 09' 00"	18° 28' 00"
2	94° 07' 30"	18° 28' 00"
3	94° 07' 30"	18° 27' 00"
4	94° 07' 00"	18° 27' 00"
5	94° 07' 00"	18° 25' 30"
6	94° 06' 30"	18° 25' 30"
7	94° 06' 30"	18° 25' 00"
8	94° 07' 30"	18° 25' 00"
9	94° 07' 30"	18° 25' 30"
10	94° 08' 30"	18° 25' 30"
11	94° 08' 30"	18° 26' 00"
12	94° 09' 00"	18° 26' 00"

Tabla 3. Coordenadas geográficas de los vértices del Polígono A de la Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01.

(Fuente: Título de Asignación para realizar Actividades de Extracción de Hidrocarburos AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01)

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	94° 04' 00"	18° 19' 00"
2	94° 04' 00"	18° 18' 30"
3	94° 04' 30"	18° 18' 30"
4	94° 04' 30"	18° 18' 00"
5	94° 05' 00"	18° 18' 00"

Felipe

6	94° 05' 00"	18° 17' 30"
7	94° 06' 00"	18° 17' 30"
8	94° 06' 00"	18° 17' 00"
9	94° 07' 00"	18° 17' 00"
10	94° 07' 00"	18° 19' 30"
11	94° 06' 00"	18° 19' 30"
12	94° 06' 00"	18° 19' 00"
13	94° 05' 00"	18° 19' 00"
14	94° 05' 00"	18° 19' 30"
15	94° 03' 30"	18° 19' 30"
16	94° 03' 30"	18° 19' 00"

Tabla 4. Coordenadas geográficas de los vértices del Polígono B de la Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01.
(Fuente: Título de Asignación para realizar Actividades de Extracción de Hidrocarburos AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01)

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

Tabla 5. Coordenadas geográficas de los vértices del Polígono C de la Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01.
(Fuente: Título de Asignación para realizar Actividades de Extracción de Hidrocarburos AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01)

Cabe destacar que, mediante el oficio 240.0336/2020 de 4 de junio de 2020, esta Comisión consideró resolver de manera favorable sobre la procedencia respecto del Informe de Evaluación del Descubrimiento del Campo Teca, presentado por PEP, el 14 de febrero de 2020, mediante el escrito PEP-DG-SAPEP-GCR-419-2020, así como del escrito PEP-DG-SAPEP-GCR-800-2020, recibido en esta Comisión el 27 de marzo de 2020, mediante el cual PEP, presentó la atención al oficio de prevención 240.0128/2020.

Así mismo, por medio del oficio 240.0337/2020 de 4 de junio de 2020, la Comisión tuvo por presentada la declaración de Descubrimiento Comercial del Campo Teca.

A.
Fede
A.

II. Elementos generales del Plan de Desarrollo

El Plan de Desarrollo de la Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01 Campo Teca contempla recuperar un volumen de aceite de 47.67 MMB y 131.04 MMMpc de gas al límite económico establecido como el año 2047, los factores de recuperación finales son 29.6% para el aceite y 50.1% para el gas. A la vigencia de la Asignación (año 2039) se recuperará un volumen de 45.23 MMB de aceite y 125.07 MMMpc de gas.

Al primero de enero del 2020 la Asignación, en específico para el Campo Teca, cuenta con reservas certificadas derivado de los resultados presentados en el Informe de Evaluación del Campo; sin embargo, hay variaciones en los volúmenes de reservas (a tratar más adelante en el documento) cuantificadas por el Asignatario para el Plan de Desarrollo propuesto, con respecto a las reservas certificadas, derivado de las actividades de extracción de Hidrocarburos propuestas a los Yacimientos MS-1, PI-2, PI-3 y PM-5, de los cuales, ve mayor beneficio y potencial en los yacimientos encontrados en el Campo.

La duración del Plan de Desarrollo de la Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01 (Campo Teca) contempla el periodo de 2021-2048 y considera la producción de las arenas MS-1, PI-2, PI-3 y PM-5 a través de la perforación de 6 pozos de desarrollo, la perforación de 2 pozos inyectores para la implementación del método de recuperación secundaria mediante inyección de agua al yacimiento PI-2 con lo cual se espera una producción de 19.46 MMB de aceite adicionales a los 28.21 MMB que se obtendrían si solo se ejecuta la extracción de hidrocarburos mediante explotación primaria, la ejecución de 71 reparaciones menores y 2 reparaciones mayores, la instalación de una Estructura Ligera Marina (ELM) denominada Teca-A, la construcción e instalación de un sistema de tratamiento e inyección de agua de mar en la cubierta de la plataforma ELM Teca-A, así como la construcción e instalación de 4 oleogasoductos y 1 gasoducto. Así mismo, la ejecución de actividades de taponamiento de pozos y el abandono de instalaciones petroleras.

La inversión y gasto de operación del Plan de Desarrollo propuesto es de 776.69 MMUSD y 160.85 MMUSD, respectivamente, adicionalmente se precisa un monto catalogado como otros Egresos de 3.72 MMUSD, dando un costo total de 941.26 MMUSD.

III. Relación cronológica del proceso de revisión

El proceso de evaluación técnica y económica, a efecto de emitir el presente Dictamen técnico del Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario, involucró la participación de cuatro unidades administrativas de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Reservas, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción y la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica. Además, la Secretaría de Economía (en adelante, Economía) llevó a cabo la evaluación del porcentaje de Contenido Nacional, mientras que en términos del artículo 8 de los Lineamientos, la Comisión remitió a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA) el Plan

Felipe
A.

de Desarrollo para la Extracción, para que lleve a cabo sus facultades y atribuciones en relación con el Sistema de Administración de Riesgos.

La Figura 3 muestra el diagrama del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto del Plan de Desarrollo presentado por el Asignatario para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:SS.7/3/4/2021 Dictamen Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01 (Campo Teca) de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

Cabe señalar que derivado del procedimiento de modificación del Título de la Asignación iniciado por la SENER, el proceso correspondiente a la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo fue suspendido por la Comisión, del 04 de febrero al 13 de abril del presente, tal y como consta en los oficios: 521.DGEEH.100/21 y 250.361/2021.

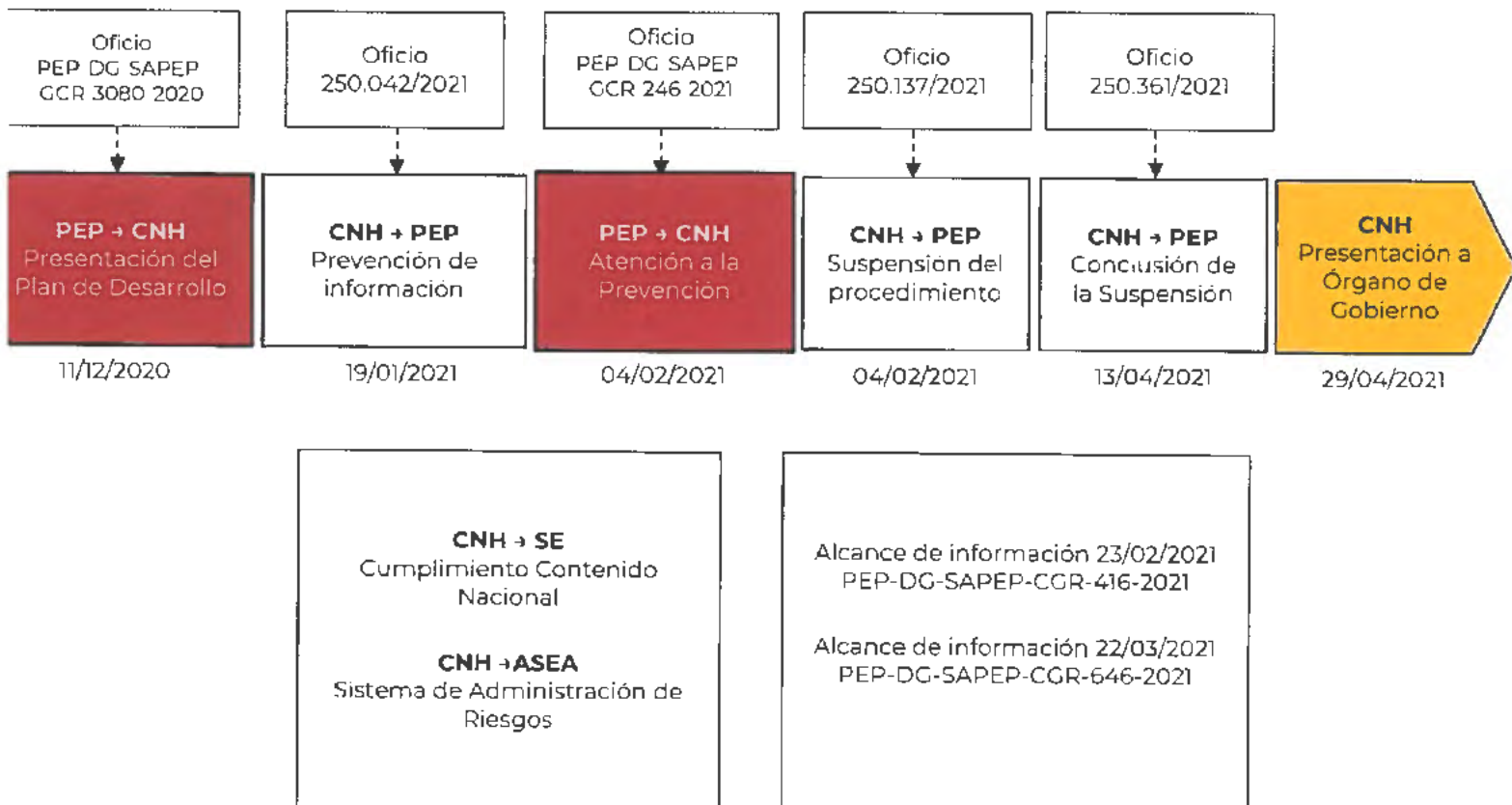


Figura 3. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución.
(Fuente: Comisión)

Felipe
A.
f

IV. Criterios de evaluación utilizados para la emisión del Dictamen

De conformidad con el Título de Asignación, el plazo para la presentación del Plan de Desarrollo para la Extracción será del año contado a partir de la declaración de cualquier Descubrimiento Comercial, la cual fue presentada por el Asignatario ante la Comisión el 14 de febrero de 2020, derivado de lo anterior, el Asignatario cumple con los tiempos de presentación del Plan de Desarrollo. Adicionalmente, se verificó que el Plan propuesto por el Asignatario 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, evaluando las tecnologías propuestas que 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 los principios, criterios y elementos a evaluar en términos de los artículos 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (en adelante, LORCME), 18 y 59 de los "LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos" (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. Asimismo, se realizó el análisis de la información considerando los requisitos establecidos en los artículos 7, 8, 9, 19 y 20 y los elementos referidos en el artículo 58 y el Anexo II de los Lineamientos.

Al respecto, se advierte que el Plan cumple con los requisitos establecidos en los artículos 15, 18 y 59, fracciones I, II, III, IV y V y el Anexo II de los Lineamientos. Adicionalmente, el Plan cumple con los LINEAMIENTOS Técnicos en materia de medición de hidrocarburos (en adelante, LTMMH) y las DISPOSICIONES Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos (en adelante, Disposiciones) publicadas en el DOF el 7 de enero de 2016 y modificadas por acuerdo publicado en el DOF el 10 de marzo de 2020.

En consecuencia, la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción cumple con los requisitos establecidos en el artículo 15 de los Lineamientos, toda vez que, el Asignatario:

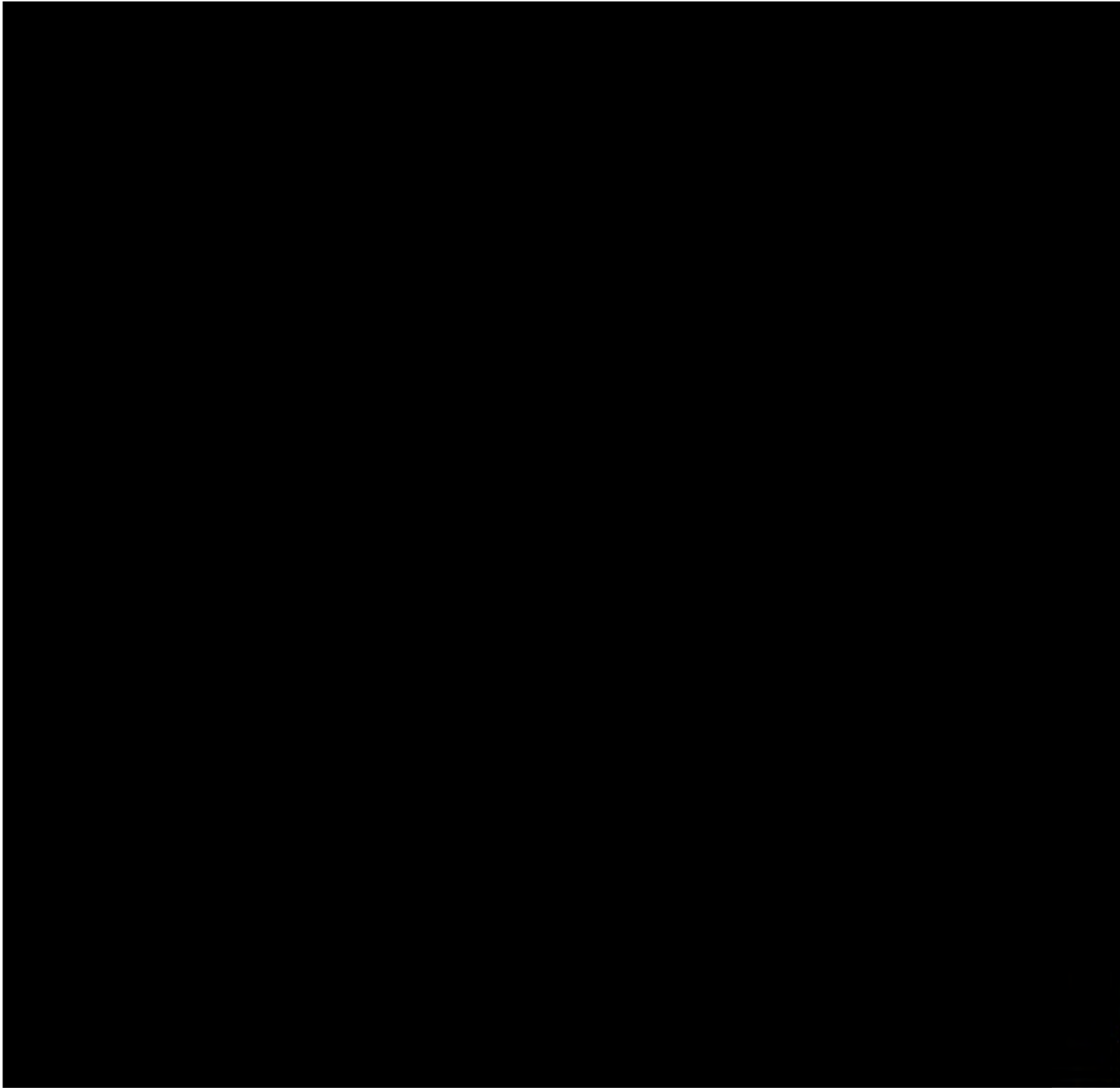
- a) Presentó la información mediante el formato AP y el instructivo establecidos por la Comisión;
- b) Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo;
- c) Presentó el documento que integra el Plan con la información y el nivel de detalle establecidos en el Anexo II de los Lineamientos.

Fuente
AA
A

V. Análisis del cumplimiento de los criterios de evaluación

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

Con la información obtenida del pozo exploratorio Teca-1EXP, el Asignatario determinó la existencia de 5 yacimientos o arenas principales que contienen hidrocarburos en el Campo, cuyas principales características geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y de yacimiento se muestran en la Tabla 6.



[Handwritten signature]

Se hace referencia al mismo pozo que cortó todas las arenas.

*Tabla 6. Características generales de los yacimientos de la Asignación.
(Fuente: Información presentado por el Asignatario)*

b) Volumen original y reservas de hidrocarburos

El Asignatario, con la interpretación sísmica estructural del Campo identificó cada una de las cimas y bases de los 5 yacimientos o arenas cortadas por los dos pozos perforados (Teca-1EXP y Teca-1DEL), aunado a lo anterior, realizó la interpretación y definición del sistema de fallas a nivel de los yacimientos.

En la etapa de exploración del Campo Teca a partir de la evaluación petrofísica, el análisis petrográfico de núcleos y muestras de canal, así como de los resultados del probador dinámico de formaciones, el Asignatario identificó cuatro yacimientos de aceite y gas (MS-1, PI-2, PM-4 y PM-5) y uno de gas y condensado (PI-3).

Con la información del pozo Teca-1EXP y los resultados de la perforación del pozo delimitador Teca-1DEL, el cual resultó invadido de agua, actualizó el modelo geológico integral, así como las reservas del Campo para dar mayor certidumbre al Plan de desarrollo.

Felipe
A. F.

De esos 5 yacimientos un yacimiento corresponde al Mioceno Superior, 2 al Plioceno Inferior y 2 al Plioceno Medio (Figura 4), sin embargo, el Asignatario solo ve potencial de Extracción para 4 de los yacimiento descubiertos, ya que, el yacimiento restante denominado Plioceno Medio 4 fue descartado para su desarrollo por baja volumetría.

El volumen original para el Campo Teca es de 163.12 MMb de aceite y 263.79 MMMpc de gas, considerando los 5 yacimientos. El volumen original de los cuatro Yacimientos considerados en el Plan de Desarrollo: M5-1, PI-2, PI-3 y PM-5, es de 160.89 MMb de aceite y 261.80 MMMpc de gas.

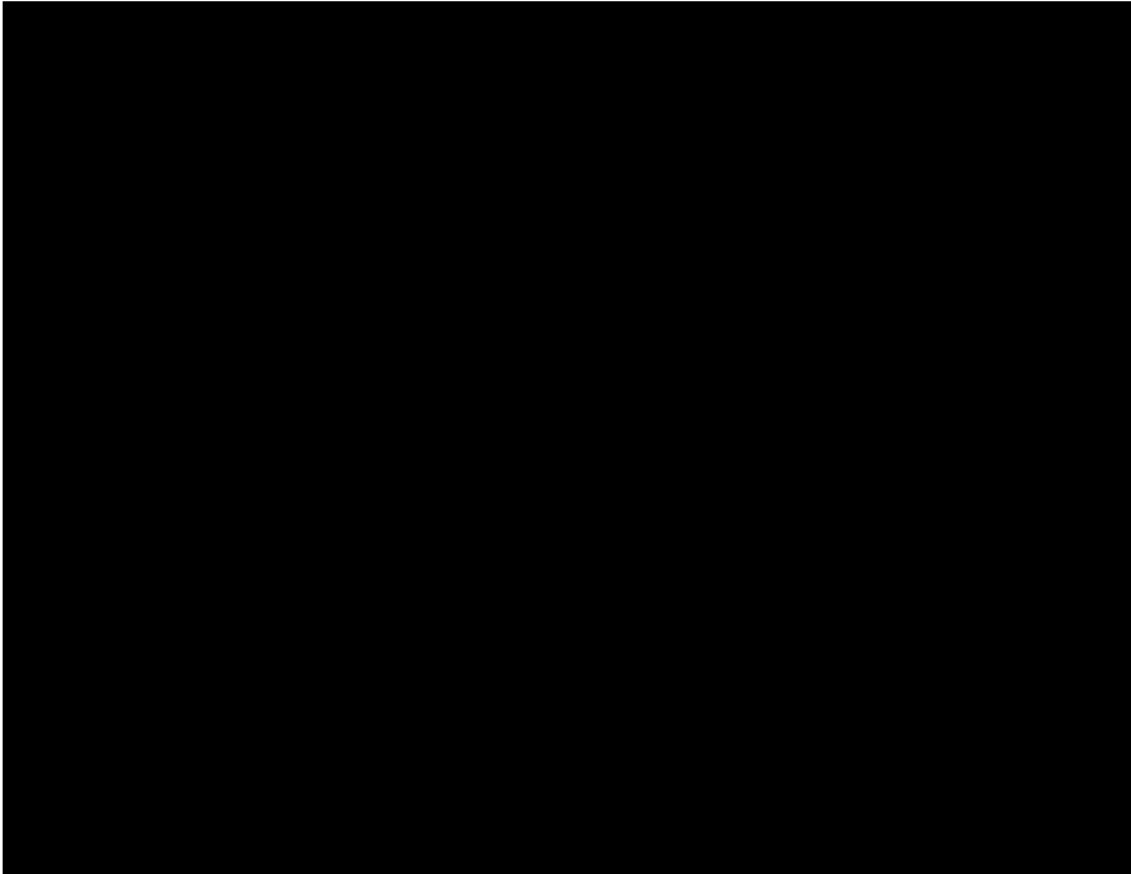


Figura 4. Configuraciones estructurales de la cima de los yacimientos que muestran la distribución areal de las reservas del Campo Teca.

(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Las reservas cuantificadas para la propuesta del Plan de Desarrollo son de 47.67 MMb de aceite y 131.04 MMMpc de gas en la categoría 3P. Tabla 7.

F. A.
[Handwritten signatures]

Categoría de reservas	Año	Volumen original		Factor de recuperación final		Reservas			Producción acumulada	
		Aceite MMb	Gas natural MMMpc	Aceite	Gas	Aceite	Gas	PCE	Aceite MMb	Gas MMMpc
				%	%	MMb	MMMpc	MMb		
1P	2021*	160.89	261.80	19.7	19.9	2.68	6.57	3.45	0.00	0.00
2P				18.0	33.9	27.01	82.91	36.64		
3P				29.6	50.1	47.67	131.04	62.90		

*Reservas cuantificadas para el Plan de Desarrollo propuesto.

Tabla 7. Volumen original y Reservas cuantificadas del Campo Teca.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

La Asignación, en lo concerniente al Campo Teca, a la fecha no tiene una producción acumulada debido a que con este Plan de Desarrollo se iniciaría la producción del campo la cual se tiene contemplada para marzo del año 2021.

