



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

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

## Asignación A-0340-M-Campo Tizón Pemex Exploración y Producción

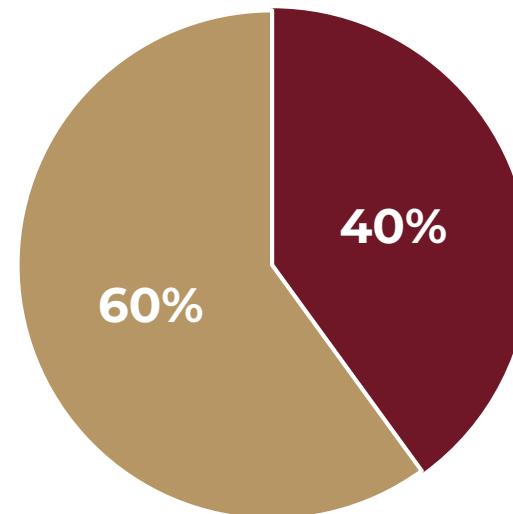
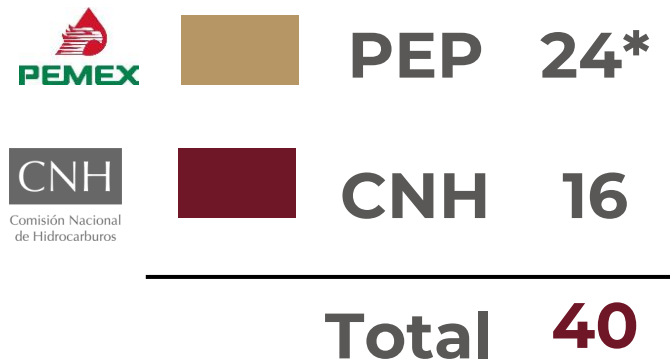
Marzo 2020



# Relación Cronológica



## Duración total del proceso Días hábiles ( 35 dh)



\*Pemex solicitó una prórroga para dar atención a la prevención.

# Generalidades de la Asignación

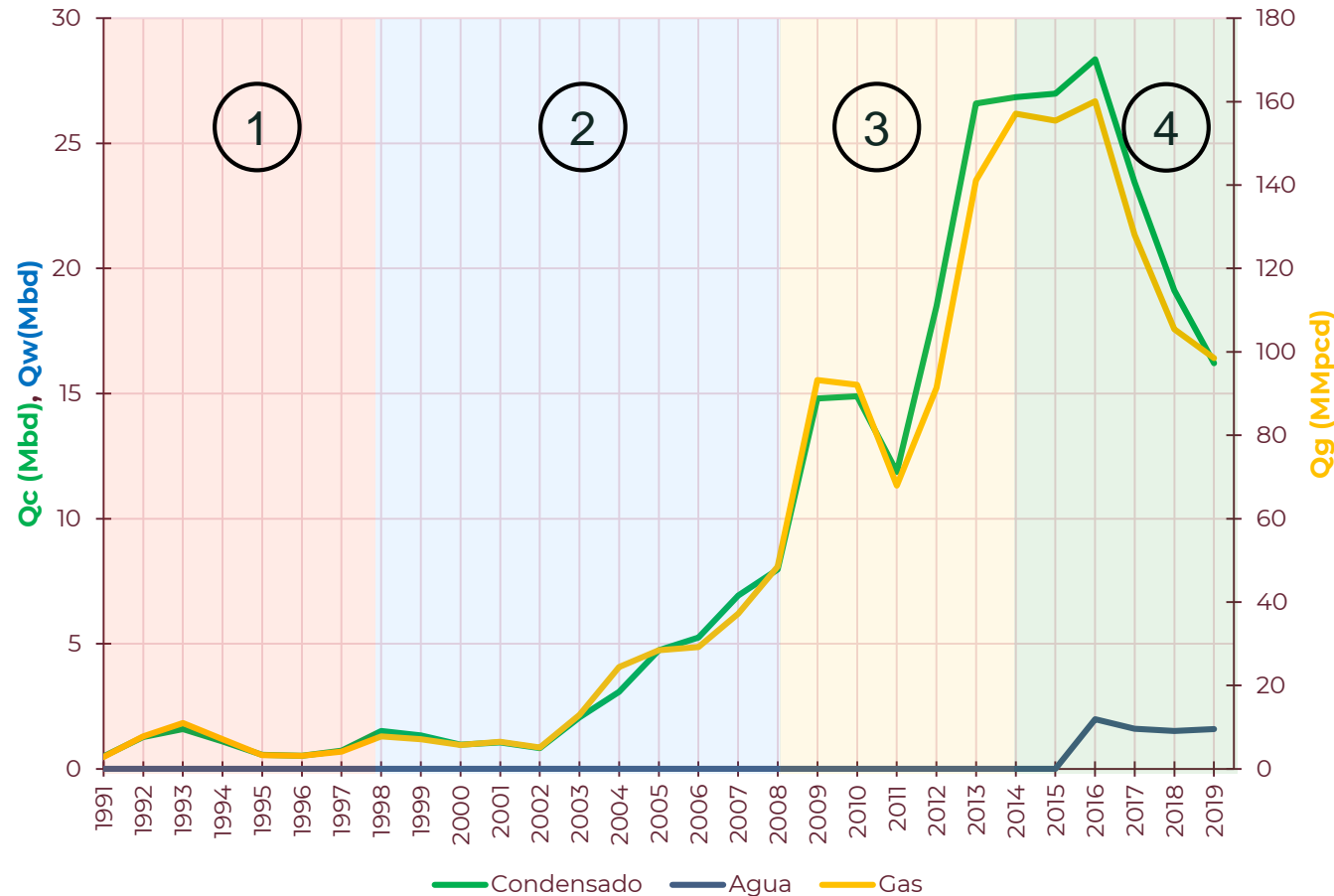
Características	A-0340-M-Campo Tizón
Área (km <sup>2</sup> )	54.99
Ubicación	Centla, Tabasco
Fecha de emisión	13 de agosto de 2014
Vigencia	20 años
Tipo	Extracción
Profundidad promedio (mvnm)	5,500-6,500
Pozos perforados	22
Yacimientos	Cretácico Medio (KM) Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK)
Tipo de fluido (°API)	Gas y Condensado (45)
A nivel nacional	9ª Asignación en producción de gas



