



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

# **Solicitud de Aprobación al Plan de Desarrollo para la Extracción**

**Asignación AE-0009-5M-TUCOO-XAXAMANI-01**

**(CAMPO TECA)**

**Pemex Exploración y Producción**

Abril 2021



@CNH\_MX



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

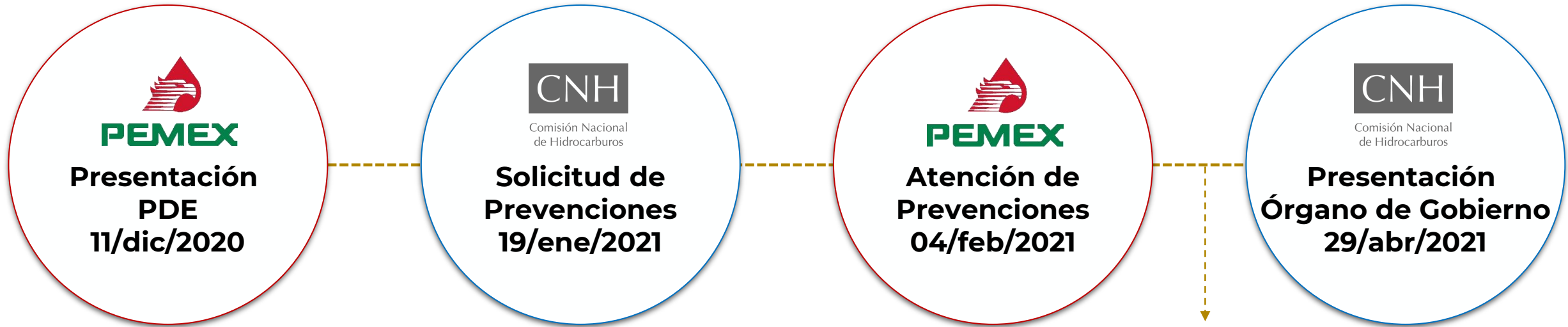


Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



@cnh.mx

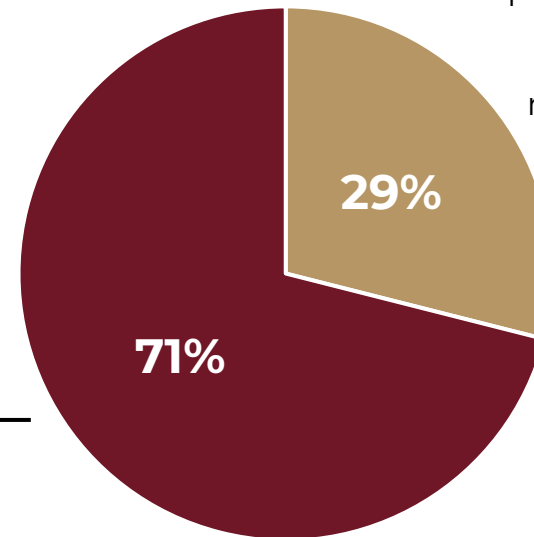
# Relación Cronológica



Suspensión del procedimiento de aprobación del 04/feb/2021 al 13/abr/2021 por procedimiento de modificación al Título de Asignación.