Se tiene una variación a la alza en los volúmenes de Reservas cuantificadas respecto a las Reservas Oficiales al 01 de enero de 2020 (Tabla 8). Dichas variaciones se deben principalmente al cambio en la estrategia de la explotación del yacimiento MS-1 donde se contemplan la perforación de 5 pozos, para el yacimiento PI-2 corresponde a que el Asignatario manifestó una recategorización en la certidumbre de los volúmenes originales debido a lo propuesto por el modelo geocelular aunado al adelanto en la implementación del proceso de inyección de agua para este yacimiento.

Para en el caso de las variaciones de volúmenes de reservas en el yacimiento PI-3, el Asignatario manifiesta la consideración de la producción de condensados asociados al gas producido del yacimiento, adicionalmente se tiene una variación en la estrategia de extracción a un pozo de desarrollo y la ejecución de una RMA respecto a lo manifestado en el proceso de certificación del ejercicio anterior.

Con respecto a las variaciones de las reservas en el yacimiento PM-5, éstas son debido al cambio de estrategia de explotación al tener 1 pozo de desarrollo y una RMA contemplada para este yacimiento.

		Cifras Oficiales de Reservas al 01/01/2020					Plan de Desarrollo para la Extracción				
		Volumen original		Reservas al límite económico			Volumen original		Reservas al límite económico		
Yacimiento	Categoría de reserva	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Petróleo crudo equivalente [MMbpce]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Aceite [MMb]	Gas natural [MMMpc]	Petróleo crudo equivalente [MMbpce]
MS-1	1P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MS-1	2P	73.65	40.81	7.933	4.418	8.45	74.11	41.07	11.12	6.20	11.84
MS-1	3P	79.00	43.78	8.412	4.685	8.96	79.34	43.97	12.31	6.86	13.10
PI-2	1P	52.99	129.12	5.623	45.984	11	13.58	33.09	2.68	6.57	3.44
PI-2	2P	52.99	129.12	8.646	74.368	17.3	53.19	129.61	12.07	29.56	15.50
PI-2	3P	58.92	143.58	13.711	127.045	28.5	59.07	143.94	31.54	77.03	40.49
PI-3	1P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PI-3	2P	-	54.942	-	16.395	1.91	1.623	55.28	1.03*	35.06	5.10

[Handwritten signatures and initials]

PI-3	3P	-	54.942	-	16.395	1.91	1.623	55.28	1.03*	35.06	5.10
PM-4**	1P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PM-4**	2P	2.224	1.9844	-	-	-	2.23	1.99	-	-	-
PM-4**	3P	2.224	1.9844	-	-	-	2.23	1.99	-	-	-
PM-5	1P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PM-5	2P	20.84	18.59	2.505	9.147	3.57	20.86	18.61	2.79	12.10	4.19
PM-5	3P	20.84	18.59	2.505	9.147	3.57	20.86	18.61	2.79	12.10	4.19

*Valor reportado como condensado.

**Yacimiento no considerado en la estrategia del Plan de Desarrollo seleccionada.

*Tabla 8. Comparativo de Reservas del Campo Teca.
(Fuente: Comisión con Información presentada por el Asignatario)*

c) Comparativo de las alternativas evaluadas para el Plan de Desarrollo

El Asignatario evaluó tres alternativas con el objetivo de maximizar el factor de recuperación de hidrocarburos y la rentabilidad del proyecto, optimizar costos operativos e inversión, aprovechar la infraestructura actual y futura, así como reducir los riesgos e incertidumbre involucrados en el Plan de Desarrollo para la Extracción considerando los siguientes criterios para la selección de la mejor alternativa:

- o Escenario con mejores indicadores económicos.
- o Escenario con menor riesgo técnico.
- o Mayor recuperación de reservas de hidrocarburos.
- o Condiciones futuras de producción.

A continuación, se describen las alternativas de explotación analizadas:

Alternativa 1

Tiene como objetivo la explotación de los yacimientos MS-1, PI-2, PI-3 y PM5 del Campo Teca, mediante la perforación de 6 pozos de desarrollo de los cuales 5 son pozos desviados con terminaciones inteligentes en agujero entubado para producir de forma conjunta los yacimientos MS-1 y PI-2, y un pozo con terminación doble para producir de manera separada los yacimientos PI-3 y PM5. Se contempla también la ejecución de 22 RME, la instalación de una ELM y la construcción y el tendido de 5 ductos. Esta alternativa no contempla la inyección de agua como proceso de recuperación adicional y es la que contempla menor inversión y menor volumen de hidrocarburos a recuperar.

Alternativa 2

Este escenario es semejante a la alternativa 1, la diferencia radica en que, se contempla la implementación de un proceso de recuperación secundaria de inyección de agua de mar para el mantenimiento de presión, mediante la perforación de 2 pozos inyectores al yacimiento PI-2. La inyección de agua se iniciará en junio del año 2022 con lo cual se obtendría un volumen de hidrocarburos a recuperar de 47.75 MMb de aceite y 131.1 MMMpc de gas al año 2047.

En cuanto a infraestructura, como adicional a lo contemplado en la alternativa 1, se requiere para el proyecto de recuperación secundaria la construcción e instalación de equipo de tratamiento e inyección de agua en la B.S. Rabasa además de 3 ductos adicionales para el envío del agua para la inyección.

Es la alternativa que contempla la mayor inversión y mayor volumen de hidrocarburos a recuperar.

Alternativa 3 (Seleccionada)

Esta propuesta es muy semejante a la alternativa 2, la diferencia radica en la manera en que se implementará el proceso de recuperación secundaria de inyección de agua. Dicha alternativa contempla la construcción e instalación de un sistema de tratamiento e inyección de agua de mar en la cubierta de la plataforma a instalar ELM Teca-A, contemplando el inicio de la inyección de agua al yacimiento PI-2 en diciembre del 2021.

Por lo anterior no se requieren la construcción y tendido de los 3 ductos adicionales que se contemplan en la alternativa 2.

El volumen de hidrocarburos a recuperar de esta alternativa es de 47.67 MMb de aceite y 131.04 MMMpc de gas al año 2047.

Por lo anterior, en la Tabla 9, se comparan en general las tres Alternativas presentadas por el Asignatario, mientras que en las Figuras 5 y 6, se presentan los pronósticos de producción correspondientes a éstas.

Características	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3 Seleccionada
Perforación de pozos de desarrollo	6	6	6
Terminación de pozos de desarrollo	6	6	6
Perforación de pozos inyectoros	-	2	2
Reparaciones mayores	2	2	2
Reparaciones menores	22	71	71
Ductos	5	8	5
Estructuras marinas	1	1	1
Aceite (MMb)	26.66	47.75	47.67
Gas (MMMpc)	115.02	131.10	131.04
Gastos de operación (MMUSD)	102.77	161.07	160.85
Inversiones (MMUSD)	553.67	921.92	776.69

Federico
A

VPN AI (MMUSD)	1,072.97	1,470.50	1,582.83
VPN DI (MMUSD)	269.37	336.74	446.5
VPI (MMUSD)	489.34	686.2	579.28
VPN/VPI AI	2.19	2.14	2.73
VPN/VPI DI	0.55	0.49	0.77

Tabla 9. Resumen de las alternativas propuestas para la extracción.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

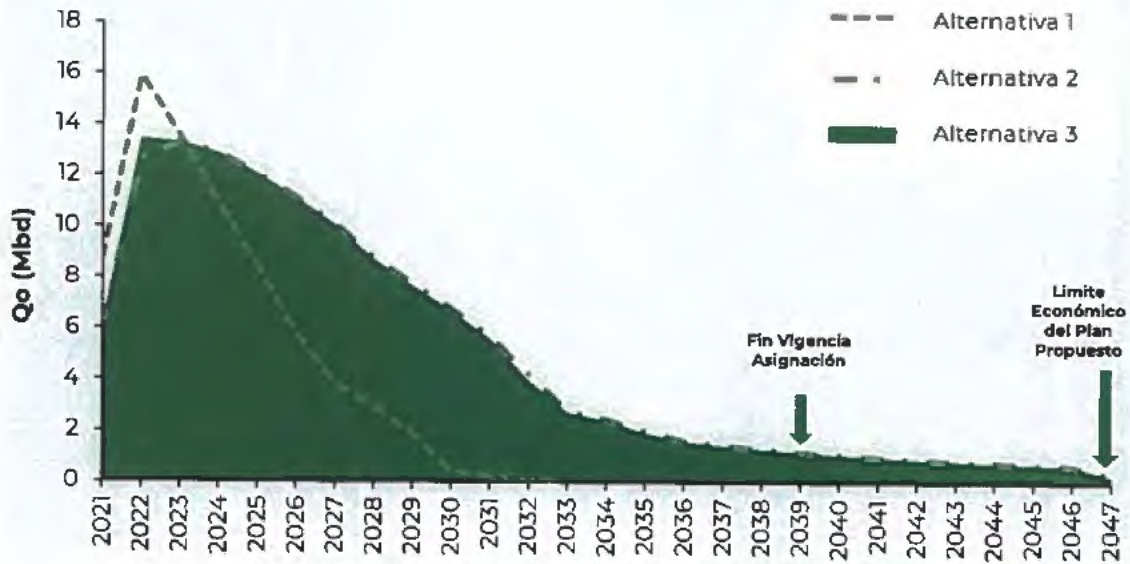


Figura 5. Pronóstico de producción de aceite de las alternativas.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

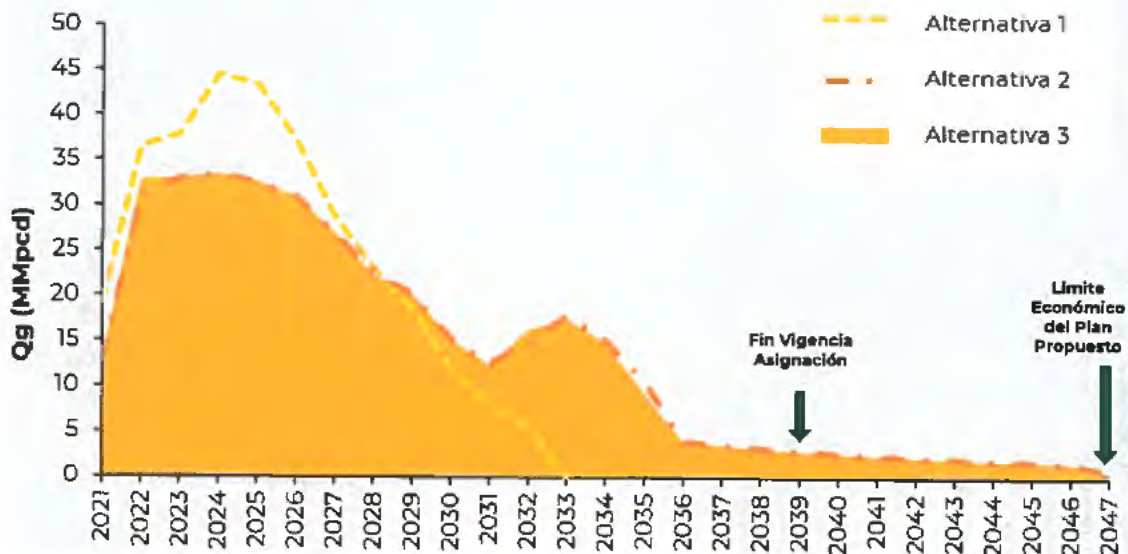


Figura 6. Pronóstico de producción de gas de las alternativas.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Handwritten signature and initials in blue ink.

Derivado del análisis realizado a cada una de alternativas, se observa que la alternativa 2 es la que mayor volumen de hidrocarburos recupera, sin embargo, es la que mayor inversión y gastos de operación requiere, por lo que, aunque se tienen indicadores económicos positivos, son menores que los que se obtienen con la alternativa 3 y que conlleva menor inversión.

Respecto a la alternativa 1, que solo contempla la producción de los yacimientos mediante el flujo natural y menor actividad física en cuanto a reparaciones menores, es con la que menor recuperación de hidrocarburos se obtiene y de menor beneficio económico.

Por lo tanto, el Asignatario basó la selección de una alternativa (alternativa 3) en el resultado de la evaluación económica, buscando la mejor combinación entre rentabilidad y eficiencia de inversión respecto a las otras dos alternativas y con el objetivo estratégico de incrementar la producción de hidrocarburos, incrementando el factor de recuperación y la reserva asociada.

Plan de Desarrollo

Para cumplir con el objetivo del Plan de Desarrollo, el Asignatario contempla la ejecución de la actividad física, inversión y gastos de operación presentados en la Tabla 10.

Actividad	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Perforación ¹ (Número)	7	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Terminación (Número)	7	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Reparaciones Menores ² (Número)	0	4	2	6	2	6	2	6	2	6
Reparaciones Mayores (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ductos (Número)	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Plataformas (Número)	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Planta de Iny. de agua (Número)	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Abandono ³ (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taponamientos (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión (MMUSD)	442	24	7.6	11.9	12	12	6.82	12	5.9	15
Gastos de Op. (MMUSD)	7.63	16	16	15.6	14.7	14	12.3	11	9.3	7.9
Otros egresos ⁴ (MMUSD)	1.45	0.24	0.17	0.15	0.19	0.15	0.14	0.16	0.16	0.16

Actividad	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Perforación ¹ (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Terminación (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reparaciones Menores ² (Número)	1	4	0	6	0	4	0	4	0	4
Reparaciones Mayores (Número)	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Ductos (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Plataformas (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Planta de Iny. de agua (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Abandono ³ (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

A.
Felipe
4

Taponamientos (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Inversión (MMUSD)	4.7	27.8	2.8	27	4.3	8.8	2.8	8.1	2.8	18.7
Gastos de Op. (MMUSD)	6.6	5.46	4.4	3.8	2.8	1.9	1.7	1.6	1.4	1.29
Otros egresos ⁴ (MMUSD)	0.04	0.04	0.05	0.04	0.06	0.04	0.04	0.04	0.04	0.06

Actividad	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	TOTAL (2021-2039)	TOTAL (2021-2048)
Perforación ¹ (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8
Terminación (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8
Reparaciones Menores ² (Número)	0	4	0	4	0	4	0	0	55	71
Reparaciones Mayores (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2
Ductos (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5
Plataformas (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Planta de Iny. de agua (Número)	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Abandono ³ (Número)	0	0	0	0	0	0	0	7	0	7
Taponamientos (Número)	0	0	0	0	0	0	0	8	0	8
Inversión (MMUSD)	2.7	8	2.7	8.7	4.2	8	2.7	82.6	638.45	776.69
Gastos de Op. (MMUSD)	1.2	1.1	1	0.93	0.9	0.8	0.3	0	153.35	160.85
Otros egresos ⁴ (MMUSD)	0.04	0.04	0.04	0.04	0.06	0.04	0.02	0	0	3.72

Tabla 10. Actividades físicas y costos contemplados en el Plan de desarrollo.

¹ Incluye 2 perforaciones de inyección.

² Limpiezas de aparejo, cambios de aparejo y estimulaciones.

³ Considera el abandono de ductos, plataforma y planta de tratamiento e inyección de agua.

⁴ Por concepto de manejo y de la producción y mantenimiento a las instalaciones fuera del campo Teca.

Respecto al pronóstico de producción para el Plan de Desarrollo se tiene lo previsto en la siguiente tabla:

Concepto	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Prod. de aceite (Mbd)	6.10	13.45	13.30	12.87	12.06	11.13	10.06	8.72	7.68	6.70
Prod. de gas (MMpcd)	12.75	32.81	33.02	33.46	32.60	30.91	26.94	22.23	20.11	15.11

Concepto	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Prod. de aceite (Mbd)	5.61	3.97	2.73	2.41	1.94	1.60	1.44	1.30	1.18	1.08
Prod. de gas (MMpcd)	12.33	16.25	17.43	14.78	9.20	3.91	3.52	3.18	2.90	2.64

Concepto	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	Acumulada Total
Prod. de aceite (Mbd)	0.99	0.91	0.84	0.78	0.72	0.68	0.27	Np= 47.67 MMB
Prod. de gas (MMpcd)	2.42	2.23	2.06	1.91	1.77	1.66	0.65	Gp=131.04 MMMPC

Tabla 11. Pronósticos de producción estimados en el Plan de desarrollo.

Los valores pueden no coincidir por redondeo.

En lo que se refiere a la propuesta del Plan de Desarrollo para la Extracción, se estima la recuperación de un volumen de 45.2 MMB de aceite, y 125.1 MMMpc de gas hidrocarburo lo que equivale a 59.8 MMbpce para el periodo comprendido hasta la vigencia de la Asignación en 2039, sin embargo, el Asignatario contempla un volumen adicional a

[Handwritten signature and initials]

recuperar de 2.4 MMb de aceite y 6.0 MMMpc de gas a diciembre de 2047 que establece como su límite económico, 8 años después de la vigencia de la misma en agosto 2039.

Nota: el cronograma presentado por el Asignatario para las actividades físicas a realizar para el año 2021 incluido en el Primer Programa Asociado al Plan de Desarrollo presentado, podría verse afectado debido a que dicho cronograma fue presentado en la solicitud de aprobación al Plan de Desarrollo para la Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01 el 11 de diciembre del 2020.

Por tanto, PEP deberá contemplar el inicio de la ejecución de las Actividades Petroleras a partir de la emisión de la presente aprobación.

Por tanto, resulta necesario que PEP ingrese una actualización al cronograma de actividades, dentro de los diez días hábiles siguientes a la notificación del presente Dictamen.

d) Análisis técnico de la solicitud de aprobación al Plan de Desarrollo

d.1) Mecanismos de empuje y producción

Con base en la información remitida por el Asignatario, se procedió al análisis del comportamiento esperado de presión-producción para los yacimientos MS-1, PI-2, PI-3 y PM5 como se muestra en la Figura 7 para el periodo 2021-2047, donde se precisa lo siguiente:

Fede
A

7

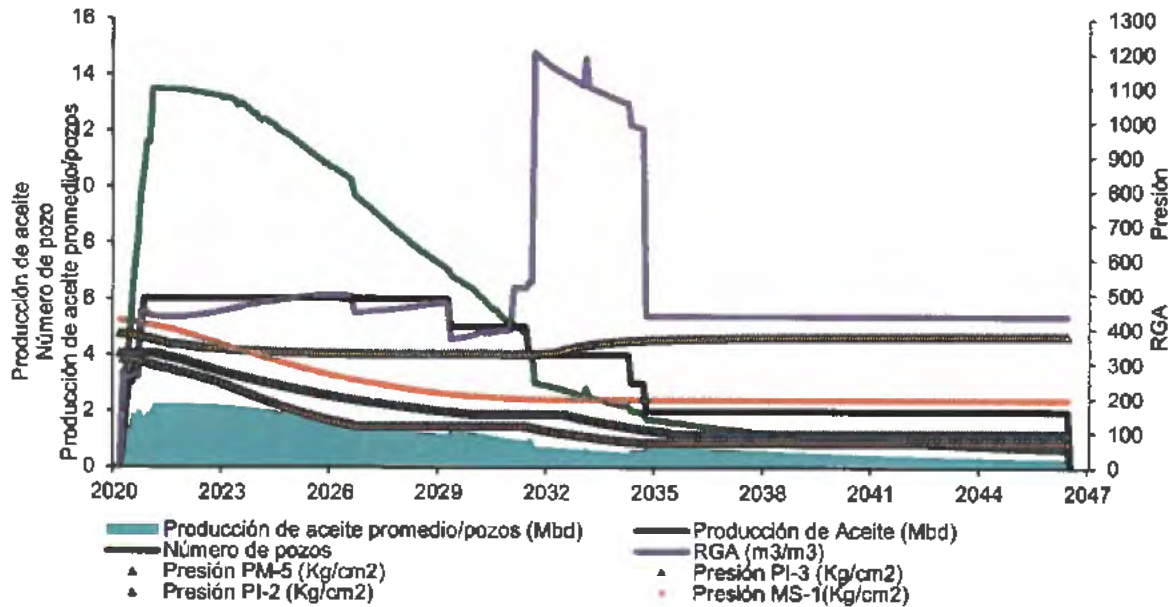


Figura 7. Comportamiento de presión-producción para el yacimiento MS-1.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

El inicio de producción del Campo se tiene contemplado para marzo del 2021, con la terminación del pozo Teca-11. Así mismo, se denota que el pico máximo de producción de aceite esperado será de 13.47 Mbd en enero del 2022 con seis pozos operando. Sin menoscabo de lo anterior, derivado del ritmo de vaciamiento acelerado durante los primeros años, la caída de presión es considerable en un periodo de 3 años, con lo cual se alcanza la presión de saturación en el año 2022 para el yacimiento PM-5 y la presión de rocío en el año 2023 para el yacimiento PI-3, por lo cual se infiere que el soporte de presión del sistema es limitado o débil, por lo cual para poder determinar con mayor exactitud el mecanismo de empuje al que están sometidos los yacimientos, se procedió al análisis de la caída de presión por unidad de volumen recuperado expresado en términos de factor de recuperación como se observa en la siguiente figura.