Fuente: CNH

# Etapas de desarrollo del Campo

A-0340-M-Campo Tizón



- **Etapa 1:** Inicio de la explotación en KM con el pozo Tizón 1 y la perforación de 2 pozos de desarrollo.
- **Etapa 2:** Inicia la producción del Bloque II a nivel de JSK, con la producción del pozo exploratorio Tizón 201.
- **Etapa 3:** Se intensifica el desarrollo a nivel JSK con la perforación de 8 pozos.
- **Etapa 4:** Terminación de 3 pozos, se alcanzó la producción máxima en junio de 2016. Comienza la declinación de producción como resultado del flujo fraccional.

# Justificación de la modificación del Plan

Variaciones del Plan	Justificación
<ul style="list-style-type: none"><li>Variación al alza de la inversión aprobada.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Se presenta un <b>incremento cercano al 88%</b>, respecto de los montos totales esperados bajo el Plan de Desarrollo vigente.</li></ul>
<ul style="list-style-type: none"><li>Incremento del volumen de hidrocarburos a producir en un año.</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>Se presenta un <b>incremento mayor al 30%</b> del volumen de hidrocarburos a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo año.</li></ul>

# Alternativas de Desarrollo

Características	Alternativa 1 Seleccionada	Alternativa 2	Alternativa 3
Pozos a perforar	0	1	3
RMA's	6	2	2
RME's	36	27	27
Inversiones (MMUSD)	117.8	134.8	181.1
Gastos de operación (MMUSD)	155.4	142.9	151
Volumen a recuperar (MMb)	15.1	13.4	14.5
Volumen a recuperar (MMMpc)	93.5	82.1	89.8
VPN AI (MMUSD)	1,112.6	984.1	1,030.7
<b>VPN DI (MMUSD)</b>	<b>792.4</b>	<b>734</b>	<b>750.5</b>
VPI (MMUSD)	91.5	110.2	152.1
VPN/VPI AI	12.2	8.9	6.8
VPN/VPI DI	8.7	6.7	4.9

## Alternativa 1

- Menor inversión
- No realizan perforaciones y mayor número de RMA
- Mayor volumen a recuperar