## Duración del proceso Días naturales (85 dn)\*

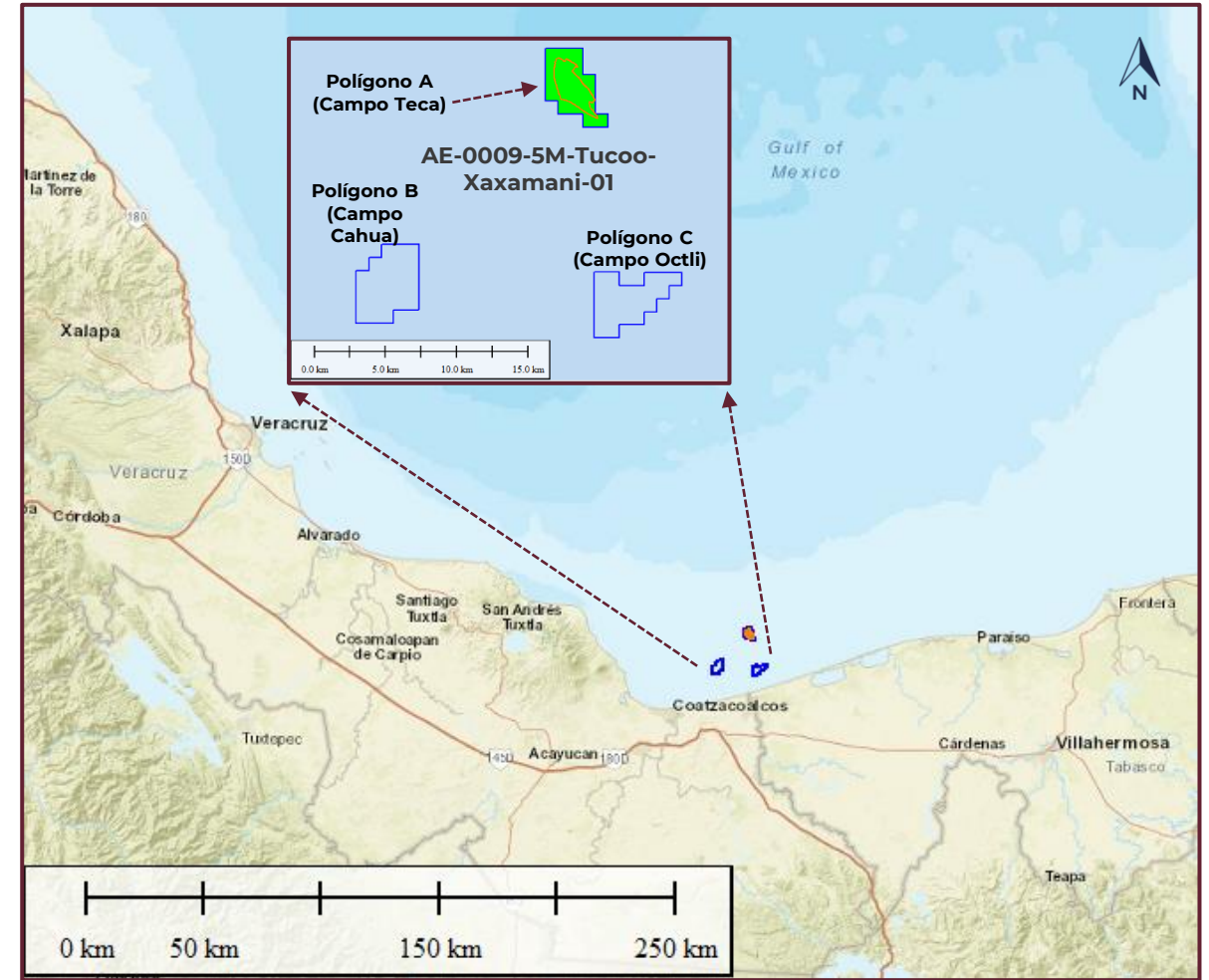
		PEP	11
		CNH	27
<b>Total</b>			<b>38 dh</b>



\* Período establecido en Lineamientos de CNH

# Generalidades de la Asignación

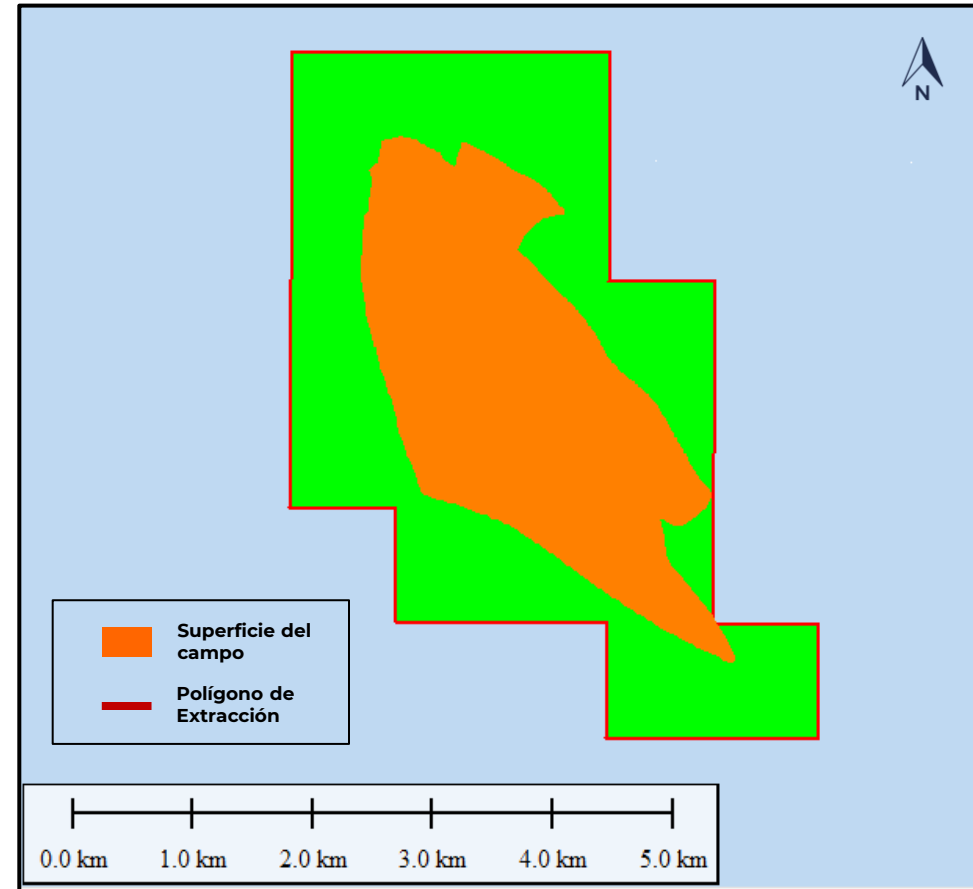
<b>Características</b>	<b>AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01</b>
<b>Área (km<sup>2</sup>)</b>	53.46
<b>Ubicación</b>	Aguas territoriales del Golfo de México frente a las costas del Estado de Veracruz y Tabasco
<b>Fecha de emisión</b>	27 de agosto de 2014
<b>Vigencia</b>	25 años
<b>Tipo</b>	Extracción
<b>Yacimientos/Campos</b>	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)
<b>Colindancias</b>	La Asignación se encuentra superpuesta en la Asignación AE-0148-M-Uchukil