Federico
A

A

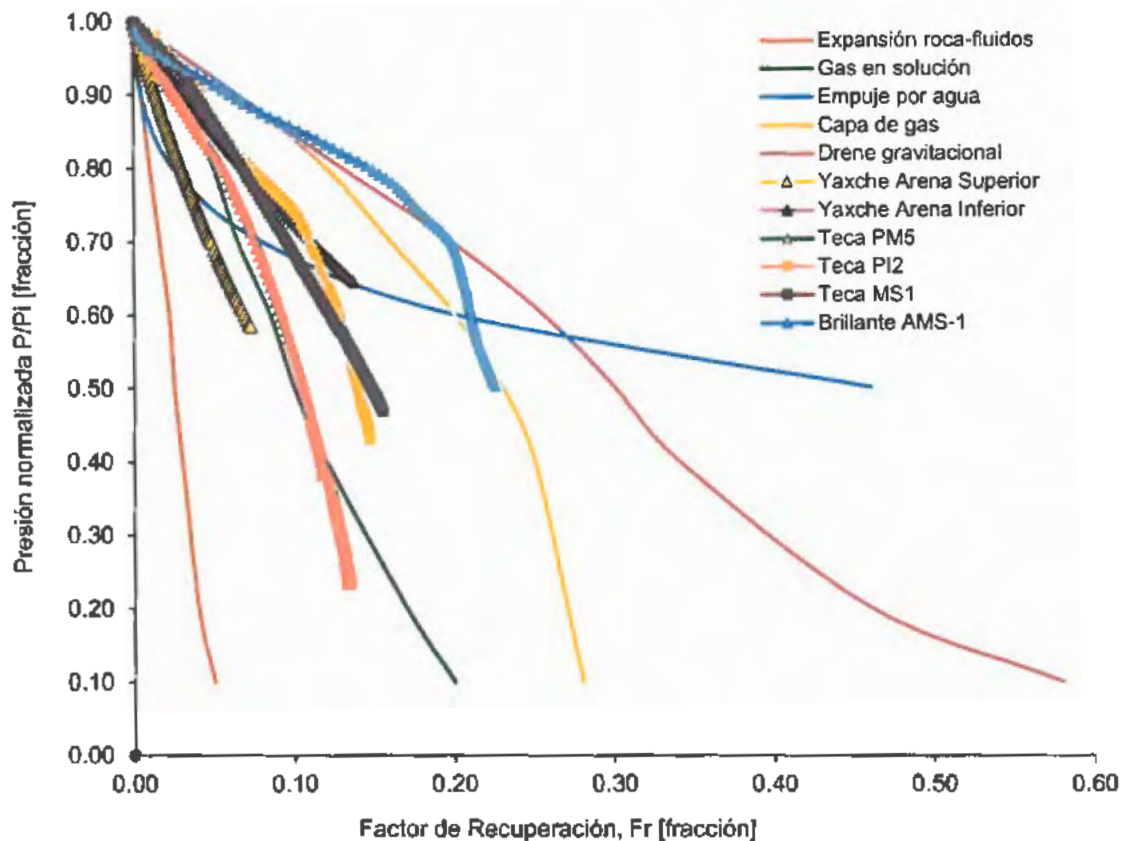


Figura 8. Mecanismos de empuje para el campo Teca.
 (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Como se puede observar, el aporte principal de energía al yacimiento estará gobernado por 1 mecanismo principal y posiblemente otro, el primero corresponde a la expansión Roca-Fluidos, y el segundo pudiera ser la presencia de un acuífero activo débil. También es importante hacer notar que la presión de saturación para los yacimientos MS-1 y PI-2 no se alcanzaría durante la vida productiva del Campo como se ve en la Figura 7.

Aunado a lo anterior, con base en la información de campos nacionales, el Asignatario realizó la búsqueda de campos análogos para el Campo Teca, para ello se seleccionaron los campos con yacimiento Terciario que presentan condiciones similares a nivel roca y fluido, tomando en cuenta sus propiedades promedio de porosidad, calidad API y relación de solubilidad considerando tipo fluido aceite negro y volátil. Se identificaron como posibles análogos a los campos: Brillante, Ayapa, Blasillo, Yaxché Terciario Superior y Yaxché Terciario Inferior, considerándose Yaxché Inferior el de mayor similitud. Los factores de recuperación finales de estos campos análogos se presentan en la Figura 9.

Feb 2016
AA

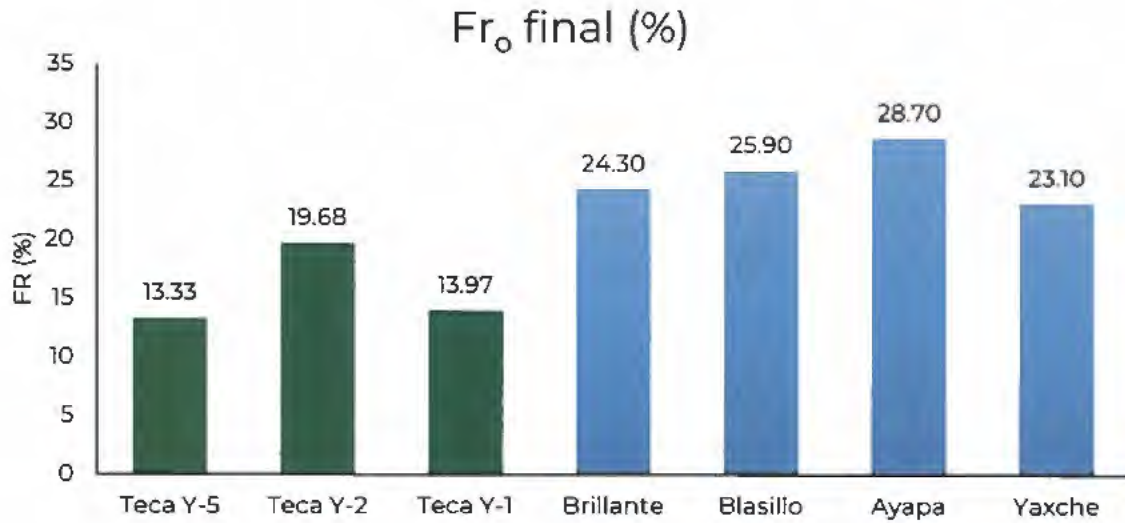


Figura 9. Factores de recuperación análogos para los yacimientos del campo Teca.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

De lo anterior se observa que el factor de recuperación final esperado para el yacimiento de aceite volátil PI-2 (sin implementar un proceso de recuperación adicional) del Campo Teca está en el rango de los factores de recuperación finales para aceite que se obtienen en campos o yacimientos con características geológicas y de fluidos semejantes y que se desarrollan mediante recuperación primaria.

El Asignatario también realizó un estudio de campos análogos internacionales considerando específicamente las propiedades roca-fluido del yacimiento PI-2 del Campo Teca, donde identificó cuatro campos análogos con inyección de agua como método de recuperación secundaria de Canadá, Estados Unidos y Reino Unido (Figura 10), estimando una mediana (P50) del Fr_o incremental de 29.65% asociado a la recuperación secundaria.

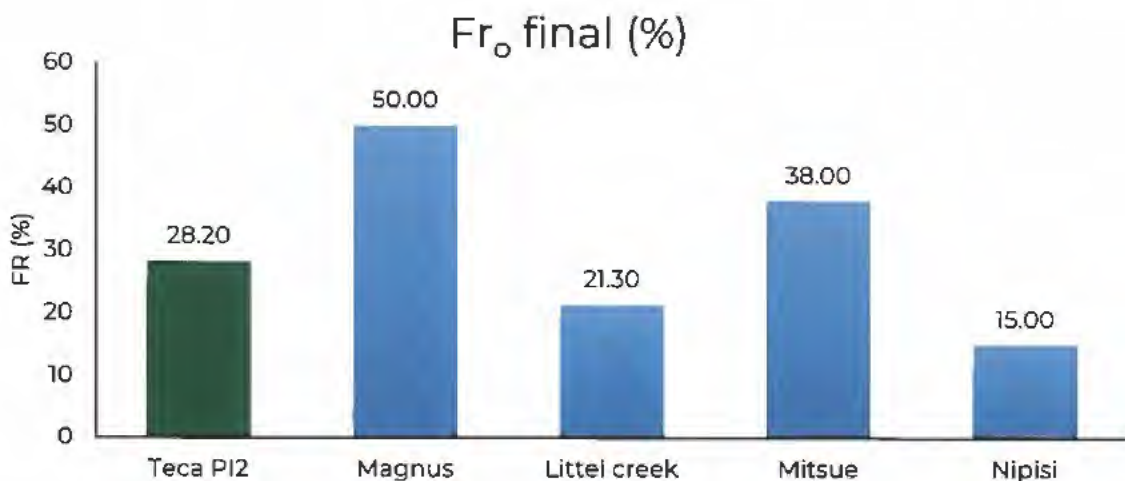


Figura 10. Factores de recuperación de campos análogos con recuperación secundaria para el yacimiento PI-2 del campo Teca.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Del gráfico anterior se observa que el factor de recuperación final esperado para el yacimiento PI-2 de aceite volátil del campo Teca está en la media de los factores de recuperación finales para aceite que se obtienen en campos o yacimientos con características geológicas y de fluidos semejantes y que se desarrollan mediante recuperación secundaria.

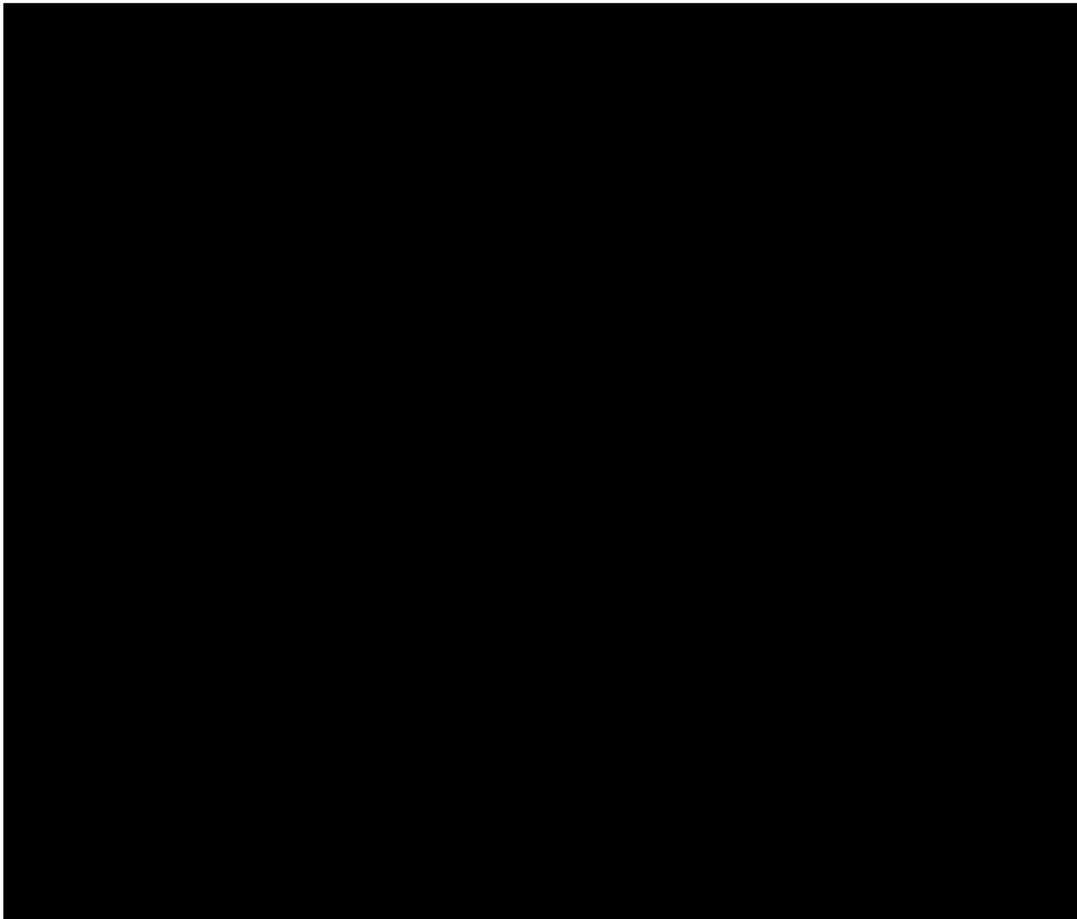
d.2) Perforación de pozos

La propuesta de Plan de Desarrollo considera la perforación de 6 pozos de desarrollo y 2 pozos inyectores. En la Figura 11 y 12 se presentan los estados mecánicos de los pozos "Tipo I Perforación", "Tipo II Perforación", "Tipo III Perforación" y "Tipo Inyectores", que se proponen implementar en el presente Plan. El Tipo I y II incluye cuatro etapas de perforación iniciando con tubería de revestimiento de 20" y terminando el pozo en agujero entubado de 9 5/8" a la profundidad desarrollada de 3,635 m y 3,758 m respectivamente, el tipo III incluye cuatro etapas de perforación iniciando con tubería de revestimiento de 20" y terminando el pozo en agujero entubado de 9 5/8" a la profundidad desarrollada de 3,758 m.

El tipo I y II contemplan terminaciones inteligentes para producir dos intervalos pertenecientes al Mioceno Superior y Plioceno Inferior, de forma simultánea y controlada a través de válvulas de control, el tipo III es con aparejo de producción doble para producir 2 intervalos de manera independiente.

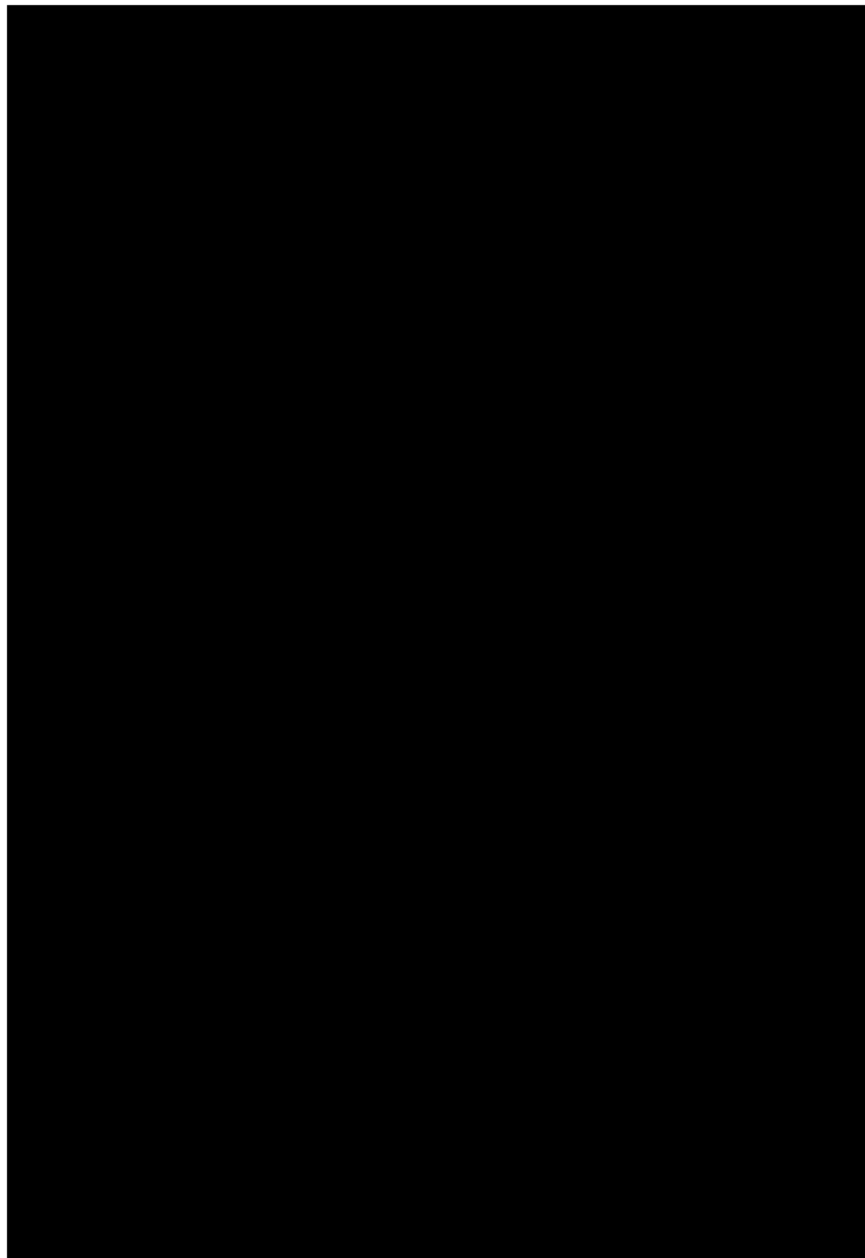
Feder
A

f



*Figura 11. Estado mecánico Tipo I y II Perforación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)*

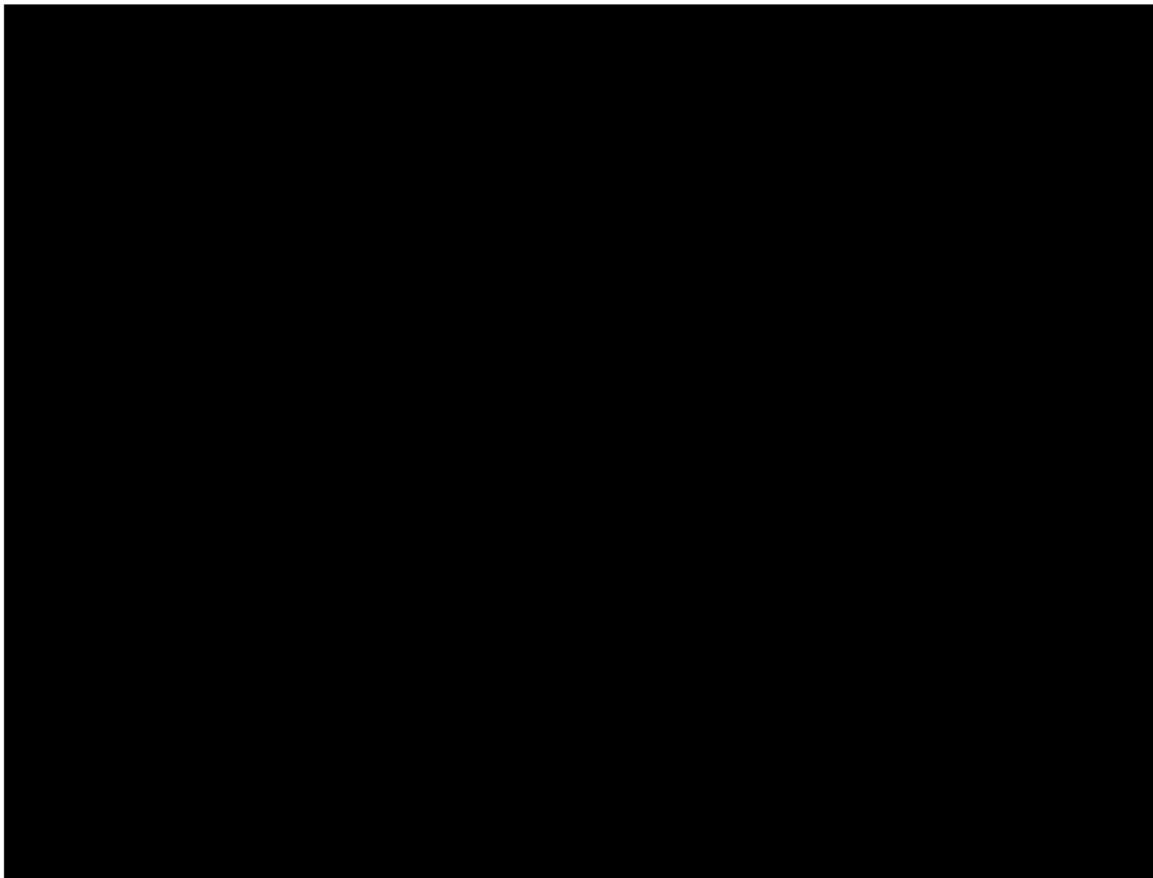
Fedre



*Figura 12. Estado mecánico Tipo III Perforación y Tipo Inyector.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)*

En la Figura 13 se presenta el estado mecánico de taponamiento aplicable a los cuatro pozos Tipo que se perforarán.

Fedro
A.
f



*Figura 13. Esquemas mecánicos a considerar para el taponamiento.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)*

d.3) Principales tecnologías a implementar

Las tecnologías por utilizar para el desarrollo del Campo Teca son tecnologías convencionales utilizadas en los campos análogos identificados por PEP y fueron consideradas para la caracterización de los yacimientos, el diseño de perforación, terminación, toma de información, productividad e instalaciones.

Aunado a lo anterior, como parte de las principales tecnologías que el Asignatario propone evaluar o implementar en el Campo, se encuentran las siguientes:

- Registros sísmicos de pozo VSP
- Modelado sedimentológico 4D
- Núcleos convencionales extendidos y de pared, muestras de canal
- Registros de Resonancia Magnética
- Sismoestratigrafía e inversión sísmica
- Construcción de un modelo de simulación numérica
- Sensores de presión y temperatura en tiempo real
- Pruebas de presión a los pozos
- Pruebas de laboratorio a los fluidos y pruebas de desplazamiento en núcleos mediante inyección de agua
- Perforación con sistema rotatorio y sección de poder

Felipe
[Handwritten signature]

- Terminación con aparejos de producción inteligente
- Terminación con aparejos de producción dobles
- Construcción de un modelo de simulación (para redes de transporte)
- Limpieza de aparejos con tubería flexible y estimulaciones y fracturamientos hidráulicos
- Medición a pozos con separador convencional o multifásico

d.4) Método de Recuperación Secundaria

El Programa de Recuperación Secundaria (en adelante, Programa), fue documentado por el Asignatario conforme a los artículos 5, apartado A, 6, 7 y 8 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Recuperación Secundaria y Mejorada (LTMRsYM).

Cabe señalar que, para la evaluación de la viabilidad técnica y económica del Programa, esta Comisión tomó en consideración los criterios establecidos en el artículo 10 de los LTMRsYM, por lo que, para su aprobación ha sido incorporado al presente Dictamen Técnico.

Asimismo, y de conformidad con el artículo 11 de los LTMRsYM el Programa presentado por el Operador contiene los siguientes elementos:

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

Adicionalmente, derivado de las actividades propuestas en este Plan de Desarrollo y, conforme se presentará en este apartado, el Asignatario propone implementar un método de recuperación secundaria, consistente en el mantenimiento de presión del yacimiento PI-2, a través de la inyección de agua, cuyo objetivo es maximizar el factor de recuperación.