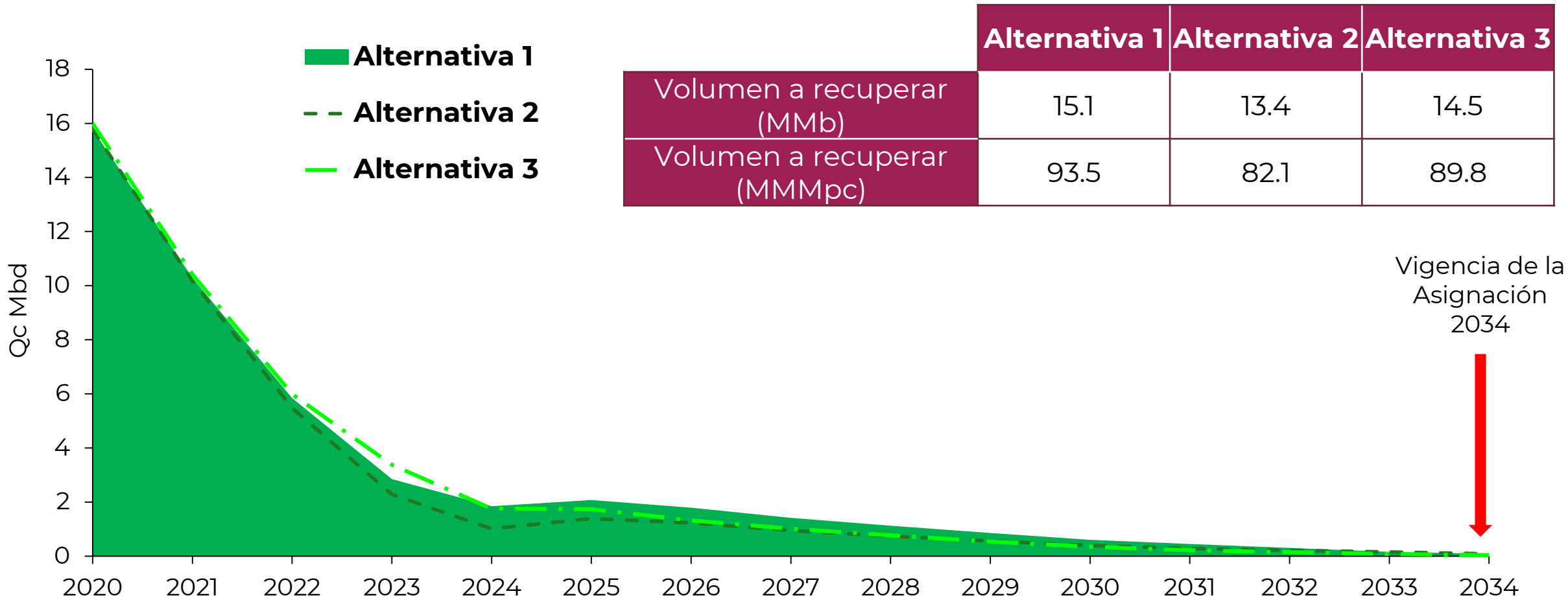
## Alternativa 2

- Mayor inversión
- Realizan perforación y menor número de RMA's
- Menor volumen a recuperar

## Alternativa 3

- Mayor inversión
- Mayor número de perforaciones y menor número de RMA's
- Menor volumen a recuperar

# Producción de condensado



- **Alternativa 1.** Contempla reparaciones mayores
- **Alternativa 2.** Contempla un pozo a perforar
- **Alternativa 3.** Contempla tres pozos a perforar