Fuente: CNH

# Generalidades del Campo Teca

Características	Teca
Área de Extracción solicitada (km <sup>2</sup> )	15.37
Pozos	1 Taponado
Edad geológica	Plioceno Medio e Inferior y Mioceno Superior
Porosidad (%)	19.6 - 25.0
Densidad de fluidos (°API)	Aceite Negro (31.6-32.4) Aceite Volátil (40.5) Gas y Condensado (58.4)
Temperatura (°C)	84.0 - 95.1
Presión inicial (kg/cm <sup>2</sup> )	312 - 424
Presión de saturación (kg/cm <sup>2</sup> )	160 - 328
Litología	Areniscas



Fuente: CNH

# Alternativas de Desarrollo

Características	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3 Seleccionada
Pozos a perforar	6	8*	8*
Terminación de pozos	6	8*	8*
Ductos	5	8	5
Estructuras marinas	1	1	1
RMA's	2	2	2
RME's	22	71	71
<b>Volumen a recuperar (MMb)</b>	<b>26.66</b>	<b>47.75</b>	<b>47.67</b>
<b>Volumen a recuperar (MMMpc)</b>	<b>115.02</b>	<b>131.10</b>	<b>131.04</b>
Inversiones (MMUSD)	553.67	921.92	776.69
Gastos de operación (MMUSD)	102.77	161.07	160.85
VPN AI (MMUSD)	1,072.97	1,470.50	1,582.83
<b>VPN DI (MMUSD)</b>	<b>269.37</b>	<b>336.74</b>	<b>446.5</b>
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

## Alternativa 1

- Explotación de 4 yacimientos MS-1, PI-2, PI-3 y PM5 a través de la perforación de 6 pozos desviados
- No considera método de recuperación secundaria
- Menor volumen de HC's a recuperar

## Alternativa 2

- Inyección de agua de mar como método de recuperación secundaria a través de 2 pozos inyectoros
- Instalación de sistema de inyección y tratamiento de agua en B.S. Rabasa
- Inicio de inyección en junio de 2022
- Mayor número de ductos a construir que alternativa 3
- Mayor volumen de HC's a recuperar