Estudio de Campos Análogos

Con la finalidad de evaluar e identificar técnicamente los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada que tengan la posibilidad de ser aplicados en el campo Teca, yacimiento Plioceno Inferior, el Asignatario busco yacimientos o campos con características similares con relación a la permeabilidad, porosidad, densidad, viscosidad y profundidad, para identificar el tipo de proceso de recuperación adicional que se ha implementado a nivel mundial y en algunos casos los factores de recuperación obtenidos por dichos procesos.

Fecha
A

Para lo anterior, identificó tanto los procesos potenciales a través de la base de datos EOR-Selector 1.0, como los campos análogos a nivel mundial que pudieran servir de referencia para cuantificar los resultados esperados a través de la base de datos DAKS.

En la Tabla 12 se muestran los campos análogos del yacimiento PI-2 del Campo Teca obtenidos de la base de datos de la herramienta DAKS, así como los encontrados en EOR Selector. Una vez que se identificaron los campos análogos revisó si en esos campos se había implementado algún proceso de recuperación adicional y el incremento asociado a dicho proceso.

	Campo	País	API	Visc.	Perm.	Poros.	Prof.	Temp.	Método de recuperación	Fro incremento
	Nombre		[°]	[cp]	[mD]	[%]	[m]	[c]		[%]
	Teca	México	41	0.2	163	23	3,072	92		
DAKS	Little creek	EUA	41	0.6	230	20	1,073	61	Inyección de agua / Hidrocarburos miscibles	21 / 20
	Magnus	Reino unido	39	0.4	98	24.4	3,162	120	Inyección de agua / CO2 Miscible	50 / 6
	Mitsue	Canadá	41	0.9	250	20	1,056	49	Inyección de agua / Hidrocarburos miscibles / CO2 Miscible	38 / 9
	Nipisi	Canadá	39	0.3	350	21	3,050	116	Inyección de agua / Inyección agua-gas (WAG)	15-may
EOR SELECTOR	Smithdale	EUA	41		90	23	3,353	121	CO2 Miscible	N/D
	Martinville	EUA	42		200	12	3,536	121	CO2 Miscible	N/D

Tabla 12. Campos análogos con implementación de un método de recuperación adicional.
(Fuente: Información presentado por el Asignatario)

Por lo tanto, basado en el análisis, se observa que para las condiciones del Campo Teca en el Plioceno Inferior, la tendencia mundial ha sido hacia el uso de procesos de inyección de agua como método de recuperación secundaria y la inyección de gases miscibles como procesos de recuperación mejorada, aunado a la disponibilidad del recurso del agua por ser un campo costa fuera, por tal motivo, el Asignatario contempló la inyección de agua como método de recuperación secundaria.

Factor de recuperación de Campos Análogos

Una vez analizado los campos análogos nacionales e internacionales, el Asignatario determinó un factor de recuperación adecuado para futuros procesos de recuperación secundaria de las areniscas productoras de aceite del campo Teca (MS-1, PI-2 y PM-5).

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'A' and 'Fede'.

Utilizando la base de datos de DAKS, realizó un filtro en el cual se escogieron yacimientos de aceite, formación arenas y areniscas e implementación de procesos de recuperación secundaria con factor de recuperación asociado; de esta discretización obtuvo 142 campos internacionales. Adicionalmente se integraron 12 campos nacionales en los cuales se han realizado procesos de recuperación secundaria por inyección de agua, obteniendo un total de 154 campos.

Identificó la Inyección de Agua como el proceso con mayor aplicación de analogía al Campo Teca, con un total de 128 campos con documentación de FR incremental, mientras que para el Gas e Inyección simultánea de Agua-Gas se tienen 22 y 4, respectivamente.

De los 128 valores de factor de recuperación atribuible al proceso de inyección de agua, el Asignatario realizó un ajuste de distribución probabilística, siendo la distribución tipo Beta que mejor ajustó a los datos. Con base en este ajuste, se interpretaron probabilidades de recuperación adicional atribuible al proyecto de inyección de agua.

Una vez ajustada la distribución, realizó una simulación para obtener los percentiles asociados a los factores de recuperación atribuibles a los procesos de recuperación secundaria por inyección de agua de campos análogos. Los valores obtenidos son: 3.89%, 15.15% y 34.70%, correspondiente a los percentiles 10, 50 y 90, respectivamente (Figura 14).

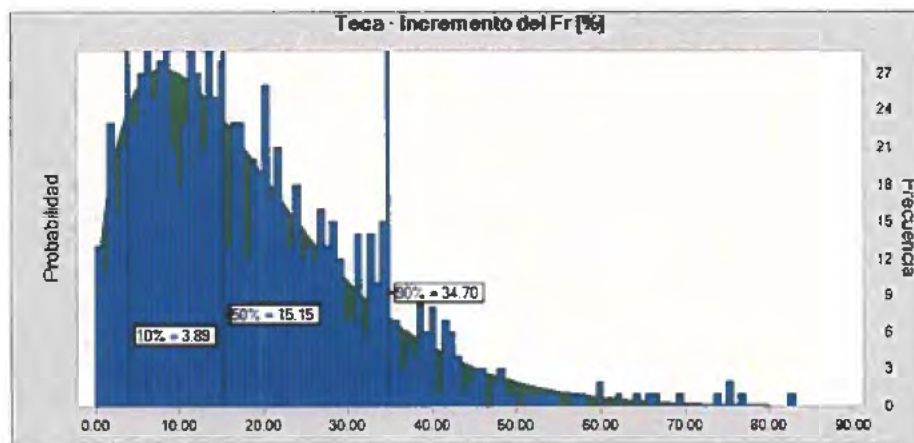


Figura 14. Percentiles 10, 50 y 90 de los factores de recuperación de aceite para el campo Teca (Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Es importante mencionar que los factores están supeditados a las propiedades y volúmenes asociados a cada campo, por tal motivo, el Asignatario realizó un ejercicio de similitud de los campos análogos ya mencionados, para ubicar qué factor de recuperación de aceite podrían alcanzar dentro del espectro de la distribución probabilística.

Para realizar el análisis de similitud se utilizaron las propiedades principales de los campos, las cuales fueron ponderadas en función de su importancia, siendo la densidad y la viscosidad las más importantes, seguidas de permeabilidad, porosidad y parámetros característicos del yacimiento. Los resultados se muestran en la Tabla 13, en la cual los campos con mayor porcentaje de analogía son: Bacal, Otates, Yowlumne, Beryl y Meleiha.

Fuente

campo	Pais	API	Visc	Perm	Poros	Prof	Temp	Esp. neto	So	Sor	P actual	OOIP	Fr Prim.	Incremento Fr	% Analogia
Nombre		[°]	[cp]	[mD]	[%]	[m]	[c]	[m]	[%]	[%]	[kg/c m ³]	[MMb]	(%)	[%]	(%)
Teca	México	35	0.59	82	22	3084	91	23	70		372	59			
Bacal	México	33	0.6	280	21	3299	102	5	70	55	120	230	33	12.4	87.9%
Otates	México	34	0.7	154	22	2146	84	33			110	214	13	3	86.6%
Yowlumne	E.U.A.	34	0.5	43	17	3200	116	46	55	13		280	15	13	95%
Beryl	Reino Unido	37	0.6	350	17	3200	97	130	88		176	2362	17	19.0	85.0%
Meleiha	Egipto	42	0.5	45	21	1524	82	8	55		79	161	11	24	84.2%

Tabla 13. Analogías nacionales e internacionales para las propiedades promedio del campo Teca.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Una vez obtenidos los campos con mayor analogía, estos se ubicaron en la distribución para determinar el percentil que ocupan, así como la desviación que tienen en función al P50, mostrados en la Figura 15. El promedio de FR asociado a la inyección de agua en los cinco campos con mayor porcentaje de analogía es de 14.2%.

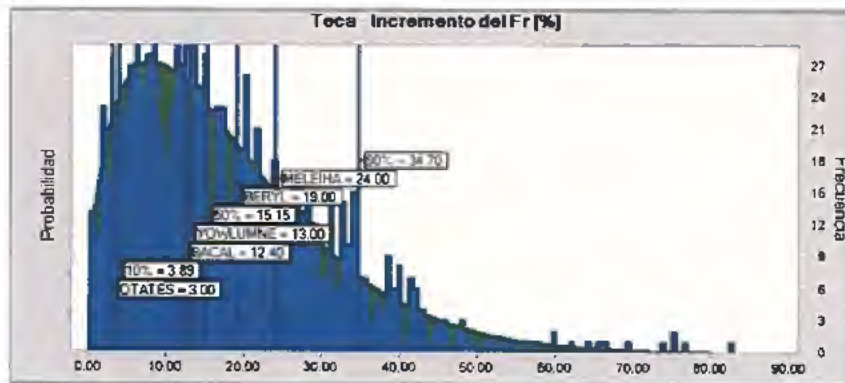


Figura 15. Ubicación de campos análogos en la distribución del Fr_o incremental del campo Teca.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Considerando las propiedades roca-fluido de los yacimientos del Campo Teca, se observa que el yacimiento PI-2, único productor de aceite volátil se encuentra por encima de la media de las propiedades ponderadas del campo. Teniendo como base las propiedades densidad, viscosidad, permeabilidad y porosidad de los 128 campos en análisis, con lo cual se identificaron cuatro campos con mayor similitud al yacimiento Teca PI-2, en los países de Canadá, Estados Unidos y Reino Unido (Tabla 14), mostrándose la posición de estos campos (un campo cercano al P-50 y dos por encima del P90), dentro de la distribución del campo Teca, Figura 16.

Campo	Pais	Densidad (°API)	Viscosidad (cP)	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)	Método de recuperación	Fr incremental (%)
Teca	México	41	0.2	163	23	Inyección de agua	-
Mitsue	Canadá	41	0.6	230	20	Inyección de agua	38
Little creek	E.U.A.	39	0.4	98	24.4	Inyección de agua	21.3
Nipisi	Canadá	41	0.89	250	20	Inyección de agua	15
Magnus	Reino Unido	39	0.3	350	21	Inyección de agua	50

Tabla 14. Campos análogos con inyección de agua del yacimiento PI-2 del campo Teca.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Foto
A
A

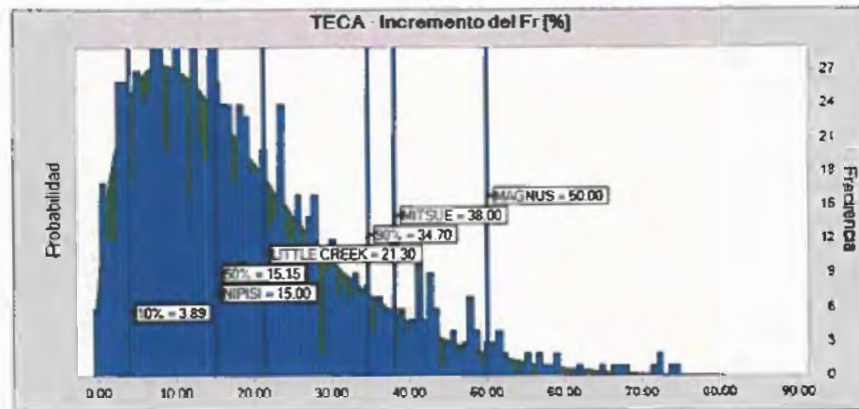


Figura 16. Ubicación de los campos análogos en la distribución del factor de recuperación de aceite del campo Teca para el yacimiento PI-2.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Del análisis previo, el Asignatario estimó a partir de los cuatro campos con mayor similitud al yacimiento PI-2 del campo Teca un promedio del Fro incremental de 31.08%, ubicándose dentro de la distribución del Campo entre los percentiles 50 y 90.

Los yacimientos MS-1 y PI-2 presentan el mayor volumen original del Campo Teca, sin embargo, el Asignatario manifiesta que:

“Las propiedades del yacimiento MS-1 muestran una baja admisión de agua de inyección, la ubicación de pozos inyectoros posibles se encontraría cercano a los pozos productores y alejados del contacto agua aceite por las características del yacimiento, además la presión del yacimiento se mantiene por encima de la presión de saturación durante todo el tiempo de vida productiva del yacimiento.

Por otro lado, el yacimiento PI-2 presenta una buena admisión por sus propiedades del sistema roca-fluido, permitiendo con la inyección de agua y la optimización de la producción, mantener la presión del yacimiento por encima de la presión de burbuja, así como la ubicación de los pozos inyectoros en la periferia del yacimiento. Debido al potencial de recuperación del yacimiento PI-2, la estrategia de recuperación secundaria considera la inyección de agua solamente en este yacimiento”.

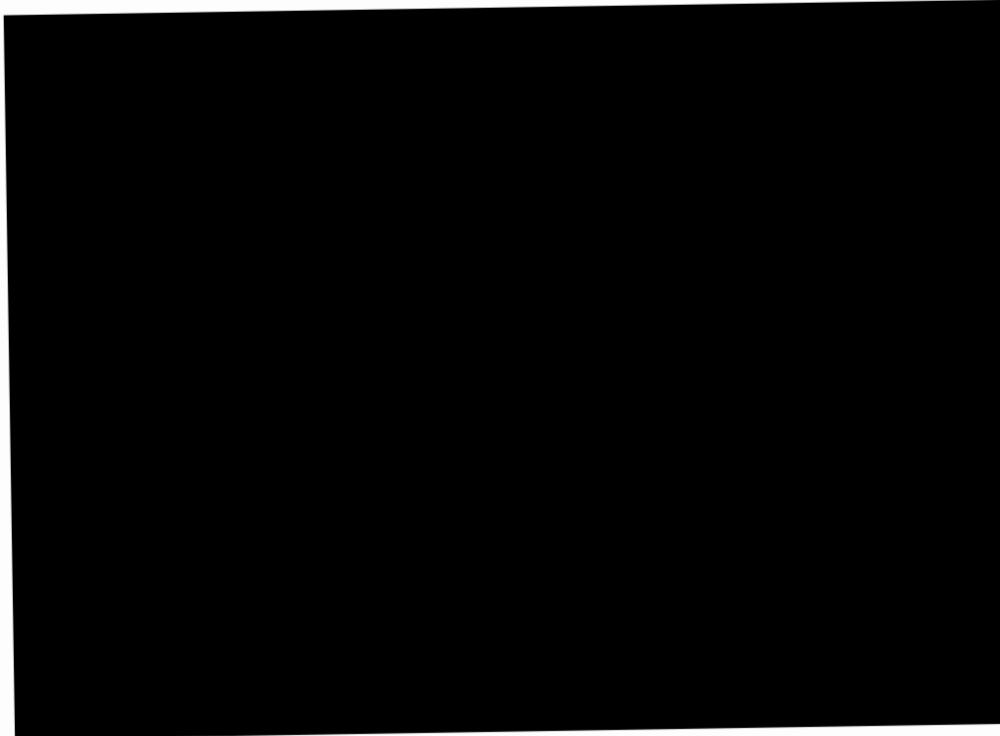
Análisis de la factibilidad del proceso de inyección de agua

Para determinar los gastos que se podrían inyectar en el yacimiento PI-2 en consideración de las condiciones operativas y de infraestructura, el Asignatario realizó un análisis de inyectividad con ayuda de la herramienta de software Prosper generando un modelo de simulación de escenarios de inyección (Figura 17). Debido a que el proyecto de inyección de agua es parte de una estrategia regional, se tiene preestablecido una presión de inyección de 100 kg/cm².

Por lo tanto, para realizar el análisis de inyectividad se tomaron las siguientes consideraciones:

Federico

- Pozo inyector: Aparejo integral 5"
- Presión disponible en cabeza: 100 Kg/cm²
- Índice de inyectividad 6 bpd/psi.



*Figura 17. Modelo integrado del Campo Teca Incluyendo los pozos inyectores.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)*

Tomando en consideración la información disponible con las muestras de fondo recuperadas del pozo Teca-1 para los yacimientos MS-1, PI-2, PI-3 y PM-5. Se modeló los pronósticos de producción en modo aceite negro.

De igual manera, se tomó en cuenta las curvas de permeabilidad relativa correspondientes del campo Teca para el yacimiento PI-3 y PM-5, mientras que para los yacimientos MS-1 y PI-2 se consideran de campos análogos. La Figura 18 muestra las curvas para el agua, aceite y gas consideradas en el modelo de simulación.

Fco
A

f



Figura 18. Curvas de permeabilidad relativa para el campo Teca.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Como resultados de la simulación, se obtuvieron dos escenarios de explotación para los yacimientos del Campo Teca, uno llamado Base que consiste únicamente en la explotación primaria y el escenario incremental, que considera la extracción de los hidrocarburos con la ayuda de la inyección de agua (Figura 19).

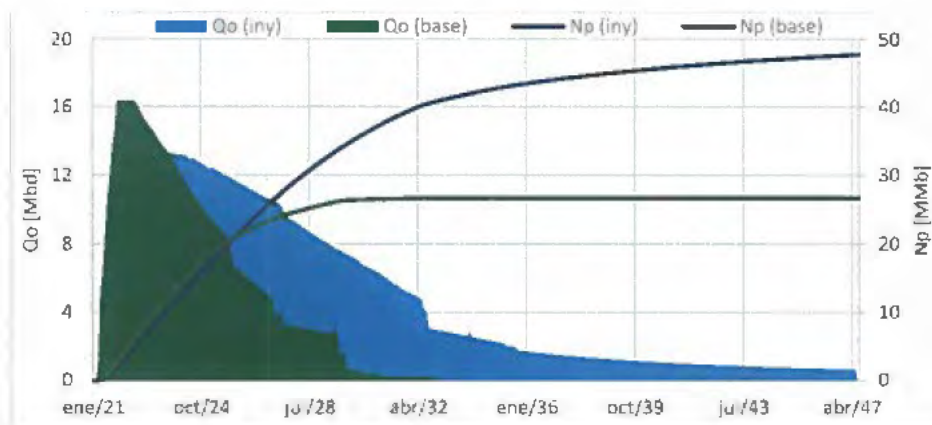


Figura 19. Perfil de producción de aceite y acumulada del escenario base e inyección de agua, campo Teca.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

De la figura anterior se observa un incremento de la recuperación de aceite por efecto de la inyección de agua a nivel de Campo. Se considera recuperar 47.67 MMb de aceite de acumulado de producción total del campo Teca, observándose un volumen a recuperar de 31.54 MMb tan solo del yacimiento PI-2.

Otro aspecto importante a considerar es que, de los resultados obtenidos, se evaluó el comportamiento de la presión, observándose (Figura 20) que ésta no decae en el tiempo

Fuente

con el escenario de inyección a comparación del escenario base, lo anterior para el yacimiento considerado para la implementación de la inyección de agua.

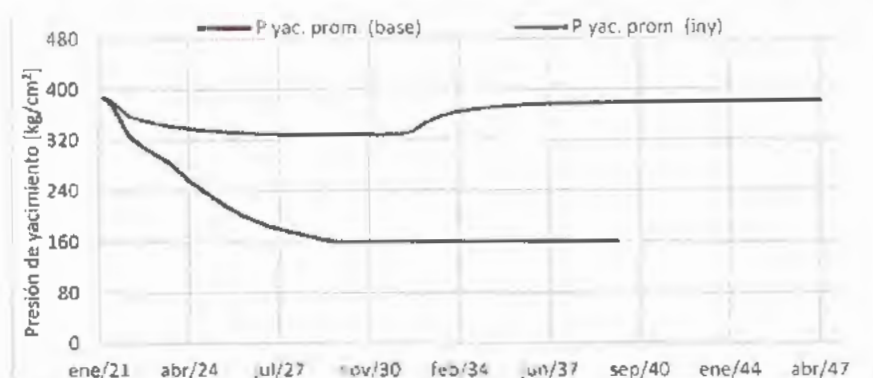


Figura 20. Comportamiento de presión del campo para el caso base y con inyección de agua, yacimiento PI-2.

(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Estimación de la saturación de aceite al inicio y al final de la inyección

Las saturaciones de fluidos estimadas por el Asignatario antes y después del proceso de inyección son las mostradas en la siguiente tabla:

Fecha	So (%)	Sw (%)	Etapa
Dic/2021	78	22	Inicio de inyección
May/2047	36	64	Fin de inyección

Tabla 15. Saturación de fluidos antes y después de la inyección.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

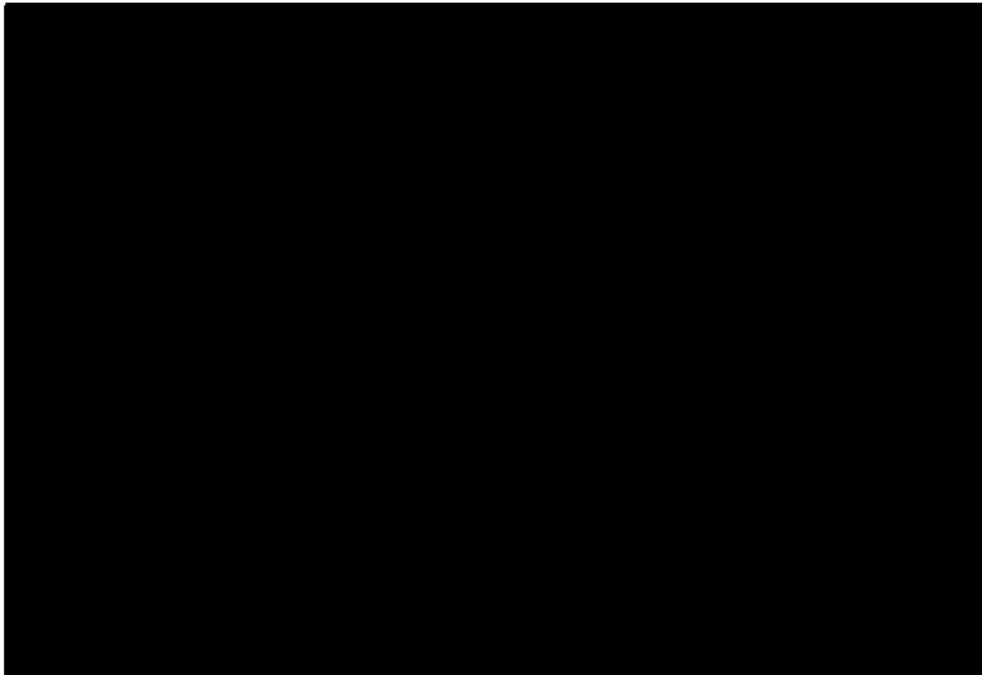
Pozos inyectoros

El objetivo de la inyección de agua en las arenas del Campo Teca en la formación PI-2 es el mantenimiento de presión conceptualizada a partir de un patrón de inyección periférica de forma continua.