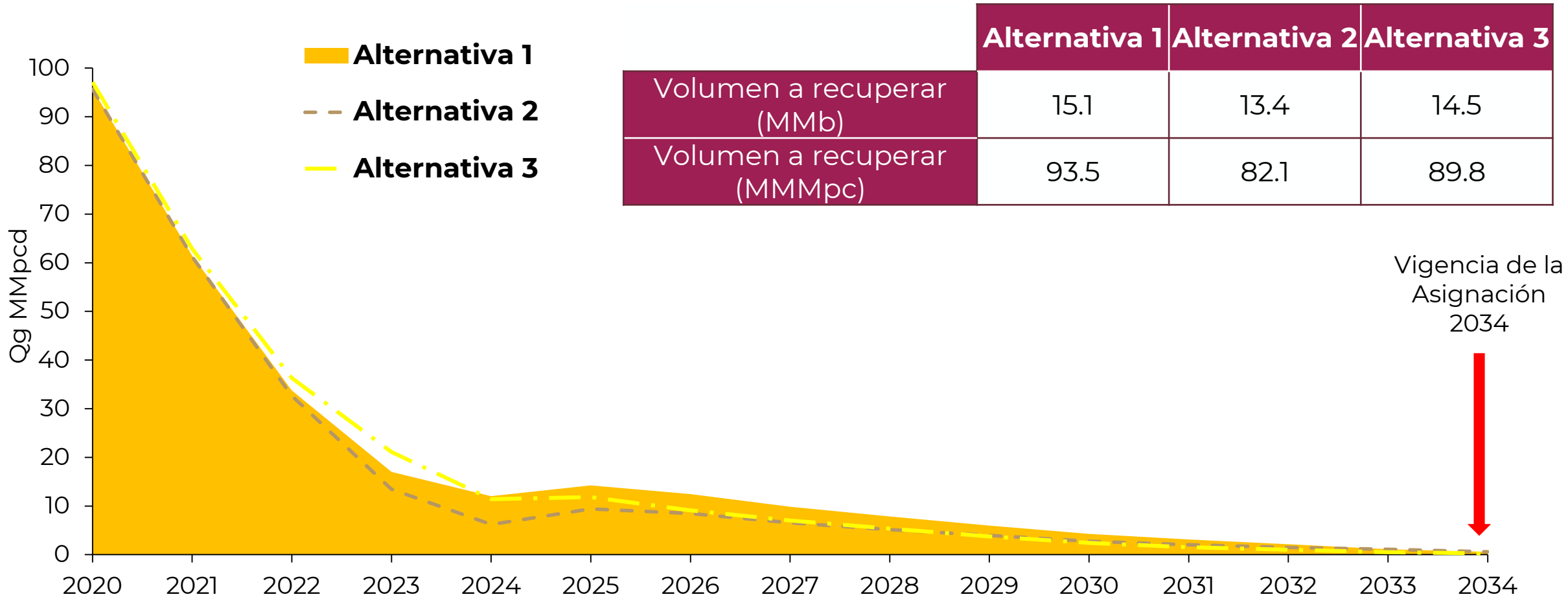


Comisión Nacional de Hidrocarburos

Área de Protección



# Producción de gas



- **Alternativa 1.** Contempla reparaciones mayores
- **Alternativa 2.** Contempla un pozo a perforar
- **Alternativa 3.** Contempla tres pozos a perforar