## Alternativa 3

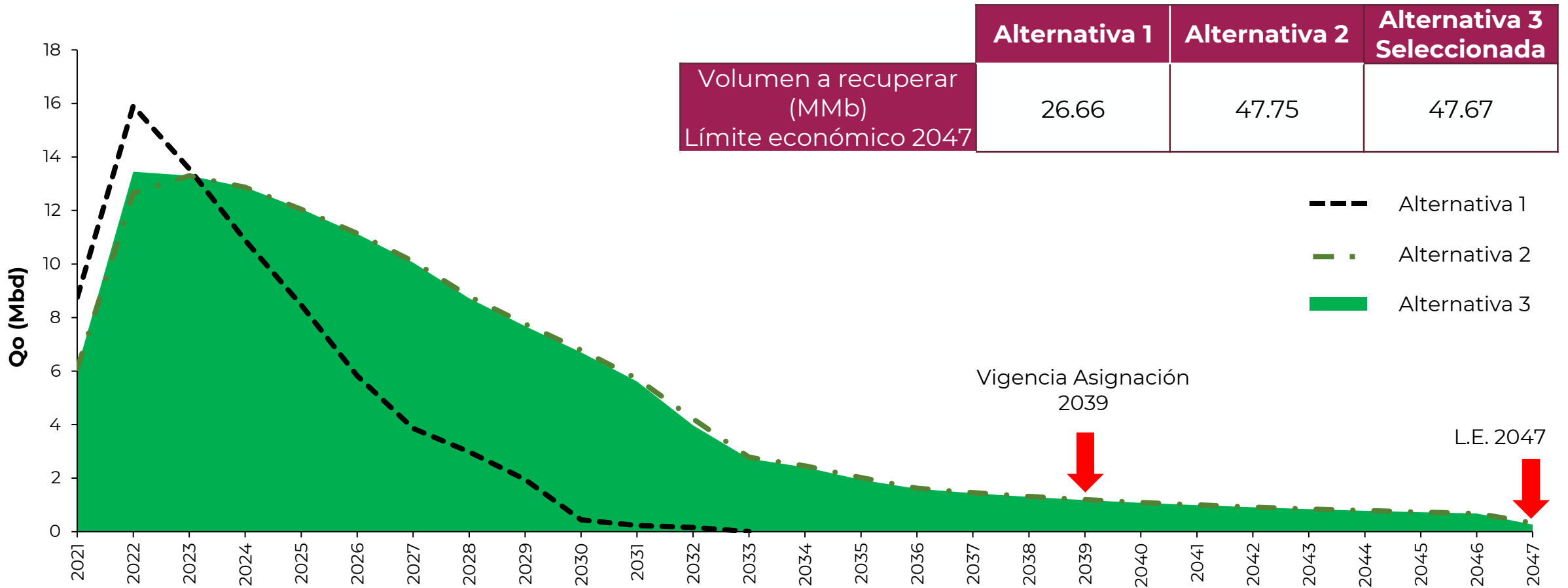
- Inyección de agua de mar como método de recuperación secundaria a través de 2 pozos inyectoros
- Instalación de sistema de inyección y tratamiento de agua en ELM Teca-A
- Inicio de inyección en diciembre del 2021