La Figura 21 muestra la ubicación propuesta para los pozos inyectoros en el Campo Teca. Los pozos inyectoros Teca-51 y Teca-71 para el yacimiento PI-2, se ubicaron cercanos al Contacto Agua-Aceite (CAA) en la porción Noreste y Sureste de la estructura respecto a donde se perforarán los pozos de desarrollo del Campo Teca.

Febe
A.

f



*Figura 21. Ubicación de los pozos inyectoras en el yacimiento PI-2.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)*

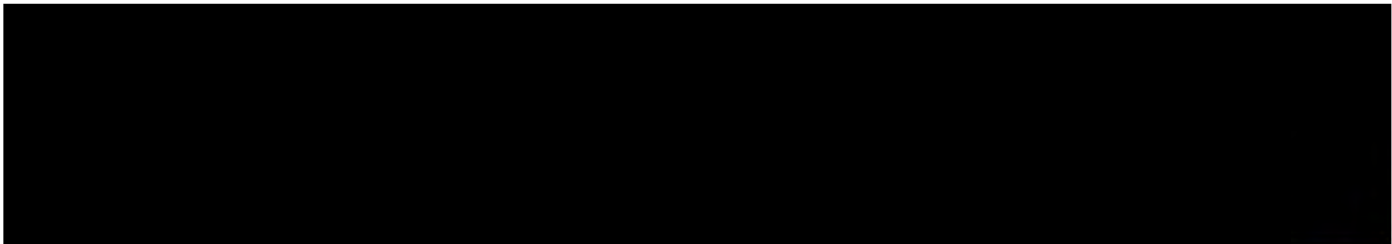
Conforme al artículo 11, segundo párrafo de los LTMRSyM se concluye que derivado de la información analizada del Programa presentado por el Asignatario, el proyecto es viable técnica y económicamente, ya que se logra incrementar en 19.46 MMB de volumen de aceite a recuperar y 46.46 MMMpc de volumen de gas con respecto al escenario base de explotación mediante flujo natural; aumentando el factor de recuperación para el aceite en 34% en la arena PI-2 incrementado a su vez el factor de recuperación final del Campo.

Por otro lado, los resultados presentados por el Asignatario asociados al proyecto de recuperación secundaria, se concluye que éste resulta en un proyecto económicamente viable ya que da como resultado un VPN después de impuestos de 446.5 MMUSD y una eficiencia de la inversión después de impuestos de 0.77 USD/USD.

d.5) Modelo de infraestructura

La infraestructura futura (aunado a la plataforma, planta de tratamiento e inyección de agua y 5 ductos a construir e instalar) para el Campo Teca se muestran en la Tabla 16.

- a. Cronograma de perforación de pozos, así como la fecha estimada de su entrada a producción o a inyección.



Fabro
[Handwritten signature]

*Costo asociado solo a la perforación de los pozos.

Tabla 16. Cronograma de perforación de pozos programados en la Asignación.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

e) Mecanismo de medición de la producción de hidrocarburos

La propuesta del Plan de Desarrollo contempla el periodo de producción 2021-2047, que hace referencia al escenario que presenta los mayores beneficios económicos acorde a la Exploración del Campo Teca, así como la perforación de 6 pozos de desarrollo, 2 pozos inyectoros, 2 reparaciones mayores y 71 reparaciones menores, la construcción e instalación de una plataforma tipo Estructura Ligera Marina (ELM) denominada Teca-A, en la cual se construirá un sistema de tratamiento e inyección de agua de mar en la cubierta de está, así mismo, de la construcción y tendido de un Oleogasoducto de 24" Ø x 20 km de la interconexión submarina hacia la válvula a fondo perdido (VFP) en cercanías de Octli-A, construcción y tendido de un Oleogasoducto de 16" Ø x 1.0 km de Teca-A a la interconexión submarina del Oleogasoducto de 24" Ø x 20 km, construcción y tendido de un Oleogasoducto de 16" Ø x 1.0 km de VFP a Octli-A, construcción y tendido de un Oleogasoducto de 24" Ø x 24.0 km VFP en Octli-A hacia la Batería de Separación Rabasa, construcción y tendido de un Gasoducto de 16" Ø x 10.4 km B.S. Rabasa hacia área de trampas Saladino.

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

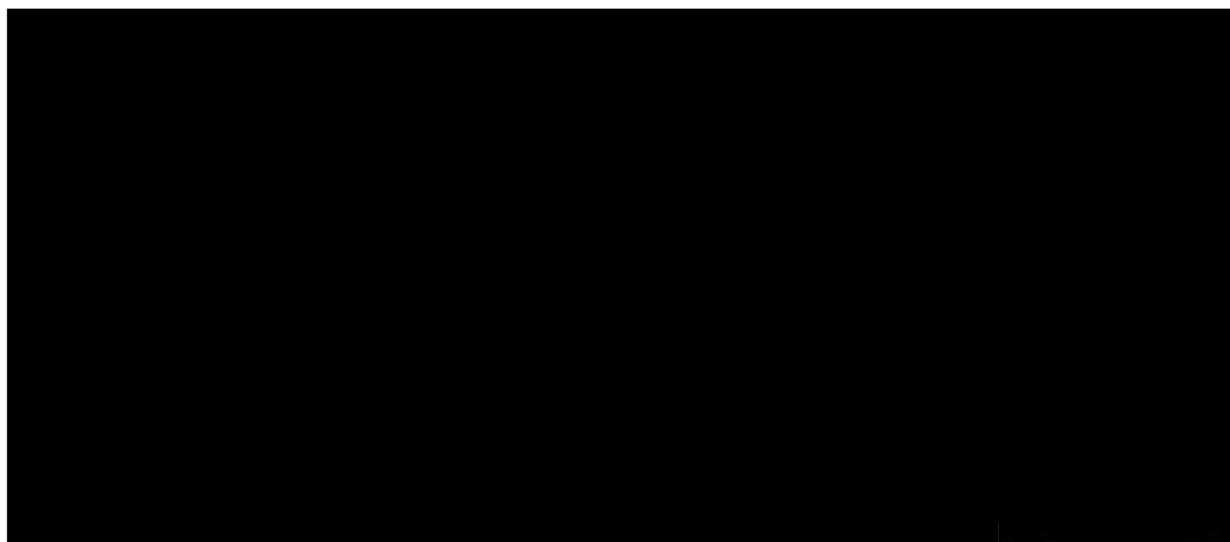
Por consiguiente, como parte de su propuesta, el Asignatario puso a consideración de esta Comisión la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para los hidrocarburos líquidos y gaseosos correspondiente al Campo Teca de acuerdo a lo siguiente:

Felipe
A

El Asignatario realiza su propuesta por medio de dos Etapas. En una primera etapa de producción, el Asignatario pretende usar el corredor de ductos existentes de los Campos Octli y Cahua, para enviar la producción hacia la Batería de Separación Rabasa, con el objeto de adelantar la producción del Campo Teca, como una segunda etapa se considera la construcción de un ducto que vaya directamente hacia la Batería de Separación Rabasa, para no saturar el corredor de ductos con la producción del Campo Teca y de futuros Campos que se incorporen su producción a dichas instalaciones.

Primera Etapa

En la primera etapa de producción, la Medición Operacional del hidrocarburo líquido y gaseoso se llevará a cabo bajo el esquema de medición convencional que utilizará un separador de prueba con internos de alta eficiencia y medidores de presión diferencial del tipo placa de orificio instalado en la Estructura Ligera Marina (ELM) Teca-A, posteriormente el hidrocarburo multifásico es enviado hacia la Batería de Separación Rabasa vía corredor de ductos existentes Octli-Cahua para su proceso de separación de fases, el hidrocarburo líquido recuperado es enviado hacia Tanques de Almacenamiento para su estabilización, y posteriormente ser bombeado hacia las Trampas de recibo-envío Saladino donde se incorporan otras corrientes, el hidrocarburo líquido sigue su recorrido con destino a la Planta Deshidratadora La Venta, donde se lleva a cabo el proceso de deshidratación y desalado, situando en condiciones de calidad el hidrocarburo de conformidad con lo establecido en los LTMMH, es cuantificado por los sistemas de medición previo envío al Punto de Medición propuesto por el Asignatario ubicados en la instalación del Centro Comercializador de Crudo Palomas. Véase en la Figura 22.

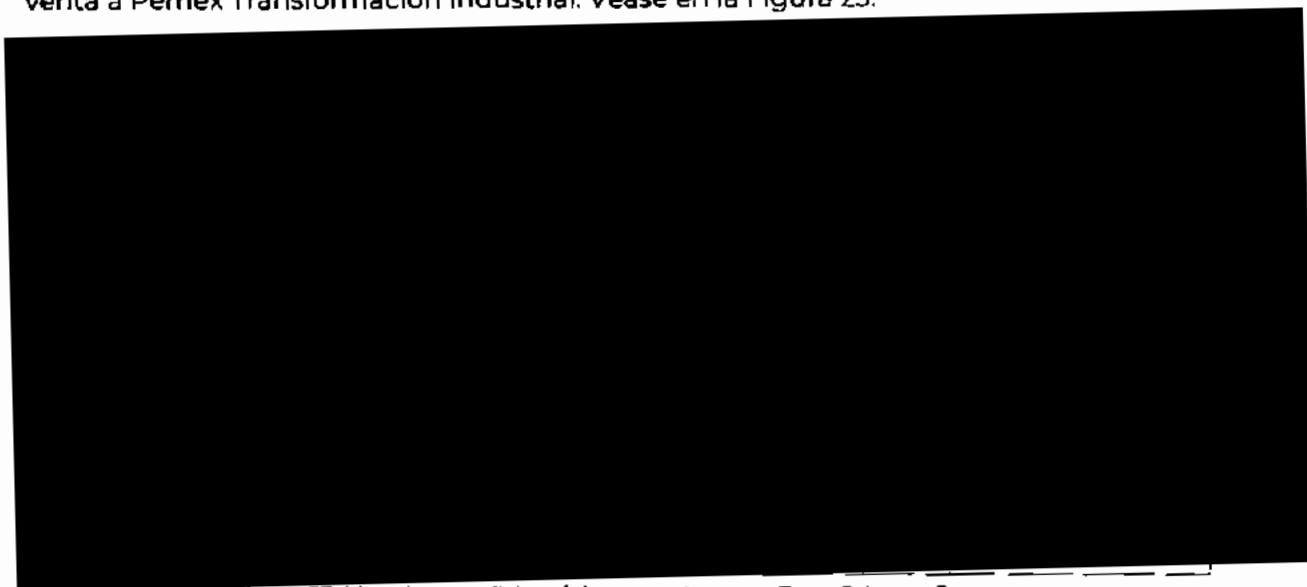


*Figura 22. Manejo y medición del petróleo en el campo Teca, Primera Etapa.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)*

En cuanto al seguimiento del manejo de la producción del gas del Campo Teca, el gas recuperado del proceso de separación efectuado en la Batería de Separación Rabasa, pasa por una etapa de rectificación y fluye hacia la succión de compresoras de la Estación

Handwritten signature and initials in blue ink.

de Compresión Rabasa para elevar su presión, para ser enviado por un gasoducto con destino final a los Puntos de Medición propuestos por el Asignatario ubicados en el Complejo Procesador de Gas La Venta, donde se une con otras corrientes para su envío a venta a Pemex Transformación Industrial. Véase en la Figura 23.



*Figura 23. Mancjo y medicion del gas en el campo Teca, Primero Etapa.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)*

Segunda Etapa

Correspondiente a la segunda etapa de producción, la Medición Operacional del hidrocarburo líquido y gaseoso, seguirá siendo la misma definida en la primera etapa, se considera la construcción de un oleogasoducto de 24 " x 24 km directamente hacia la Batería de Separación para efectuar el proceso de separación de fases, adicionalmente, se considera el acondicionamiento del hidrocarburo líquido, construyendo una sección de deshidratación y desalado con capacidad de 50 Mbd, la cual se considera esté lista en enero del año 2022, el hidrocarburo líquido en condiciones de calidad de conformidad con lo establecido en los LTMMH, se enviará previa medición, hacia las Trampas de recibo-envió Saladino donde se derivará hacia el Punto de Medición propuesto por el Asignatario ubicados en la instalación del Centro Comercializador de Crudo Palomas. Véase en la Figura 24.

Felipe
A

f

*Figura 24. Manejo y medición del petróleo en el campo Teca, Segunda Etapa.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)*

Con respecto al manejo del hidrocarburo gaseoso, será la misma definida en la primera etapa de producción mostrada en la Figura 23, solamente se considera la instalación de motocompresoras para aumentar la capacidad de compresión a 50 MMpcd en la Estación de Compresión Rabasa, y se incluirá un sistema de medición tipo operacional.

Para la cuantificación volumétrica del **Petróleo y Gas** natural, el Asignatario contempla mediciones de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal (Puntos de Medición), señalando que estas mediciones serán las mismas que fueron presentadas y aprobadas por esta Comisión Nacional de Hidrocarburos mediante la Resolución **CNH.E.48.001/19** de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0284-M-Campo-Rabasa, el día **20 de agosto de 2019**. Como también, señala el Asignatario que la información referente a la Medición de **Condensado** será la misma que fue presentada y aprobada en la resolución antes mencionada.

Así mismo, el Asignatario incluye una medición de tipo operacional dentro de la nueva Estructura Ligera Marina (ELM) Teca-A, la cual, será bajo el esquema de la medición convencional que utilizará un separador de prueba con internos de alta eficiencia y con sus respectivos medidores primarios tipo placa de orificio para cada fase de hidrocarburos.

Medición de agua

En cuanto al manejo y medición del agua congénita, para la primera etapa de producción, esta será la misma presentada y aprobada por esta Comisión Nacional de Hidrocarburos mediante la Resolución **CNH.E.48.001/19** de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0284-M-Campo-Rabasa, el día **20 de agosto de 2019**. Para la segunda etapa de producción, el manejo del agua congénita se considerará en una Planta de Tratamiento que se construirá en la Batería de Separación Rabasa, desplazando el agua hacia el pozo de inyección.

Felipe
A

Medición de Petróleo

- ⊗ **Puntos de Medición**
 - Centro Comercializador de Crudo Palomas PA-100, PA-200 y PA-300 (Etapa I y II)
- ⊗ **Sistema de Medición de Transferencia:**
 - Planta Deshidratadora La Venta MTCA-APCP-PDLV-1 y MTCA-APCP-PDLV-2 (Etapa I)
 - Batería de Separación Rabasa Tag por definir (Etapa II)
- ⊗ **Sistema de Medición de Referencia:**
 - Estación de Medición de Crudo La Venta MRA-APCP-PDLV-05 (Etapa I)
- ⊗ **Sistema de Medición de Operacional:**
 - Batería de Separación Rabasa MDS-APCP-B5RAB-MM-1 y TM-100 (Etapa I y II)
 - Plataforma Teca-A Tag por definir (Etapa I y II)

Medición de Gas Natural

- ⊗ **Puntos de Medición**
 - Centro Procesador de Gas La Venta MTCC-APCP-CPGLV-PO-2015 (Etapa I y II)
- ⊗ **Sistema de Medición de Referencia:**
 - Estación de Medición de Gas CPG La Venta MTCC-APCP-CPGLV-PO-57 (El Asignatario manifiesta la actualización de esta identificación que se presentó antes como SMRG Corriente Cuichapa-Blasillo-57), (Etapa I y II)
- ⊗ **Sistema de Medición de Operacional:**
 - Batería de Separación Rabasa APCP-BRAB-PO-04 y TM-100 (Etapa I y II)
 - Estación de Compresión Rabasa MRG-APCP-ECRB-01 y MTC-APCP-ECRB-02 (Etapa I y II) y Tag por definir (Etapa II)
 - Plataforma Teca-A Tag por definir (Etapa I y II)

Crterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

Una vez revisada la información e identificada la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para correspondiente al Campo Teca asociado a la Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01, se llevó a cabo la siguiente evaluación:

Fabre
A
A

Datos Generales:		Área: Evaluación y Producción				CNH Comisión Nacional de Hidrocarburos	
Nombre del Asignatario o Contratista:		SE-0009-01-PU-000-000000000000					
No. de Contrato o Asignación:		Campaña Tercera					
Nombre de la Asignación o Contrato:		Plan de Operación					
No.	Artículo de las LTI/SH/Carpetas/Oficio	Subconjunto	Criterio de evaluación	Presencia Sí/No	Cumplimiento Sí/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de inversión de los hidrocarburos desde pero hasta el P.L.	LTI/SH Capitulo II y IV	Desarrollación y ejecución de volumen y calidad de los hidrocarburos	Sí	Sí	El Asignatario presenta y describe el programa para el manejo de los hidrocarburos de la Asignación SE-0009-01-PU-000-000000000000 (Campaña Tercera) en cada una de las mediciones de tipo Operacional, Referencial, Intendencia y Fiscal, así como el proceso para la desaminación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos manejados de esta Asignación.	Cabe resaltar que esta Asignación solo podrá producirse hasta el año 2047, vista su mezcla con la terminación de estas Asignaciones, las cuales tienen fecha el C.C.C. Palmas y Delta. Proceso de Des. La Verde en donde se realiza un proceso de estabilización, burbujeo, compresión y medición en los Puntos de Medición propuestos por el Asignatario.
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTI/SH Capitulo II	De los sistemas de medición	Sí	Sí	El Asignatario presenta el programa de los Sistemas de Medición Utilizados dentro el registro de la medición del hidrocarburo de la Asignación SE-0009-01-PU-000-000000000000 (Campaña Tercera) desde las Palmas que utiliza medición tipo Operacional, pasado por los medidores de Referencia y de Transferencia, ligando a la medición Fiscal en los Puntos de Medición propuestos para el Hidrocarburo Acetylo ubicado en la C.C.C. Palmas, y para el hidrocarburo Gas en el Centro Procesador La Sierra.	El Asignatario deberá cumplir con la establecido en las LTI/SH conforme a la implementación de los Mecanismos de Medición, para mantener constantes las mediciones de los Puntos de Medición propuestos.
3	42. fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 4 de las LTI/SH	Sí	Sí	El Asignatario presenta su política de medición la cual se encuentra basada en la aplicación de este Plan Factor mismo que se seguirá utilizando para los años 2021-2024, el cual cumple con la Base de la Norma NMX-CC-10012-APHC-2004	De acuerdo a la información presentada se establece que la política de medición se encuentra sustentada en un documento conéctico con el Plan Factor de Medición 2021-2024 presentado por el Asignatario, el cual cumple que se encuentra en proceso de formalización.
4	42. fracción II	Procedimientos	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionadas con la implementación de los procedimientos relacionados con la certificación metrológica de mediciones	Sí	Sí	El Asignatario presenta el procedimiento para el mantenimiento a los sistemas de medición de hidrocarburos en Palmas Expansión y Producción, el cual se encuentra dentro de los datos del Mecanismo de Medición de esta Asignación.	Del procedimiento presentado de mantenimiento por parte del Asignatario de acuerdo a las actividades, roles y responsabilidades del proceso de mantenimiento a los sistemas de medición de hidrocarburos, se emiten un PEP para conservar la confiabilidad metrológica y operativa de estos.
		Calibración metrológica	El Asignatario presenta el procedimiento para la calibración metrológica a sistemas de medición de hidrocarburos en Palmas Expansión y Producción, el cual se encuentra dentro de los datos del Mecanismo de Medición de esta Asignación.	Sí	Sí	Del procedimiento presentado de calibración metrológica por parte del Asignatario, se requiere establecer el mecanismo para la certificación metrológica de sistemas de medición de hidrocarburos correspondiente a PEP, a fin de asegurar que las características metrológicas del equipo de medición cumplen con los requisitos metrológicos del proceso de medición.	
		Estabilidad de balance	El Asignatario presenta los procedimientos para la aplicación y verificación de los balances de hidrocarburos (producción de la explotación), el cual se encuentra dentro de los datos del Mecanismo de Medición de esta Asignación.	Sí	Sí	Del procedimiento presentado para la aplicación de balance por parte del Asignatario, se requiere mantener la seguridad de actividades que se deben de realizar en el proceso de balance de producción para calcular e integrar en los sistemas aplicativos los volúmenes de los hidrocarburos. Así mismo dentro del apartado de producción y balance presentado en el Mecanismo de Medición, se especifican pruebas de los balances utilizados por esta Asignación.	
		Calibración de los instrumentos de medida	El Asignatario presenta el procedimiento para la calibración a los sistemas de medición de hidrocarburos en Palmas Expansión y Producción, el cual se encuentra dentro de los datos del Mecanismo de Medición de esta Asignación.	Sí	Sí	Del procedimiento presentado de calibración por parte del Asignatario, se requiere establecer las actividades específicas, roles y responsabilidades que deberán aplicarse al proceso de calibración de los sistemas de medición de hidrocarburos en PEP, para asegurar la trazabilidad metrológica a patrones nacionales y/o internacionales.	
5	42. fracción III	Diagramas permitidos de infraestructura	Adaptamiento a los diagramas a presentar (DTI o similares), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los puntos hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacional referencial y de transferencia existentes.	Sí	Sí	El Asignatario presenta el diagrama general del proceso donde se identifican los diferentes tipos de medición que se realizan por esta Asignación, así mismo también se presentan los diagramas correspondientes a las instalaciones que conforman el Mecanismo de Medición desde la Medición Operacional hasta los Puntos de Medición propuestos, esta información se encuentra dentro de los datos del Mecanismo de Medición de esta Asignación.	Adicionalmente de los diagramas presentados, se describen e identifican las características de los sistemas de medición tanto para hidrocarburos líquidos y gaseosos, incluyendo los medidores de transferencia referencial y operacional.
6	47. fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19 fracción I de las LTI/SH	Sí	Sí	El Asignatario presenta la ubicación de los sistemas de medición instalados en los Puntos de Medición propuestos, mediante coordenadas geográficas cartesianas y formato solicitado en el Plan de Descripción para la Explotación, así mismo se presenta un tipo de medición, imagen actual y diagrama donde se identifican los sistemas de medición dentro de las instalaciones, la información se encuentra dentro de los datos del Mecanismo de Medición de esta Asignación.	Estos ubicaciones y medidas cartográficas operativas actualizadas y deberán tener parte del caso que se entrega actualizado de conformidad con las LTI/SH y utilizando los formatos correspondientes.
7	42. fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTI o similares). Asimismo, especificar si se cuenta con personas de referencia en caso de tener los o utilizar en caso de no contar con ellas, de conformidad con el artículo 22 de las LTI/SH.	Sí	Sí	De acuerdo a la información presentada por el Asignatario, se identifican los medidores correspondientes a los sistemas de medición que operan en la certificación de los hidrocarburos provenientes de la Asignación, en los cuales se elevan la certificación de los elementos característicos de los sistemas de medición, la información se encuentra dentro de los datos del Mecanismo de Medición de esta Asignación.	Adicionalmente presenta algunos DTI a estos diagramas, deberán mantener actualizados el que forman parte de la información documental de los Mecanismos de Medición de esta Asignación.
8	42. fracción VI	Manejo compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a los establecido en el artículo 20, presentando el acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores.	Sí	Sí	El Asignatario presenta la descripción para este Punto de Medición compartido con algún otro Operador, Presente o futuro, según el artículo 20 de las LTI/SH vigentes.	El Asignatario afirma que dentro del Mecanismo de Medición presentado, no se dispone de un Punto de Medición Compartido, con algún otro Operador Presente o futuro.
9	42. fracción VII	Programas de mantenimiento de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos	Tener equipos, programas o procedimientos que den cumplimiento a la implementación de los Mecanismos de Medición.	Sí	Sí	El Asignatario presenta los programas y procedimientos que dan cumplimiento a la implementación de los Mecanismos de Medición presentados dentro a la calificación en las LTI/SH, el cual están incluidos todos los sistemas de Medición y Puntos de Medición operativos para la certificación del hidrocarburo de esta Asignación, información que se encuentra dentro del Plan del Mecanismo de Medición de esta Asignación.	En los programas e implementos se encuentran el desarrollo de los planes para el cumplimiento a las responsabilidades de implementación de los Mecanismos de Medición de la Asignación, los cuales el Asignatario deberá de actualizar al regular los avances a responsabilidades de estos.