\* Considera pozos inyectoros



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

# Producción de aceite

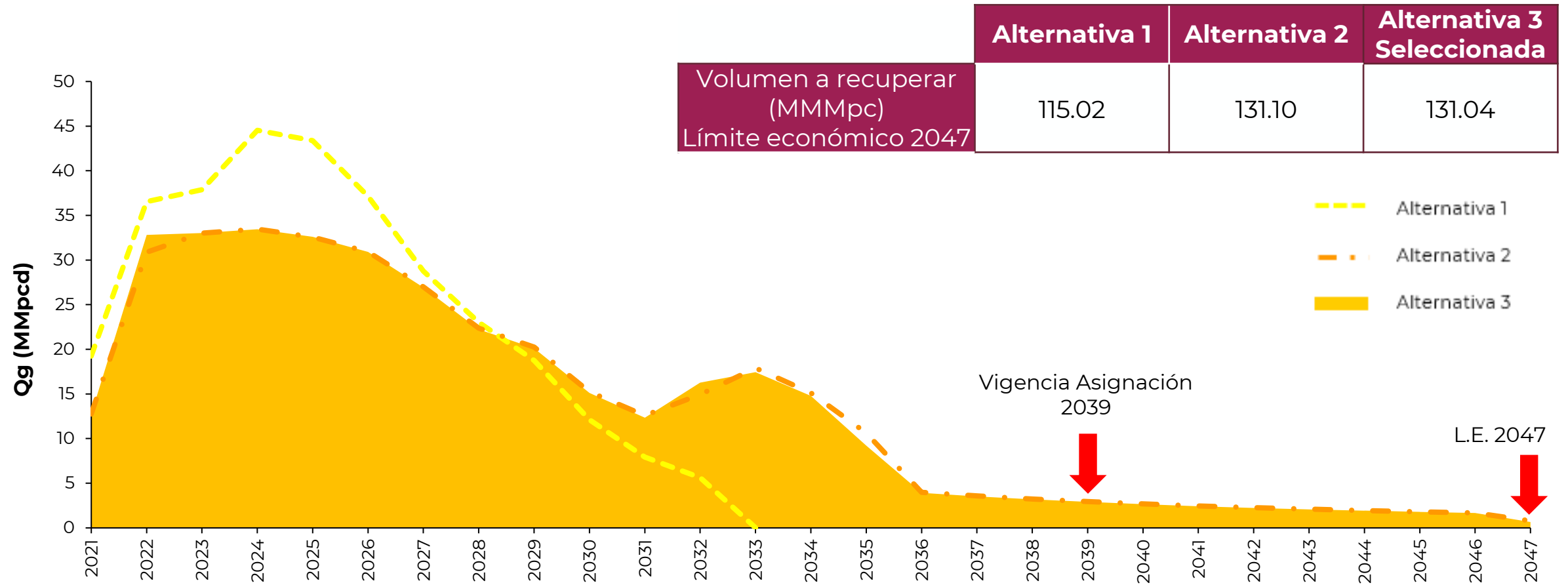


- **Alternativa 1.** 6 perforaciones de desarrollo, 2 RMA y 22 RME
- **Alternativa 2.** 6 perforaciones de desarrollo y 2 inyectores, 2 RMA y 71 RME
- **Alternativa 3.** 6 perforaciones de desarrollo y 2 inyectores, 2 RMA y 71 RME



Comisión Nacional de Hidrocarburos

# Producción de gas



- **Alternativa 1.** 6 perforaciones de desarrollo, 2 RMA y 22 RME
- **Alternativa 2.** 6 perforaciones de desarrollo y 2 inyectores, 2 RMA y 71 RME
- **Alternativa 3.** 6 perforaciones de desarrollo y 2 inyectores, 2 RMA y 71 RME



Comisión Nacional de Hidrocarburos

# Alcance del Plan de Desarrollo (Alternativa 3)

Período 2021-2048



**Volumen a recuperar**  
**47.67 MMb**  
**131.04 MMMpc**

## Actividades

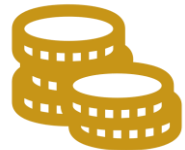
- 8** Perforaciones
- 2** RMA
- 71** RME
- 1** Plataforma
- 5** Ductos
- 8** Taponamientos



## Costo Total

**941.26** (millones de dólares)

- 776.69** Inversión
- 160.85** Gasto de operación
- 3.72** Otros egresos



## Programa de Aprovechamiento de Gas Natural

Se presenta programa de aprovechamiento de Gas para su aprobación

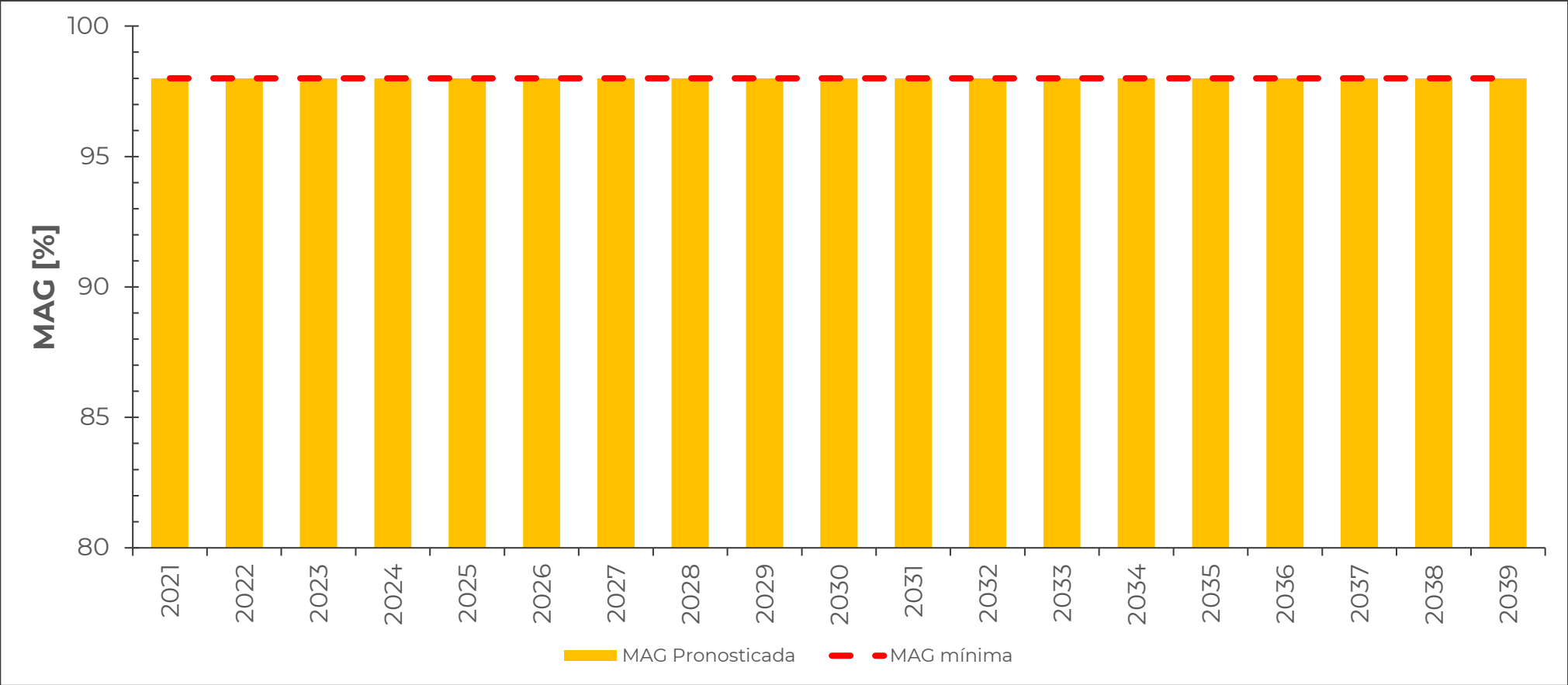


## Medición de hidrocarburos

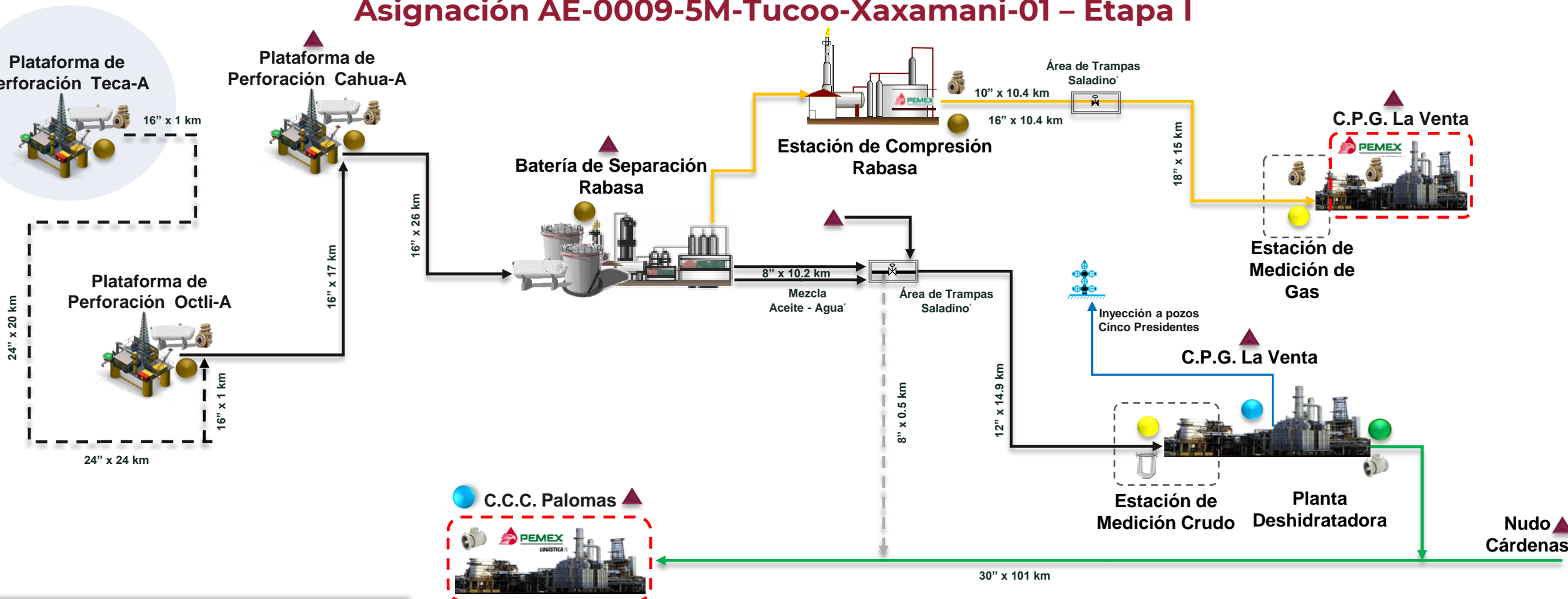
Propuesta de Puntos de Medición



# Programa de aprovechamiento de gas



# Medición de Hidrocarburos Campo Teca asociado a la Asignación AE-0009-5M-Tucao-Xaxamani-01 – Etapa I



## Puntos de Medición

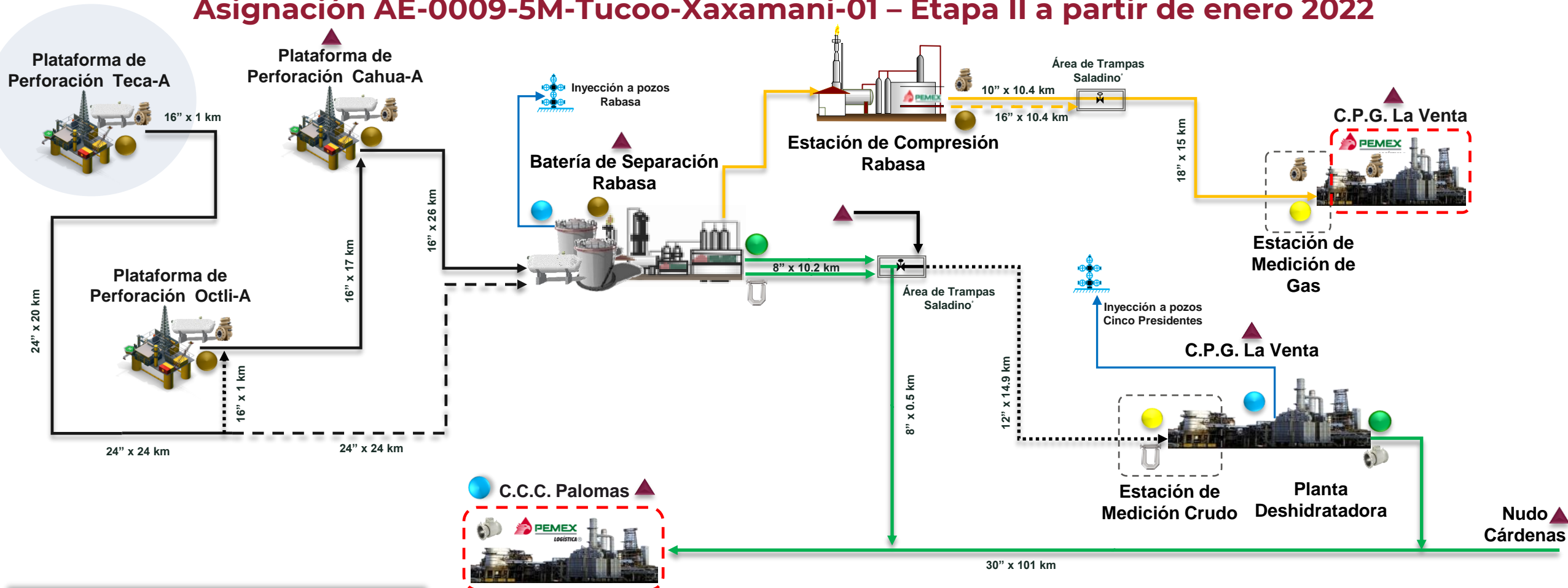
Instalación	Fluido	Tipo de Medidor
C.C.C. Palomas	Petróleo	Ultrasónico
C.P.G. La Venta	Gas	Placa de Orificio

Simbología	Descripción	Descripción	Descripción
	Medición Operacional		Llegada otras corrientes
	Medición Referencia		Separador
	Medición Transferencia		Multifásico
	Medición de Agua		Placa de orificio
	Punto de Medición		Ultrasónico
			Coriolis
			Mezcla
			Petróleo
			Gas
			Agua congénita
			F/O Temp
			Proyecto Mezcla



Comisión Nacional de Hidrocarburos

# Medición de Hidrocarburos Campo Teca asociado a la Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01 – Etapa II a partir de enero 2022



Puntos de Medición		
Instalación	Fluido	Tipo de Medidor
C.C.C. Palomas	Petróleo	Ultrasónico
C.P.G. La Venta	Gas	Placa de Orificio

Simbología			
	Medición Operacional		Llegada otras corrientes
	Medición Referencia		Multifásico
	Medición Transferencia		Placa de orificio
	Medición de Agua		Ultrasónico
	Punto de Medición		Coriolis
	Separador		Mezcla
	Mezcla		Petróleo
	Gas		Gas
	Agua congénita		Flexibilidad Operativa