Figura 25. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos (parte I).

Febe

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

10	42, fracción VII	Incumbencia de medida	Se deberá de cumplimiento el capítulo VI de los LTMAR, y se deberán reportar los valores de incrustaciones obtenidas para los sistemas de medición que conforman al Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo las propuestas de incrustaciones y evidencia de la legalidad de los sistemas de medición correspondientes entre soporte	Si	5	El Asignatario presenta los presupuestos de incrustaciones correspondientes a los Puntos de Medición propuestos y de algunos sistemas de medición de referencia y transference, así como los programas para la actualización de los presupuestos de incrustaciones asociados a los sistemas de medición que intervienen en la certificación del hidrocarburo de esta Asignación, así la ley de medición una franja central a los sistemas de medición y cuentan con el soporte necesario para que sus sistemas estén instalados e identificados, información que se encuentra dentro de los anexos del Mecanismo de Medición de esta Asignación	Es importante resaltar, que no todos los valores están dentro de la especificación sin embargo se identifica el compromiso de mejora a corto plazo por parte del Asignatario para tener un mayor aseguramiento de la medición, esto a través de un programa para la actualización de los presupuestos de incrustaciones el cual ha presentado como parte de los programas de implementación de los Mecanismos de Medición de esta Asignación
11	42, fracción D	Evidencia económica	Preparar los exámenes económicos relacionados con las actividades de implementación, mantenimiento y aseguramiento de la medición durante el Plan de Operación, los cuales tendrán como finalidad el dar cumplimiento a los valores de incrustaciones establecidos en los LTMAR	Si	5	Se presenta por el Asignatario los exámenes y gastos operativos relacionados con mediciones, para los Puntos de Medición y sistemas de medición de esta Asignación, los cuales se describen que están en proceso para el cumplimiento de los programas de implementación de los Mecanismos de Medición	Estos Ingresos propuestos por el Asignatario presentados durante de los Exámenes establecidos en los LTMAR, los cuales de incrustaciones de los sistemas de medición y Puntos de Medición propuestos dentro del Mecanismo de Medición
12	42, fracción X	Programa de implementación de la Balcera de registro	Deberá de cumplirse en el artículo 7, fracción IV artículo 10 artículo 42 fracción X, artículo 50	Si	5	De acuerdo a la información presentada por el Asignatario, se verifica que la balanza de registro suministrada por el Asignatario como Balcera Electrónica ya se encuentra instalada y en proceso el programa para el proceso de registro y actualización, el cual está acorde con los requerimientos mínimos de información a contar de acuerdo a la información en los LTMAR, información que se encuentra dentro de los anexos de los Mecanismos de Medición de esta Asignación	Como resaltar que la información a contar de cumplimiento a lo solicitado en los LTMAR, resalta que durante el periodo del Plan de Desarrollo para la Extracción, se mantendrá en actualización los registros correspondientes a la información obtenida de las actividades programadas en la implementación de los Mecanismos de Medición de esta Asignación, lo cual de iniciar con la implementación de los sistemas de gestión mejoramiento de la medición, información que estará contenida en los balances de registro como requisito de evidencia
13	42, fracción IX	Programa de diagnóstico	Cumplimiento al artículo 58	Si	5	El Asignatario presenta los programas de diagnóstico a los Puntos de Medición y sistemas de medición propuestos que contienen la implementación de los Mecanismos de Medición, información que se encuentra dentro de los anexos de los Mecanismos de Medición de esta Asignación	Es importante que el Asignatario no presente a los programas de diagnóstico presentados dentro del Mecanismo de Medición, para asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición
14	42, fracción III	Competencias técnicas	Se tendrán que estar certificados, reconocimientos, evidencias que demuestren que las competencias son acorde con los sistemas de medición instalados o a realizar, adicionalmente se debe incluir el programa y CV's del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación	Si	5	El Asignatario presenta la relación del personal que intervendrá los Sistemas de Medición de Hidrocarburos en donde se encuentra considerando al Responsable Oficial de esta Asignación, así mismo, muestra los evidencias de las competencias técnicas del personal que cuenta con capacitación y los CV's correspondientes de todo el personal, además incluye un programa de capacitación, información que se encuentra dentro del anexo de los Mecanismos de Medición	El Asignatario presenta el programa de capacitación del personal que intervendrá los sistemas de medición, en el cual se encuentra incluido el Responsable Oficial de esta Asignación
15	42, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 28, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	Si	5	El Asignatario presenta la propuesta de cinco indicadores de desempeño, del cual envía los instrumentos para la aplicación de los dichos sistemas de cada uno de estos indicadores que presenta como propuesta información que se encuentra en los anexos de los Mecanismos de Medición de esta Asignación, los cuales cumplen con la información mínima a contar de acuerdo a lo establecido en el artículo 42, fracción XIII de los LTMAR	El Asignatario manifiesta con estos indicadores el cumplimiento a lo establecido en los LTMAR para los indicadores de desempeño propuestos para los Puntos de Medición y Sistemas de Medición propuestos para esta Asignación, sin embargo sus dichos indicadores estos deberán ser evaluados en su aplicación y cumplimiento
16	42, fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 9, incluyendo sus datos generales como así el puesto que ocupa en la empresa y los datos de contacto	Si	5	El Asignatario presenta los datos generales y evidencia documental de la designación del Responsable Oficial de esta Asignación	El Responsable Oficial de esta Asignación no presenta competencias técnicas en materia de medición de hidrocarburos, en cambio, se presenta un programa de capacitación de competencias técnicas para el personal que intervendrá los sistemas de medición en donde se encuentra considerado el Responsable Oficial de esta Asignación
17	17	De las instalaciones	En el Punto de Medición y en la medición de referencia no podrán instalarse instalaciones de tubería, válvulas, en diagramas	Si	5	El Asignatario presenta dentro del Mecanismo de Medición los diagramas correspondientes a los Puntos de Medición y Sistemas de Medición de referencia, donde no se observan alguna derivación o modificación de la medición de los hidrocarburos de esta Asignación	En caso que se tenga alguna derivación en los Puntos de Medición y Sistemas de Medición de referencia, el Asignatario deberá asegurar que los elementos tales como válvulas y bridas que deberán contener aseguramiento a cambios así como los medios adecuados para cumplir su funcionalidad, mismos que serán verificados mediante Supervisiones y Auditorías
18	19 fracción III	Telemedias	Prevenir la descripción de los sistemas telemétricos con que se cuentan o han los programas de actividades a realizar para contar con ellos	Si	5	El Asignatario presenta el estado de los sistemas telemétricos con que cuenta en los Puntos de Medición propuestos de conformidad con lo establecido en el artículo 18, así mismo presenta el estado de los sistemas telemétricos de los sistemas de medición de referencia	El Asignatario deberá de verificar constantemente el funcionamiento de los sistemas telemétricos para minimizar el tiempo en la medición de los Puntos de Medición y Sistemas de Medición de referencia
19	19 fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes LTMAR	Si	5	El Asignatario presenta los procedimientos para la determinación de calidad y asignación del hidrocarburo de esta Asignación	Se verifica que para el acople y por los Puntos de Medición propuestos cumplir con la calidad, utilizando la infraestructura existente de Parón, resalta la que la producción sea Regal hasta el año 2047
20	19 fracción V	Computador de 64p	El Punto de Medición deberá incluir un computador de 64p con las funciones de captura operativa y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de respaldar la información	Si	5	Los Puntos de Medición propuestos por el Asignatario cuentan con sistemas de cómputo (computador de 64p), los cuales cuentan con seguridad para su acceso y contienen los algoritmos de cálculo para la determinación de los volúmenes netos	Adicionalmente se presenta las referencias con que sustentan la aplicación de los algoritmos de cálculo para determinar el volumen
21	21	De las generalidades	Los resultados de los ensayos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	5	Se presenta por parte del Asignatario los certificados de calibración como evidencia de la trazabilidad metrológica de los resultados de los ensayos de medida, información que se encuentra en los anexos de los Mecanismos de Medición de esta Asignación	El Asignatario presenta dentro de la implementación de los Mecanismos de Medición de esta Asignación programas asociados a la calibración de los sistemas de medición y sus instrumentos de medida asociados, en el cual asegura la trazabilidad de los resultados de los instrumentos de medida asociados a los Puntos de Medición y Sistemas de Medición propuestos
22	22	Patrones de referencia los tubos en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos Regalados incluyendo sus contenidos, deberán estar relacionados con un patrón de referencia tipo libreta parafina. En casos excepcionales, Patrones de referencia	Si	5	El Asignatario presenta las características técnicas de los patrones de referencia de los sistemas de medición propuestos en los Puntos de Medición de esta Asignación	El Asignatario deberá de mantener la información actualizada, por lo que será importante que esta información se encuentre relacionada con los sistemas de gestión y mejoramiento de la medición, por otra parte se resalta que desde no se cuenta con estos patrones la trazabilidad se dará a través de lecturas acreditadas
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del método del agua, producto así como su medición a través de un sistema de balanceo del área	Si	5	El Asignatario presenta la determinación de valores de % agua y densidad, son obtenidos por los valores netos obtenidos en los sistemas de medición y como una mejor práctica se realizan las actividades de trazabilidad metrológica de los ensayos de medida, y esto a través de la validación de muestras de fluidos para su análisis en laboratorios. Así mismo, para el agua congelada se maneja y procesa en la Planta Deshidratadora La Veta, para posteriormente enviarse a las zonas de Captación, ubicado en la PA, Asignación Cinco Presidencias	Dentro del Mecanismo de Medición de esta Asignación, se verifica que se aplica conforme a la normatividad, la realización de ensayos de fluidos para el análisis en laboratorios, para determinar el % de agua y volúmenes, ubicados en los Puntos de Medición y Sistemas de Medición propuestos

Figura 26. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos (parte 2).

FE
A

24	24	De la medición múltiple, fracciones L y G	El Operador Pemex podrá justificar la utilización de medidores múltiples en su plan de desarrollo para la Estación.	No	No	El operador pemex no propone utilizar la múltiple.	Se deberá dar seguimiento al tipo de medición que se realice a boca de pozo.
25	VII Anexo I que de planes	Medición en pozos de pozo	Presentar la descripción breve de los pozos de medición, tipo y especificaciones de medidor, inventario asociado, y calidad de los hidrocarburos, además la ubicación en la que se entregará al comercializador los hidrocarburos.	Si	Si	Para las mediciones de pozos nuevos o de reparación, se realiza bajo el sistema de medición Operacional, lo cual se efectuara mediante un separador de prueba con internas de alta eficiencia y medidores de presión diferencial de tipo Placa de	+ El seguimiento deberá de remitir a la Comisión los datos de producción por pozo de acuerdo con lo establecido en los LTRM.

Figura 27. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos (parte 3).

Producción y Balance

La metodología de balance volumétrico de los fluidos producidos en el Campo Teca perteneciente a la Asignación AE-0009-5M-Tucoc-Xaxamani-01 presentada por Pemex Exploración y Producción (Asignatario) es consistente.

El procedimiento operativo para elaborar el balance volumétrico de líquidos y gas de la producción se basa en el Sistema Informático de la Administración de la Producción de PEP, SIAPPEP, el cual considera el ajuste volumétrico desde Puntos de Medición hacia Asignaciones de producción calculado a partir de la diferencia de la disponibilidad y distribución de los hidrocarburos producidos considerando los procesos de acondicionamiento y tratamiento del hidrocarburo. La medición de la producción individual de cada uno de los pozos (medición operacional) que se ubicarán en el campo Teca se realizará mediante medición convencional utilizando separador de prueba ubicado a boca de pozo con medidores tipo placa de orificio tanto para los hidrocarburos líquidos como gaseosos. La frecuencia para realizar la medición operacional es quincenal. La producción gas-líquido de los pozos del campo Teca fluirá, a partir de marzo 2021 hasta enero 2022 (primera fase de producción), a través de ductos desde la plataforma Teca-A (medición operacional) hacia la Batería de Separación Rabasa (medición operacional), vía Octli-A y Cahua-A, para su proceso de separación, compresión y medición. La producción de hidrocarburos conformada por varias Asignaciones incluido el campo Teca continuará su recorrido hacia la Estación de Medición de Crudo La Venta (medición referencial) y, posteriormente, se dirigirá hacia la Planta de Deshidratación de crudo La Venta (medición de transferencia) para su deshidratación y desalado. Finalmente, la corriente de petróleo será enviada al Punto de Medición ubicado en el Centro Comercializador de Crudo Palomas. Por su parte, la fase gaseosa producto de la separación en la B.S. Rabasa (medición operacional) será enviada a la Estación de Medición de Gas La Venta (medición referencial) vía Estación de Compresión Rabasa (medición referencial) y, por último, se dirigirá hacia el Punto de Medición para gas ubicado en el Centro Procesador de Gas La Venta.

Como segunda fase de producción, el Asignatario plantea a partir de enero 2022 enviar la producción de la plataforma Teca-A (medición operacional) hacia la Batería de Separación Rabasa (medición operacional y transferencia) y, finalmente, hacia el Punto de Medición de Petróleo ubicado en el Centro Comercializador de Crudo Palomas. Por su parte, la fase gaseosa producto de la separación en la B.S. Rabasa (medición operacional) será enviada a la Estación de Medición de Gas La Venta (medición referencial) vía Estación

Teca A
A

de Compresión Rabasa (medición referencial) y, por último, se dirigirá hacia el Punto de Medición para gas ubicado en el Centro Procesador de Gas La Venta.

Con relación a la medición de condensados, el Asignatario determinará el volumen de condensables bajo el sustento de la norma API MPMS 14.S haciendo uso del análisis cromatográfico del gas medido en el Punto de Medición para gas ubicado en el C.P.G. La Venta, respecto de los cuales se realiza el balance y distribución del volumen producido por el campo Teca conforme a la participación volumétrica de las corrientes que convergen en el Punto de Medición de gas.

Con relación a la medición del agua, la producción de líquidos integrada por diferentes corrientes en la cual se incluirá el campo Teca será recibida en el tanque de almacenamiento TV-1304-C/E en la Planta Deshidratadora La Venta, en donde diariamente a las a las 05:00 h se determinarán los niveles de agua y aceite en dicho tanque. El agua congénita del tanque de almacenamiento TV-1304-C/E será enviada al tanque desnatador de agua congénita TV-1034-F donde se llevará a cabo el proceso de eliminación del aceite que aún pudiera contener esta corriente y, posteriormente, será bombeada por medio de bombas a la Planta de Inyección de Agua Cinco Presidentes y, finalmente, será inyectada a los pozos inyectoros Cinco Presidentes 19, 73T, 73C, 74C, 74D, 74T, 176 y 94. Como escenario futuro se contempla la instalación de un equipo de deshidratación y desalado en la B.S. Rabasa, al agua separada durante la deshidratación del aceite se le realizará un proceso de tratamiento para finalmente enviarse al pozo inyector de agua localizado en la misma instalación.

Respecto al reporte de balance de gas natural, el volumen de Gas Natural No Aprovechado, resultado de la destrucción controlada por mantenimiento a los equipos de compresión de la asignación, se cuantificará mediante estimación de acuerdo con el tiempo de operación de los equipos de compresión y se tiene asignado un volumen promedio programado para el 2021 de 0.171 MMpcd. Por otra parte, el volumen de Gas para Autoconsumo, gas combustible, se cuantificará mediante medidor tipo placa de orificio y se tiene asignado un volumen promedio programado para el 2021 de 0.584 MMpcd.

La frecuencia para determinar la calidad a nivel asignación es de forma mensual tanto para los hidrocarburos líquidos como para los hidrocarburos gaseosos. La toma de muestra para determinar la calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos a nivel asignación es en la bajante de cada pozo, utilizando la práctica ASTM D 4057 y GPA 2166, respectivamente. Por su parte, el análisis de calidad de hidrocarburos en el Punto de Medición es diariamente.

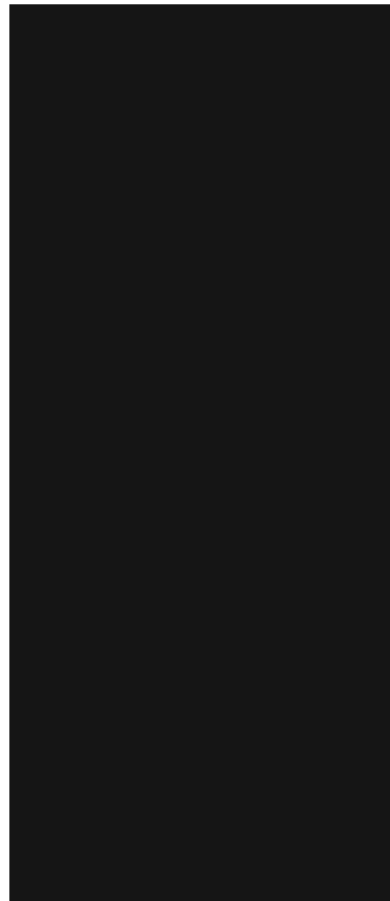
Debido a la mezcla de corrientes de diferentes Asignaciones es necesario la aplicación del prorrateo, distribución proporcional de un volumen de hidrocarburos en numerosas partes, para la asignación de los volúmenes de gas y líquidos perteneciente al campo Teca. Esta asignación de volúmenes de hidrocarburos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

Comercialización de la Producción

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

En lo que respecta al Gas producido en el Campo Teca, la estrategia comercial del Operador es venderlo a Pemex Transformación Industrial (PTRI) para la carga de sus Centros de Proceso de Gas a través de contratos de compra-venta.

Por otra parte, en el Plan presentado se prevé que la Asignación estará comercializando aceite con una calidad que ronda los 40.5 API, mientras que, la calidad del gas a ser comercializado se visualiza en la tabla siguiente:



*Figura 28 Calidad del gas a ser comercializado.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)*

En cuanto a los puntos de venta, el Operador señala que para el petróleo el Punto de Venta se localiza en el Centro Comercializador de Crudo Palomas, mientras que el Punto de Venta del Gas se ubica en el Centro Procesador de Gas la Venta.



Por otra parte, los precios del petróleo se obtienen tomando como base el precio de venta del crudo Istmo, al cual se le realizan ajustes por diferencial de calidad, por su parte el precio del gas se obtiene tomando como base el Gas Húmedo Amargo Sureste, al cual de igual forma se le ejerce un ajuste por calidad. Así mismo, se observa que los costos necesarios observados de transporte, Almacenamiento, logística y todos los demás costos incurridos para el traslado y comercialización del aceite entre el Punto de Medición y el punto de venta se encuentran cercanos a los 0.18 USD/barril. Cabe mencionar que el Operador no señala costos de transporte o comercialización asociados al gas producido en la Asignación.

La estrategia comercial para los productos petróleo crudo y gas de la asignación no presentará cambios a corto, mediano y largo plazo, por lo que se continuará utilizando la infraestructura actual, para la recolección, procesamiento y transporte hacia los puntos de venta final, por lo que no se tiene considerada construcción de nueva infraestructura para la comercialización.

En virtud de lo anterior, se señala que el Operador da cumplimiento a lo establecido en el numeral 4.2.5. de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH (Lineamientos) 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 250.062/2021 de fecha 21 de enero de 2021, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-007 con fecha del 22 de enero de 2021, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario y correspondiente al Campo Teca asociado a la Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01, *"...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta."*, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- 1) *De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los Lineamientos, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.*
- 2) *Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los Lineamientos.*

Fede 
f

- 3) *De acuerdo, a lo señalado en el artículo 28 de los Lineamientos, que los hidrocarburos o evaluar en el Punto de Medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídas, observando en todo momento lo indicado en este artículo.*
- 4) *De conformidad a lo señalada en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos lineamientos.*
- 5) *Dado que en los Puntos de Medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que pravengan.*

Obligaciones del Asignatario:

1. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el Plan de Desarrollo para la Extracción por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen,
2. Dar aviso a esta Comisión – Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción cuando se finalice con cada una de las actividades programadas relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo para la Extracción, y cuando se presente alguno de los casos que se estipula en los artículos 48, 49, 50, 51 y 52, fracciones I, II, II, IV y V de los LTMMH.
3. Los volúmenes y calidades del Petróleo, Agua, Gas Natural y Condensado producidos, así como los medidos en los Puntos de Medición, deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los formatos establecidos en el anexo 1 de los LTMMH y normatividad vigente. Asimismo el Asignatario deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno.
4. El Asignatario deberá adoptar un sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición basado en la norma ISO 10012, de conformidad con lo establecido en los LTMMH, el cual contendrá y resguardará la información relacionada con los sistemas de medición y de los Mecanismos de Medición,
5. El Asignatario deberá mantener y actualizar el censo de los sistemas de medición e instrumentos de medida de los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición tipo operacional, de referencia y transferencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen,

A.
Felipe
4

6. El Asignatario deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición,
7. El Asignatario deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en los Puntos de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH,
8. El Asignatario deberá reportar los condensados equivalentes calculados en los Puntos de Medición propuestos en el Centro de Proceso de Gas, mismos que se deberán de calcular tomando como base el estándar API MPMS 14.5 utilizando como insumo los resultados de análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado para el área de la Asignación.
9. El Asignatario deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico del Gas Natural producido en laboratorio acreditado, así como un análisis cromatográfico en el Punto de Medición para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.
10. Deberá ser verificada, evaluada y actualizada la propuesta de los Indicadores de desempeño para su cumplimiento, con la finalidad de contar con evidencia de estos, para demostrar el desempeño de los instrumentos de los Mecanismos de Medición, dando cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33.
11. El Asignatario deberá asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, el cual deberá considerar un programa de autoverificación, a través de Diagnósticos "actividad de evaluación realizada por personal del Operador Petrolero o contratado por éste y que cuenta con las competencias suficientes como Auditor de primera parte conforme a la Norma NMX-CC-19011-IMNC-2012 Directrices a la Auditoría de los Sistemas de Gestión", sin menos cabo de lo anterior, el Asignatario deberá seguir presentando los Diagnósticos Metrológicos.
12. El Asignatario deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión, referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así mismo como lo establecido en el Plan de Desarrollo para la Extracción, asociadas a los Sistemas de Medición de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición y por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.

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, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados lineamientos.

f) Programa aprovechamiento del gas natural

El Asignatario plantea como uno de sus objetivos para el Plan de Desarrollo propuesto la maximización del uso y aprovechamiento del Gas Natural Asociado, basado en las Disposiciones Técnicas y normatividad aplicable en la materia. Teniendo como premisa un máximo aprovechamiento del gas con base a las factibilidades técnico-económicas, de conformidad con el artículo 11 de las Disposiciones Técnicas.

Referente a las acciones y proyectos requeridos para el cumplimiento de la meta de aprovechamiento del gas, no se tienen contempladas inversiones y actividad física en materia de nueva infraestructura. Solo se tiene considerada la instalación de cinco Motocompresores en la B.5. Rabasa para dar un servicio de compresión de 50 MMpcd y la instalación de equipos de deshidratación y desalado para una capacidad de 50 Mbd, aunado al mantenimiento a las instalaciones para el aprovechamiento de gas de 86.92 MMUSD durante el periodo de producción.

En atención al artículo 39, fracción VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la meta de aprovechamiento de gas (en adelante, MAG), iniciará y mantendrá de manera sostenida un nivel de aprovechamiento del 98% anual a partir del año 2021 y hasta el año 2039 que es la vigencia de la Asignación. Dicho porcentaje, tal como manifiesta el Asignatario, se analizará con los indicadores de desempeño referidos dentro del Plan.

Las premisas para el cumplimiento del objetivo de este programa de aprovechamiento de gas son:

- El horizonte de producción será del 2021 al 2047.
- Se cuenta con la capacidad de manejo suficiente en el horizonte de producción.
- Se dará fiel cumplimiento a la ejecución de las acciones mencionadas para en el Aprovechamiento de Gas.

Características y componentes del gas

De acuerdo con la información disponible de cromatografía de gases de muestras tomadas al pozo Teca-1, se extrajeron los resultados de dicha cromatografía de gases de muestras tomadas el 24 de mayo de 2016, en la Tabla 17 se muestran las características y componentes del gas en el área de Asignación (Campo Teca), donde es importante señalar lo siguiente: el gas está compuesto en un 71.79% molar de metano (CH₄) de acuerdo con los análisis efectuados, el peso molecular del gas es de 22.78 g/mol, con una densidad de 0.859 lb/ft³.

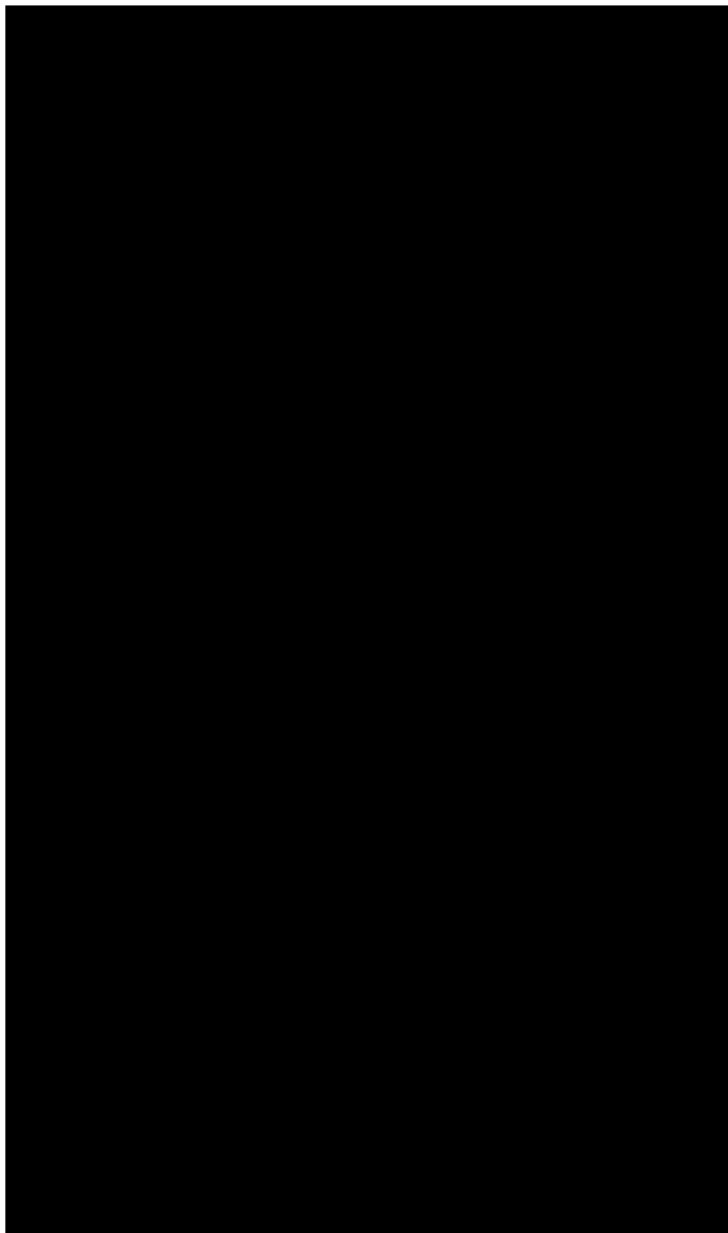


Tabla 17. Análisis de la composición del gas del campo Teca.

El cálculo de la Meta de Aprovechamiento de Gas (MAG), se realizó de acuerdo con lo establecido en las disposiciones técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, con la fórmula que se muestra a continuación:

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

Donde:

- MAG = Meta de Aprovechamiento de Gas
- t = Año de cálculo
- A = Autoconsumo (volumen/año)
- B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año)
- C = Conservación (volumen/año)

[Handwritten signature]
[Handwritten signature]
[Handwritten signature]

T = Transferencia (volumen/año)

G_p = Gas Natural Asociado producido (volumen/año)

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

En la Tabla 18 se presenta la meta de aprovechamiento de gas anual para los años 2021-2039.

Programa de Gas (MMpcd)		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Producción de gas	GP	8.562	21.042	22.608	24.169	24.317	23.509	20.302	16.381	15.081	13.982
	GA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Autoconsumo	A	0.584	1.393	1.497	1.208	1.046	1.199	1.259	1.196	1.297	0.973
Bombeo Neumático	B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	T	7.807	19.228	20.659	22.477	22.785	21.840	18.638	14.856	13.482	12.729
Gas Natural no Aprovechado		0.171	0.421	0.452	0.483	0.486	0.470	0.406	0.328	0.302	0.280
% de aprovechamiento		98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%

Programa de Gas (MMpcd)		2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Producción de gas	GP	12.335	11.818	8.114	6.998	4.726	3.911	3.521	3.185	2.895
	GA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Autoconsumo	A	1.198	0.614	0.589	0.508	0.343	0.284	0.256	0.231	0.210
Bombeo Neumático	B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	T	10.890	10.968	7.362	6.350	4.288	3.549	3.195	2.890	2.627
Gas Natural no Aprovechado		0.247	0.236	0.162	0.140	0.095	0.078	0.070	0.064	0.058
% de aprovechamiento		98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%

Tabla 18. Programa de Aprovechamiento de Gas para los años 2021-2039.

Fede
A.

f

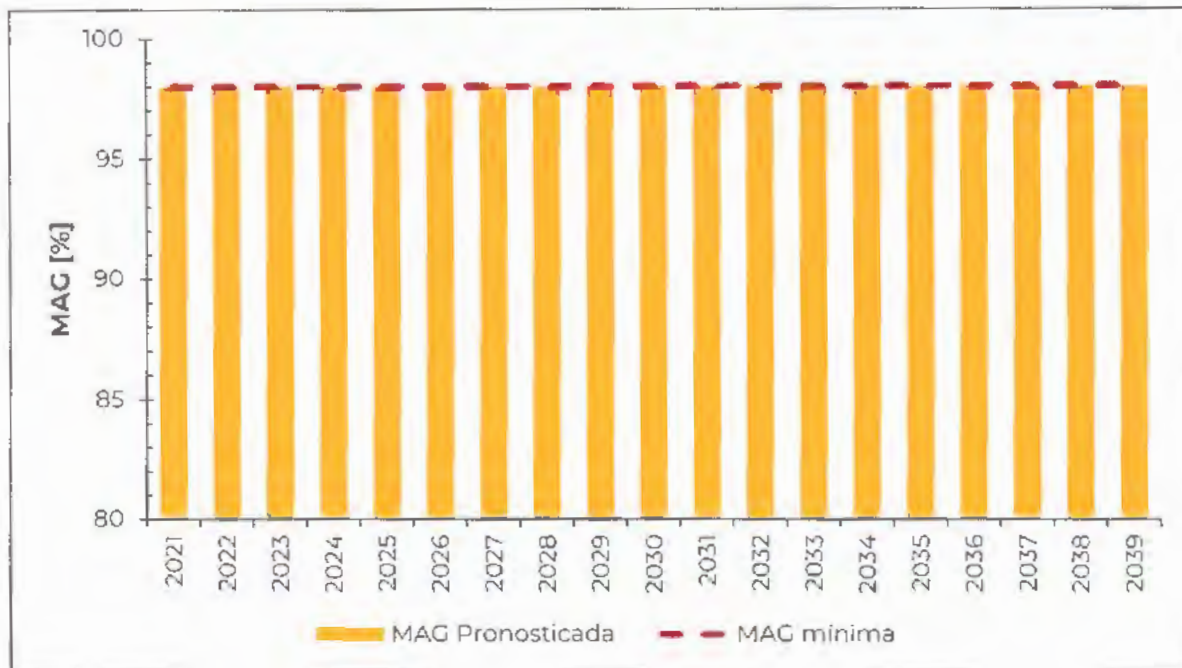


Figura 29. Comportamiento del porcentaje de Aprovechamiento de Gas pronosticado 2021-2039.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

De las formas de aprovechamiento del Gas Natural Asociado

I. Autoconsumo

Se tiene considerado el aprovechamiento de gas mediante el autoconsumo, la producción promedio diaria para el año 2021 de 0.584 MMpcd considerada para este fin es el gas propio de la Asignación que es utilizado como gas combustible por los equipos motocompresores, también se mantiene un piloto para el quemador elevado en la Batería de Separación Rabasa.

Este volumen de gas es medido mediante placa de orificio en la línea de succión de cada maquinaria y para la determinación del autoconsumo propio de la Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01 Campo Teca y se asigna la parte proporcional del consumo total de gas combustible en la Batería de Separación Rabasa, conforme a la producción manejada de la Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani Campo Teca en dichas instalaciones.

II. Bombeo neumático u otros sistemas artificiales de levantamiento, que requieran la inyección de gas

No se utilizará el gas para este rubro.

Fede
A.
f

III. Conservación a través de su reinyección al propio yacimiento, que requieran la inyección de gas

No se utilizará el gas para este rubro.

IV. Transferencia

Se tiene considerado el aprovechamiento de gas mediante transferencia a partir del año 2021, la producción de la Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01 Campo Teca se enviará por un oleogasoducto de 16" Ø x 1 km de la plataforma Teca-A a la interconexión submarina del oleogasoducto de 24" Ø x 20 km de Teca-A a la válvula de fondo perdido (VFP) en las cercanías de la plataforma Octli-A, posteriormente se instalará un oleogasoducto de 16" Ø x 1 km de la (VFP) hacia la plataforma Octli. Como primera etapa de producción se usará el corredor de ductos existente de 16" Ø Octli-Cahua para enviar la producción hacia la Batería de Separación Rabasa con el objetivo de adelantar la producción del campo, como segunda etapa se considera el tendido de un oleogasoducto de 24" Ø x 24 km de la VFP en Octli hacia a Batería de Separación Rabasa, dicho ducto se tenderá para no saturar el corredor de ductos de 16" Ø con la producción del campo Teca y de futuros campos que incorporen su producción a dichas instalaciones, adicionalmente se considera la construcción e instalación de un gasoducto de 16" Ø x 10.4 km de la Batería de Separación Rabasa hacia el área de trampas Saladino.

En el año 2021 se tiene programada la incorporación de la producción de gas del Campos Marinos Cahua, Octli y Teca, los cuales fluirán desde las plataformas hasta la asignación Rabasa quien ocupará su infraestructura para continuar con el proceso de separación, rectificación y compresión y su posterior comercialización del gas.

Se tienen considerados 0.171 MMpcd de gas no aprovechado en el año 2021 mediante el gas enviado a la atmosfera a través del sistema de desfogue de la Batería de Separación Rabasa. La quema de gas se realizará de manera segura en apego a la normatividad vigente aplicable en la materia, así como en lo establecido en el sistema de administración de riesgo de PEMEX.

De acuerdo con el pronóstico de producción de gas de la Asignación, la producción manejada en conjunto de otras Asignaciones y la capacidad instalada presente y futura de equipos para manejo de gas de ésta, sí se cuenta con disponibilidad para el manejo futuro de la producción de dicha Asignación, como se muestra en la Figura 30.

Fede

A.

F

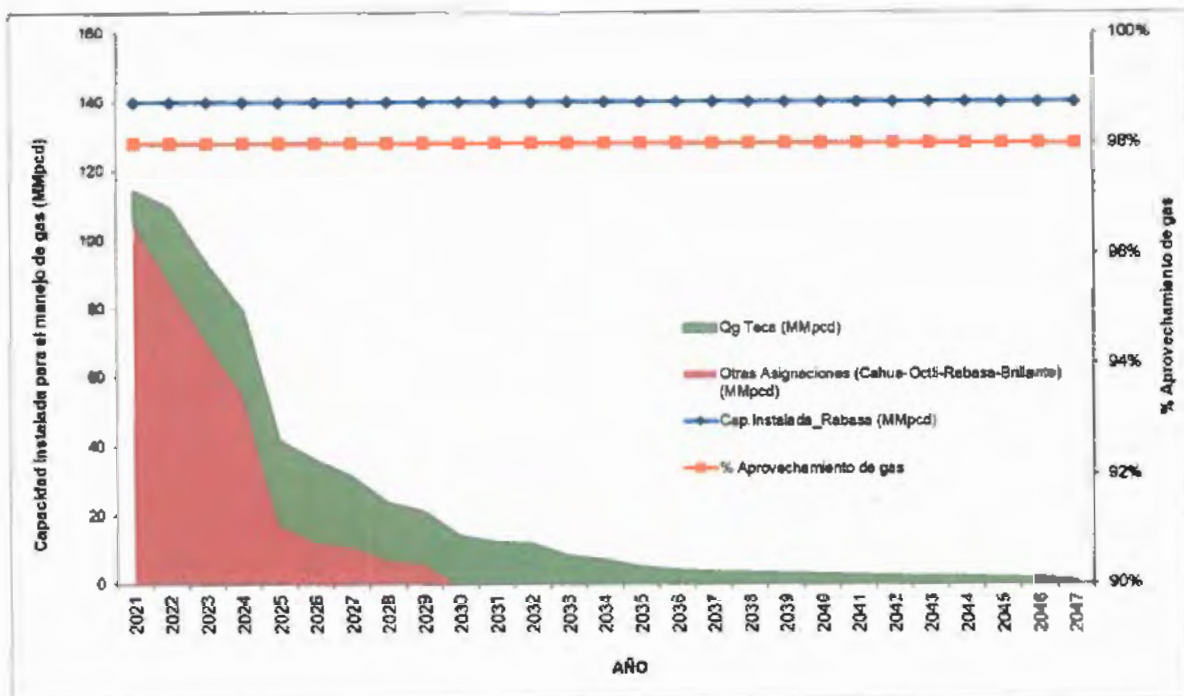


Figura 30. Capacidad de compresión de gas (MMpcd) en la estación de compresión.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Se dispone de capacidad instalada suficiente para el manejo de gas producido de la Asignación; las acciones para mantener el aprovechamiento de gas en el 98%, durante el periodo de vida productiva del Campo Teca están orientadas a cumplir y optimizar los programas de mantenimiento del equipo de compresión de gas, a fin de garantizar la disponibilidad de la infraestructura actual para el aprovechamiento de gas.

Relación gas aceite

El cálculo para la obtención de la máxima RGA está basada en el análisis del comportamiento histórico de producción de los pozos de campos análogos, considerándose los campos Yaxché Terciario, Brillante y Blasillo, donde el comportamiento de RGA ha presentado valores máximos puntuales, teniéndose una banda entre 200 m³/m³ y 1,100 m³/m³.

Por lo anterior, la máxima Relación Gas-Aceite esperada a la que podrán producir los pozos del campo Teca se muestra en la Tabla 19.

Asignación	RGA (m ³ / m ³)
	Máxima
AE-0009-5M-Tucoc-Xaxamani-01 (Campo Teca)	1,202

Tabla 19. Máxima RGA a la que podrán producir los pozos.
(Fuente: Información presentada por el Asignatario)

Fuente
A.
f

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

- o Rectificar la medición del pozo.
- o Estrangular pozos para disminuir producción.
- o Cerrar pozos por ser mayor a la máxima RCA establecida.

g) Evaluación Económica

La opinión económica relativa a la Solicitud de Aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción del Campo Teca (la Solicitud), se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente:

- a. La descripción del Programa de Inversiones de la Solicitud
- b. La consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la Solicitud
- c. La evaluación económica del proyecto de la Solicitud

a. Descripción del Programa de Inversiones de la Solicitud

El Programa de Inversiones de la Solicitud presentada por el Asignatario, desglosado por Actividad y Sub-actividad Petroleras se presenta a continuación, esto de conformidad con lo establecido en los Lineamientos para la Elaboración y Presentación de los Costos, Gastos e Inversiones; la Procura de Bienes y Servicios en los Contratos y Asignaciones; la Verificación Contable y Financiera de los Contratos, y la Actualización de Regalías en Contratos y del Derecho de Extracción de Hidrocarburos; de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Lineamientos de Hacienda).

Los **874.45** millones de dólares, contenidos en el Programa de Inversiones de la Solicitud, se distribuyen en 3 Actividades, de conformidad con lo siguiente:

Desarrollo (59.26%), Producción (31.29%), y Abandono (9.45%).