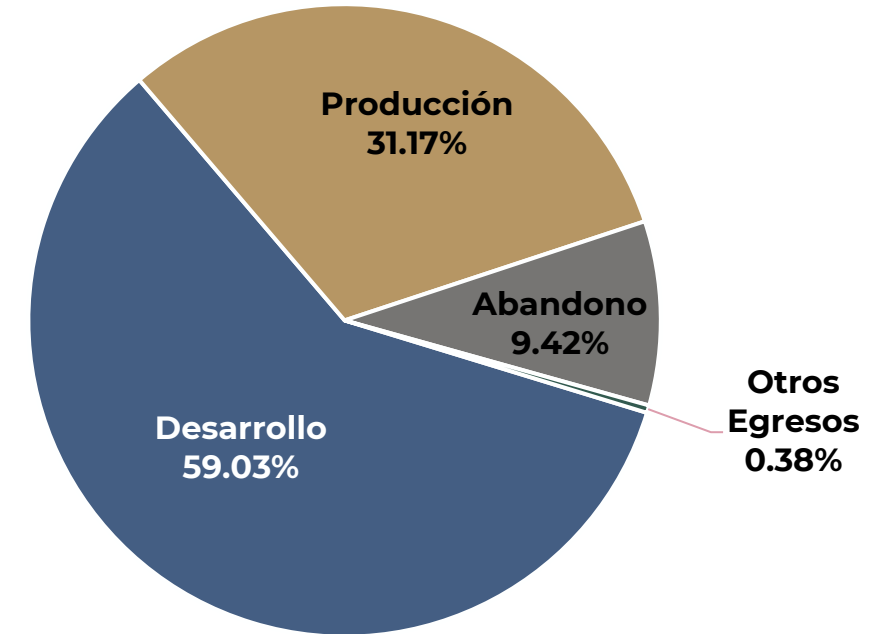


# Costo Total

Actividad	Sub-Actividad	Total (millones de dólares)
Desarrollo	Perforación de Pozos	233.99
	Construcción de Instalaciones General <sup>a</sup>	136.14
		148.03
Producción	Construcción de Instalaciones	84.16
	Ductos	17.99
	General <sup>b</sup>	7.93
	Ingeniería de yacimientos	0.36
	Intervención de Pozos	121.71
	Operación de Instalaciones de Producción	41.48
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones <sup>c</sup>	82.65
<b>Monto Total del Programa de Inversiones (Inversión y Gasto Operativo)</b>		<b>874.45</b>
<b>Otros egresos <sup>d</sup></b>		<b>3.37</b>
<b>Costo total</b>		<b>877.82</b>

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 Mano de Obra, Servicios Generales, Materiales y Compras Interorganismos entre otros.
- El Asignatario presenta el monto asociada 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.



**Costo Total**  
**\$877.82 MMUSD**

# Recomendaciones

## Modelo de yacimiento

- La información adquirida de los nuevos pozos, permitirá **actualizar el modelo estático y dinámico** del yacimiento para optimizar la estrategia de extracción.
- La elaboración de un **modelo numérico** para tomar acciones preventivas y reducir los riesgos e incertidumbre en la estrategia de desarrollo del campo.
- **Monitorear el proceso de inyección junto con la simulación numérica** para mejorar o cambiar la estrategia en caso de requerir acciones no previstas para el mantenimiento de la presión del yacimiento PI-2.

## Productividad de Pozos

Construir un modelo subsuelo-superficie que permita simular las condiciones de operación de los pozos fluyentes desde el yacimiento hasta las instalaciones para optimizar la productividad y operación de los equipos superficiales.

## Seguimiento y monitoreo

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.

# Cumplimiento de la normatividad aplicable

## Cumplimiento de la Ley de Hidrocarburos (LH)

- Artículo 44, fracción II

## Cumplimiento de la Ley de Los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME)

- Artículo 39

## Cumplimiento de los Lineamientos de Planes

- Artículo 10, De la aprobación previa de los Planes.
- Artículo 15 al 20, Del procedimiento aprobación del Plan.
- Artículo 58 y 59, De las características de la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción.

## Cumplimiento de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

- 42, Fracción I- XIV
- 26, 28, 29, 30, 31, 32 y 33, De la determinación de la calidad
- 34,35,36 De los balances
- 7,10 De la Gestión y Gerencia de la medición
- 43, Fracción IV Opinión de SHCP

## Cumplimiento de las Disposiciones Técnicas de Aprovechamiento de gas natural Asociado

- Artículo 5
- Artículo 14, Fracciones II, III

## Cumplimiento de los Lineamientos de Recuperación Secundaria y Mejorada

- Artículo 5, 7 ,8 y 11

# Resultado del dictamen

Derivado del análisis presentado, se propone el dictamen Técnico en **sentido favorable** con respecto a la solicitud de aprobación al Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la **Asignación AE-0009-5M-Tucoo-Xaxamani-01 (Campo Teca)**, presentado por Pemex Exploración y Producción, mismo que de ser aprobado, estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación o se apruebe una modificación.



Comisión  
Nacional de  
Hidrocarburos

[gob.mx/CNH](http://gob.mx/CNH)  
[hidrocarburos.gob.mx](http://hidrocarburos.gob.mx)  
[rondasmexico.gob.mx](http://rondasmexico.gob.mx)



@CNH\_MX



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos



@cnh.mx