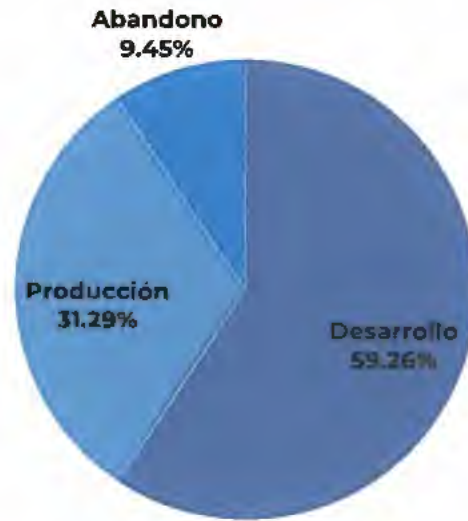


Figura 31. Distribución del Programa de Inversiones por Actividad.
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Asignatario)

Actividad Petrolera	Sub-Actividad Petrolera	Total (MM USD)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Desarrollo	Construcción Instalaciones	136.14	136.14	-	-	-	-	-	-	-	-
	Perforación de Pozos	233.99	219.42	14.58	-	-	-	-	-	-	-
	General*	148.03	7.63	16.06	15.94	15.63	14.74	13.69	12.27	10.54	9.31
Producción	Construcción Instalaciones	84.16	84.16	-	-	-	-	-	-	-	-
	Ductos	17.99	0.79	0.79	0.79	0.79	1.51	0.79	0.79	0.79	0.79
	General*	7.93	0.10	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14	0.14
	Ingeniería de Yacimientos	0.36	0.36	-	-	-	-	-	-	-	-
	Intervención de Pozos	121.71	-	6.48	4.82	9.10	4.46	9.10	4.02	9.10	3.06
	Operación de Instalaciones	41.48	1.27	1.87	1.87	1.87	5.90	1.87	1.87	1.87	1.87
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	82.65	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Programa de Inversiones		874.45	449.88	39.92	23.56	27.53	26.75	25.60	19.09	22.44	15.18
Otros Egresos*		3.37	1.45	0.24	0.17	0.15	0.19	0.15	0.14	0.16	0.16
Total gastos Plan de Desarrollo		877.82	451.33	40.15	23.73	27.68	26.93	25.75	19.23	22.60	15.33

Actividad Petrolera	Sub-Actividad Petrolera	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Desarrollo	Construcción Instalaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Perforación de Pozos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	General*	7.87	6.55	4.07	2.62	2.37	2.13	1.91	1.72	1.55	1.41
Producción	Construcción Instalaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Ductos	2.37	0.79	0.79	0.79	0.79	1.51	0.79	0.79	0.79	0.79
	General*	0.14	0.14	1.53	1.94	1.60	0.81	0.14	0.14	0.14	0.14
	Ingeniería de Yacimientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Intervención de Pozos	9.10	1.89	25.02	-	24.20	-	6.04	-	5.32	-
	Operación de Instalaciones	3.50	1.87	1.87	1.87	1.87	2.70	1.87	1.87	1.87	1.87

Handwritten signature and initials in blue ink.

Abandono	Desmantelamiento de instalaciones										
Total Programa de Inversiones	22.98	11.24	33.28	7.22	30.84	7.15	10.75	4.52	9.68	4.21	
Otros Egresos	0.16	0.04	0.04	0.05	0.04	0.06	0.04	0.04	0.04	0.04	
Total gastos Plan de Desarrollo	23.14	11.29	33.32	7.27	30.88	7.20	10.80	4.56	9.72	4.26	

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

- a. Corresponde a Gasto Operativo en Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.
- b. Corresponde a 2.67 MMUSD de Inversiones en Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto y 5.32 MMUSD en Gasto Operativo integrada por los Rubros de Mano de Obra, Servicios Generales, Materiales y Compras Interorganismos entre otros.
- c. El Asignatario presenta el monto asociada a la ejecución de las actividades de Abandono en el año 2048.
- d. Otras egresos es el monto que el Operador refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera del Campo.

Tabla 20. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera 2021-2039.
(millones de dólares)

b. Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la Solicitud

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

c. Evaluación económica del proyecto de la Solicitud

i. Premisas de la evaluación económica

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

Premisas	Valor	Unidades
Producción de aceite	45.38	millones de barriles
Producción de gas	125.44	miles de millones de pies cúbicos
Gas transferido ^a	114.90	miles de millones de pies cúbicos
Precio del aceite ^b	57.92	dólares por barril
Precio del gas ^b	4.26	dólares por millar de pie cúbico
Inversiones ^a	717.23	millones de dólares
Gasto operativo ^a	153.35	millones de dólares
Otros Egresos	3.37	millones de dólares
Tasa de descuento	10	%
Tipo de cambio	22.8	pesos / dólar

Notas:

- a. Gas producido menos gas de autoconsumo, y volumen no aprovechado.
- b. Promedio simple del perfil de precios presentado por el Asignatario.

Fedra


- c. Índice de Referencia de Precios de Gas Natural publicado por la Comisión Reguladora de Energía para la Región VI (donde se ubica el Campo) en noviembre de 2020.
- d. El ejercicio de Evaluación Económica llevado a cabo por la Comisión asume que el Asignatario considera durante el periodo de producción del campo una partida de Abandono, por lo que en la presente evaluación sólo se contempla el monto proporcional de 78.78 millones de dólares, correspondiente a la producción pronosticada a la Vigencia de la Asignación en el año 2039, estimada en aproximadamente 95%, el monto restante corresponde a la parte proporcional de la producción comprendida entre el fin de la Vigencia de la Asignación y el límite económico.
- e. Considera un monto por 23.95 millones de dólares asociados al concepto "Reserva laboral" el cual, fue considerado como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
- f. Otros egresos es el monto que el Operador refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera del Campo. En tal virtud, éste se consideró como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.

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

ii. Resultados de la evaluación económica

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

Indicador	Antes del Pago de Derechos e ISR	Después del Pago de Derechos ^a	Después del Pago de Derechos e ISR ^b
VPN (mmUSD)	1,206.00	263.63	154.84
VPI (mmUSD)	588.71		
VPN/VPI (USD/USD)	2.05	0.45	0.26
RBC (USD/USD)	2.76	1.16	1.09
TIR (%)	79	26	21

a. Considera el cobro del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida (40% en 2021 y 54% para el periodo restante) y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

b. Considera el cobro del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida (40% en 2021 y 54% para el periodo restante), el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como el Impuesto Sobre la Renta (ISR).

Tabla 22. Resultados de la evaluación económica.

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

iii. Consideraciones

A partir del análisis descrito, la Comisión considera que el Plan de Desarrollo para la Extracción permitirá al Operador realizar las actividades de manera oportuna, atendiendo la normativa vigente en materia.

Asimismo, bajo las premisas planteadas en la evaluación económica, y las disposiciones establecidas en la normativa vigente, el proyecto propuesto resulta llevarse a cabo en condiciones económicamente viables y supone un flujo de recursos para el Estado.

Fedpe
A. T.

VI. Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa en la Extracción y métricas de evaluación del Plan de Desarrollo

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en el Plan de Desarrollo, a continuación, en la Tabla 23 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme a los artículos 102 inciso a), b), c), d), e), f) y g), 103 fracción I de los Lineamientos y artículo 14 fracciones I, II y III de los Lineamientos Técnicos en materia de Recuperación Secundaria y Mejorada (LTMRsYM), así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 43, fracción III de la Ley de Hidrocarburos 19, fracciones IV y V de los Lineamientos.

a) Producción

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

b) Aprovechamiento de gas natural

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

c) Reparaciones Mayores

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

d) Pozos perforados

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

Handwritten signature and initials in blue ink.

e) Terminación de Pozos

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

f) Gasto de Operación


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

g) Inversión

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

Fraciones I, II y III del artículo 14 de los LTMRsYM:

Característica	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Porcentaje de desviación en el tiempo de ejecución del cronograma de trabajo	Porcentaje de desviación	$\% \Delta t_{PT} = \frac{T_{real} - T_{planeado}}{T_{planeado}} * 100$	Trimestral	Trimestral
Desviación producción acumulada de aceite	Porcentaje de desviación	$\% \Delta NP = \frac{NP_{real} - NP_{planeado}}{NP_{planeado}} * 100$	Trimestral	Trimestral
Desviación producción acumulada de gas	Porcentaje de desviación	$\% \Delta GP = \frac{GP_{real} - GP_{planeado}}{GP_{planeado}} * 100$	Trimestral	Trimestral

Felipe


Desempeño del presupuesto	Porcentaje de desviación	$\% \Delta P = \frac{Perogado - Pplaneado}{Pplaneado} * 100$	Trimestral	Trimestral
---------------------------	--------------------------	--	------------	------------

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

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

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

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

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación ¹	8		
Terminación	8		
Plataformas	1		
Planta de inyección de agua	1		
Ductos	5		
RMA	2		
RME ²	55		
Abandono			
Taponamientos ²	0		
Abandono ²	0		

Tabla 24. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer dentro de la Asignación.
(Fuente: Comisión con información del Asignatario)

¹Contempla la perforación de 2 pozos inyectoros.

²Se considera la ejecución de 16 RME adicionales a ejecutar posterior a la vigencia de la Asignación al igual que el taponamiento de 8 pozos y el abandono de ductos e infraestructura.

- 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 25.

Fedre

A. f.

Actividad	Sub-actividad	Programa de erogaciones (2021-2039) (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	Perforación de Pozos	\$233.99		
	Construcción de Instalaciones	\$136.14		
	General ^a	\$148.03		
Producción	Construcción de Instalaciones	\$84.16		
	Ductos	\$17.99		
	General ^b	\$7.93		
	Ingeniería de yacimientos	\$0.36		
	Intervención de Pozos	\$121.71		
	Operación de Instalaciones de Producción	\$41.48		
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones ^c	\$82.65		
Programa de Inversiones (Inversión y Gasto Operativo)		\$874.45		
Otros Egresos ^d		\$3.37		
Costo Total		\$877.82		

Tabla 25. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.

(Fuente: Comisión con información del Asignatario)

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

- Corresponde a Gasto Operativo en Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.
- Corresponde a 2.61 MMUSD de Inversiones en Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto y 5.32 MMUSD en Gasto Operativo integrado por los Rubros de Mana de Obra, Servicios Generales, Materiales y Compras Interorganismos entre otros.
- El Asignatario presenta el monto asociado a la ejecución de las actividades de Abandono en el año 2048.
- Otros egresos es el monto que el Operador refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera del Campo.

iii) Las actividades Planeadas por el Asignatario 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 aceite y gas que se obtenga derivada de la ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 26.

Fluido	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Producción de aceite programada (Mbd)	6.10	13.45	13.30	12.87	12.06	11.13	10.06	8.72	7.68	6.70	5.61
Producción de aceite real (Mbd)											

Fuente
A A

Porcentaje de desviación											
Producción de gas programada (MMpcd)	12.75	32.81	33.02	33.46	32.60	30.91	26.94	22.23	20.11	15.11	12.33
Producción de gas real (MMpcd)											
Porcentaje de desviación											

Fluido	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	Volumen a recuperar (2021-2039)
Producción de aceite programada (Mbd)	3.97	2.73	2.41	1.94	1.60	1.44	1.30	1.18	45.23 MMb
Producción de aceite real (Mbd)									
Porcentaje de desviación									
Producción de gas programada (MMpcd)	16.25	17.43	14.78	9.21	3.91	3.52	3.19	2.90	125.07 MMMpc
Producción de gas real (MMpcd)									
Porcentaje de desviación									

Tabla 26. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción de aceite y gas reportada.
(Fuente: Comisión)

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

Cabe hacer mención que en términos del artículo 62 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.

VII. Sistema de Administración de Riesgos

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

En tal sentido, es de señalar que fue solicitada a la ASEA su opinión respecto del Sistema de Administración de Riesgos asociado al Plan de Desarrollo correspondiente a la Asignación en comento mediante Oficio 250.362/2021 del 15 de abril de 2021, sin que a la fecha exista el pronunciamiento de la ASEA.

Fedec
A. f.

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

VIII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

Mediante oficio 250.363/2021 de 15 de abril de 2021, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía (SE) emitir opinión sobre el programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional.

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

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

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

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico sin perjuicio de la obligación del Asignatario de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

IX. Resultado del Dictamen Técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan de Desarrollo presentado por el Asignatario de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, 19, 59 fracción I, II, III, IV, V y el Anexo II de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan de Desarrollo dan cumplimiento a la normativa aplicable y es congruente con las obligaciones establecidas en 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 B) del Título de Asignación.

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

Con la toma de información como son pruebas presión-producción, registros de presión de fondo cerrado y fluyentes, registros de saturación de hidrocarburos, muestras PVT, núcleos de fondo y/o de pared de los diferentes yacimientos, sensores de fondo permanentes en pozos, la actualización del modelo estático de los yacimientos y la construcción de un modelo de simulación y su actualización periódica se contribuirá a incrementar el conocimiento del potencial petrolero del país.

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

El desarrollo de las actividades físicas propuestas en el Plan por el Asignatario (periodo 2021-2039) consistentes en la realización de 6 perforaciones y terminaciones de pozos de desarrollo, 2 perforaciones y terminaciones de pozos inyectores, 2 reparaciones mayores y 55 reparaciones menores aunado a la implementación del método de recuperación secundaria de inyección de agua; coadyuvarán a incrementar la producción Nacional para recuperar un volumen total de 45.23 MMB de aceite y 125.07 MMMpc de gas en el periodo de marzo de 2021 a agosto de 2039; lo anterior permitirá obtener un factor de recuperación final para el campo Teca de 28.11% para el aceite y 47.77% para el gas.

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

Con este Plan de Desarrollo el Asignatario podrá explotar las reservas cuantificadas 3P del área de Asignación en cuestión y una nueva certificación de Reservas en el ejercicio inmediato siguiente.

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

Las actividades planteadas por el Asignatario para llevar a cabo dentro de la Asignación durante la ejecución del Plan de Desarrollo para el periodo 2021-2039, consisten en la realización de perforación y terminación de 6 pozos de desarrollo y 2 pozos inyectores, 2 reparaciones mayores y 55 reparaciones menores, actividades que están encaminadas al inicio y mantenimiento de la producción, con lo cual se considera técnicamente viable el desarrollo de las actividades de extracción.

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

Una vez analizada la información remitida por el Asignatario, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar en el ámbito de ingeniería de yacimientos, perforación y producción propuestas en el presente Plan de Desarrollo son adecuadas para realizar las actividades de Extracción de Hidrocarburos en la Asignación, las cuales,

contribuirán a maximizar el factor de recuperación, Asimismo, derivado de la evaluación económica realizada al Plan de Desarrollo se determina que el proyecto puede llevarse a cabo en condiciones económicamente viables.

f) El programa de aprovechamiento del gas natural

El asignatario 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 de aprovechamiento de gas natural asociado.

Dicho Programa considera una Meta de Aprovechamiento de Gas de 98% a partir del inicio de la producción en 2021 y se mantiene durante toda la vigencia del Plan de Desarrollo. Así mismo, el Asignatario presentó la máxima Relación Gas-Aceite esperada en los pozos de desarrollo considerados en el Plan, la cual se propone aprobar en términos de lo referido en el apartado V inciso f) del presente Dictamen Técnico.

g) Mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos

De acuerdo con la propuesta de los Mecanismos de Medición correspondiente al Campo Teca asociado a la Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01, contenidos en la solicitud de aprobación de su Plan de Desarrollo para la Extracción, la cual se evaluó conforme a los términos establecidos en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (Lineamientos), se concluye lo siguiente:

En cuanto al manejo y medición de la producción de los hidrocarburos correspondiente al Campo Teca asociado a la Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01, se describen los sistemas de medición de volumen y calidad existentes utilizados desde los pozos hasta los Puntos de Medición propuestos ubicados en las instalaciones del Centro Comercializador de Crudo Palomas para el hidrocarburo petróleo, y en las instalaciones del Centro Procesador de Gas La Venta para el hidrocarburo gaseoso.

Por consiguiente, el Asignatario se compromete a dar seguimiento y cumplimiento con los programas de implementación de los Mecanismos de Medición de los sistemas de medición y de las instalaciones de producción que influyan en la Medición de los Hidrocarburos presentados, cumpliendo así con la normatividad vigente para la medición conforme a lo establecido en los presentes Lineamientos.

Por lo que, derivado de lo anterior, esta Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción considera técnicamente viables las actividades propuestas para la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición por el Asignatario, en atención a las siguientes consideraciones:

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

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Asignatario para el Plan de Desarrollo, con base en el artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:
 - i. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 6, 9, 19, 21, 22, 23, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
 - ii. Se analizó la información proporcionada por el Asignatario respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
 - iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario.
 - iv. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.062/2021 de fecha 21 de enero de 2021, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-007 con fecha del 22 de enero de 2021, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario, como se menciona en el apartado "Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)" del presente dictamen.
- b) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:
 - a. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medición se concluye que es viable y adecuada en su implementación para la Asignación.
 - b. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional, de Referencia y de Transferencia, la misma se encuentra definida en las Figuras 22, 23 y 24 del presente dictamen.
 - c. Se determina que deberá dar mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
 - d. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los



Diagnósticos presentados por parte del Asignatario, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.

- e. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes correspondiente al Campo Teca asociado a la Asignación AE-0009-5M-Tucoc-Xaxamani-01, en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, el Asignatario deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado, por lo que ya no se deberá utilizar la metodología del Séptimo Transitorio ni considerar el Punto de Medición del Anexo III de los LTMMH.

X. Opinión de la modificación al Título de Asignación

Derivado del análisis técnico realizado por la Comisión en términos del presente Dictamen Técnico, se advierte que el límite económico de las Actividades Petroleras propuestas por PEP en el Plan de Desarrollo para la Extracción excede la vigencia del Título de Asignación, establecida en el Término y Condición Cuarto.

Dado lo anterior, con fundamento en los artículos 6, párrafo quinto de la Ley de Hidrocarburos, así como 16, segundo párrafo de su Reglamento, se somete consideración de la Secretaría la modificación del Término y Condición Cuarto del Título de Asignación a efecto de considerar que la vigencia de la Asignación sea considerada hasta el límite económico, descrito y en atención a los términos contenidos en el presente Dictamen Técnico.

Así mismo, derivado de que el Plan de Desarrollo analizado en este Dictamen presenta desviaciones a la información documentada en el Título de la Asignación, siendo que las actividades propuestas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo resultan técnicamente viables; la Comisión analizó recomendar a consideración y con base en las atribuciones de la Secretaría de Energía modificar el Anexo 2 del Título de la Asignación, a fin de reflejar las actividades propuestas en el Plan de Desarrollo para la Extracción en el Título de Asignación.

Lo anterior, tomando en consideración lo establecido en la fracción I del Término y Condición Quinto del Título de Asignación, mismo que indica:

“

- I. Las actividades de Extracción relativas al polígono A (Campo Teca), se llevarán a cabo en términos del Plan de Desarrollo para la Extracción que para tal efecto apruebe la Comisión y del Compromiso Mínimo de Trabajo correspondiente, que posteriormente será establecido mediante una modificación en el Anexo 2 del presente Título de Asignación.”

Por lo anterior, con fundamento en los artículos 6 de la Ley de Hidrocarburos y 16 de su Reglamento se emite opinión a efecto de considerar la modificación del Anexo 2 del

Título de Asignación a fin de que sea consistente con las actividades propuestas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo propuesto en los siguientes términos:

Polígono A

El Compromiso Mínimo de Trabajo de esta Asignación relativo a las actividades de Extracción, correspondientes al Campo Teca, se describe a continuación:

Metas físicas	Número*
Perforación y Terminación de pozos de desarrollo	6
Perforación y Terminación de pozos inyectoros	2
Reparaciones menores	55
Reparaciones mayores	2
Estructuras Marinas	1
Ductos	5
Inversiones	638.45

Tabla 27. Propuesta de CMT para la Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01 (Campo Teca).
(Fuente: Comisión)

El Plan de Desarrollo propuesto considera a partir de 2021 en adelante.

*Actividad e inversiones contempladas por el Asignatario a la Vigencia de la Asignación.

Finalmente, esta Comisión remite los elementos técnicos a efecto de que, eventualmente puedan ser considerados por dicha Secretaría como parte lo dispuesto en el artículo 10 de la Ley de Hidrocarburos.

XI. Recomendaciones

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

- Se recomienda al Asignatario que, con la información obtenida de los nuevos pozos de desarrollo, actualice el modelo estático y dinámico de los yacimientos del campo, con la finalidad de optimizar la estrategia de extracción del Campo, ya que, de acuerdo con el modelo del comportamiento de la producción y de la presión en los yacimientos PI-3 y PM5 presentado en la información analizada, se observa que se alcanzaría la presión de saturación en un tiempo corto de producción, con lo cual podrían cambiar las condiciones de explotación y los mecanismo de empuje principales en el yacimiento, teniendo como consecuencia una variación en los volúmenes de hidrocarburos a recuperar.
- Se recomienda que el Operador realizar un modelo numérico que permita ajustar el histórico de presión-producción, y simular los beneficios del proceso de inyección, que permita tomar acciones preventivas y reduzca los riesgos e incertidumbre en la estrategia de desarrollo del Campo.

- Llevar un seguimiento del avance del contacto de los fluidos en función del ritmo de vaciamiento de los yacimientos, lo anterior considerando la historia de producción de los campos análogos.
- Simular y monitorear el proceso de inyección de agua, para determinar su beneficio en el mantenimiento de presión del yacimiento y en la producción del campo o en su caso implementar acciones preventivas que permitan mejorar o cambiar la estrategia de implementación y/o ejecución.
- Presentar ante esta Comisión en tiempo y forma todos los datos adquiridos durante el desarrollo del Campo (perforación, producción, monitoreo de parámetros del yacimiento, entre otros) con el fin de enriquecer y facilitar el seguimiento del P.an.

XII. Conclusiones

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar el Plan de Desarrollo, asociado a la Asignación AE-0009-SM-Tucoo-Xaxamani-01 (Campo Teca), 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 los principios establecidos en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

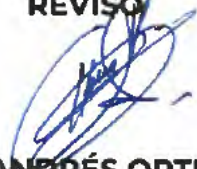
Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Asignatario deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del Título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

ELABORÓ

ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ

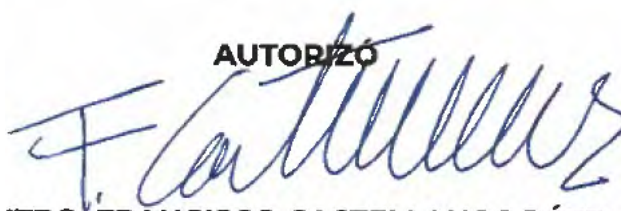
Director de Área

REVISÓ



MTRO. HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES
Director de Subsuelo

AUTORIZÓ



MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ
Director General de Dictámenes de Extracción
"EN SUPLENCIA POR AUSENCIA DEL TITULAR DE LA UNIDAD
TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN CON FUNDAMENTO
EN EL ARTÍCULO 54 PRIMER PÁRRAFO DEL REGLAMENTO
INTERNO DE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS"

Los firmantes del presente dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la presentación del Plan de Desarrollo del Campo Teca, el cual se encuentra dentro de la Asignación AE-0009-5M-Tucoc-Xaxamani-01.