# Alcance del Plan de Desarrollo (Alternativa 1)



**Volumen a recuperar 2020-2034**  
**15.1 MMb**  
**93.5 MMMpc**



**Programa de Aprovechamiento de Gas Natural**

No le son aplicables las Disposiciones Técnicas



## Pozos

**0** Perforaciones  
**6** RMA's  
**36** RME's

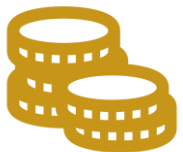


## Medición de hidrocarburos

Se proponen los puntos de medición

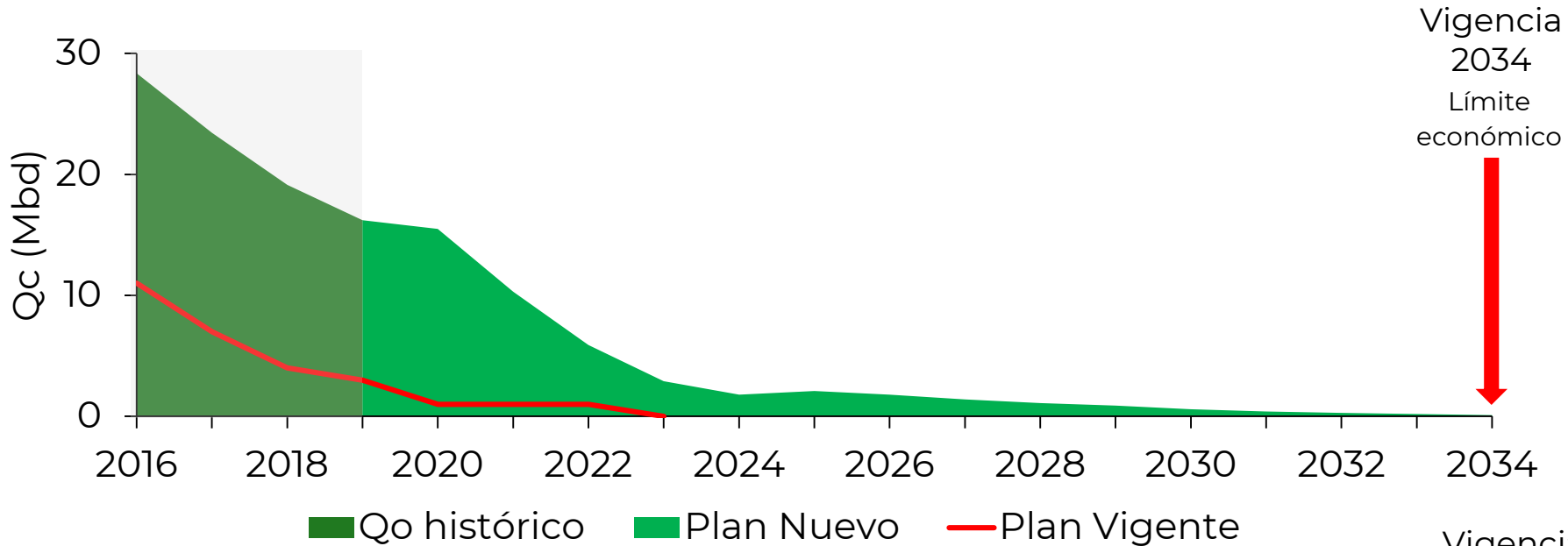
## Costo Total

**280.15** (millones de dólares)

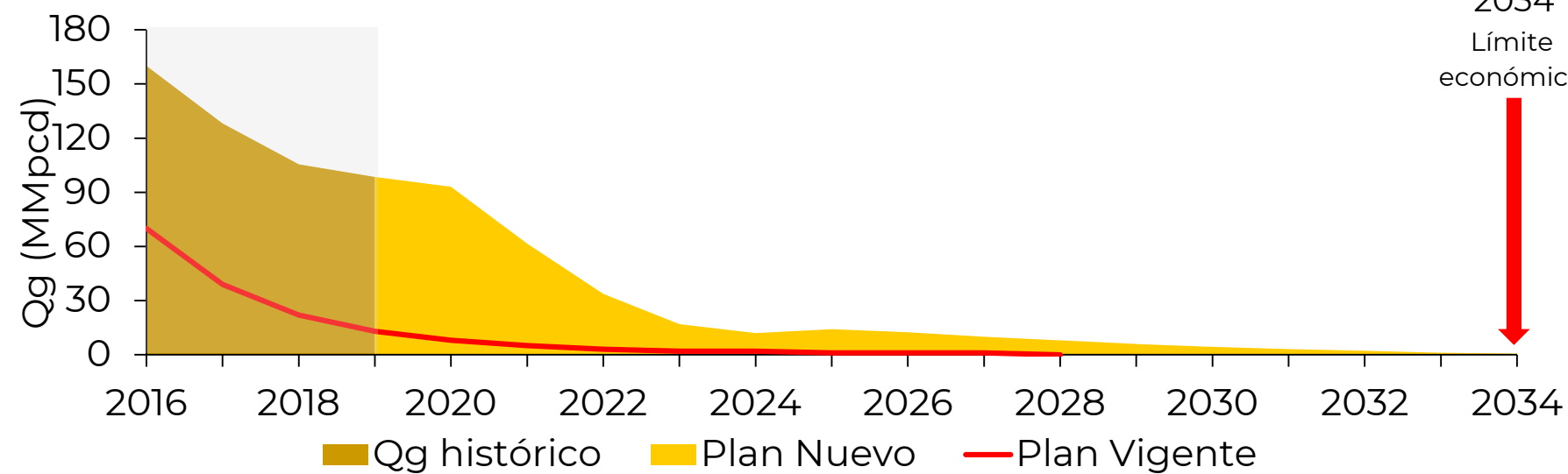


**117.77** Inversión  
**155.36** Gasto de operación  
**7.02** Otros egresos

# Comparación de Plan vigente vs modificación propuesta



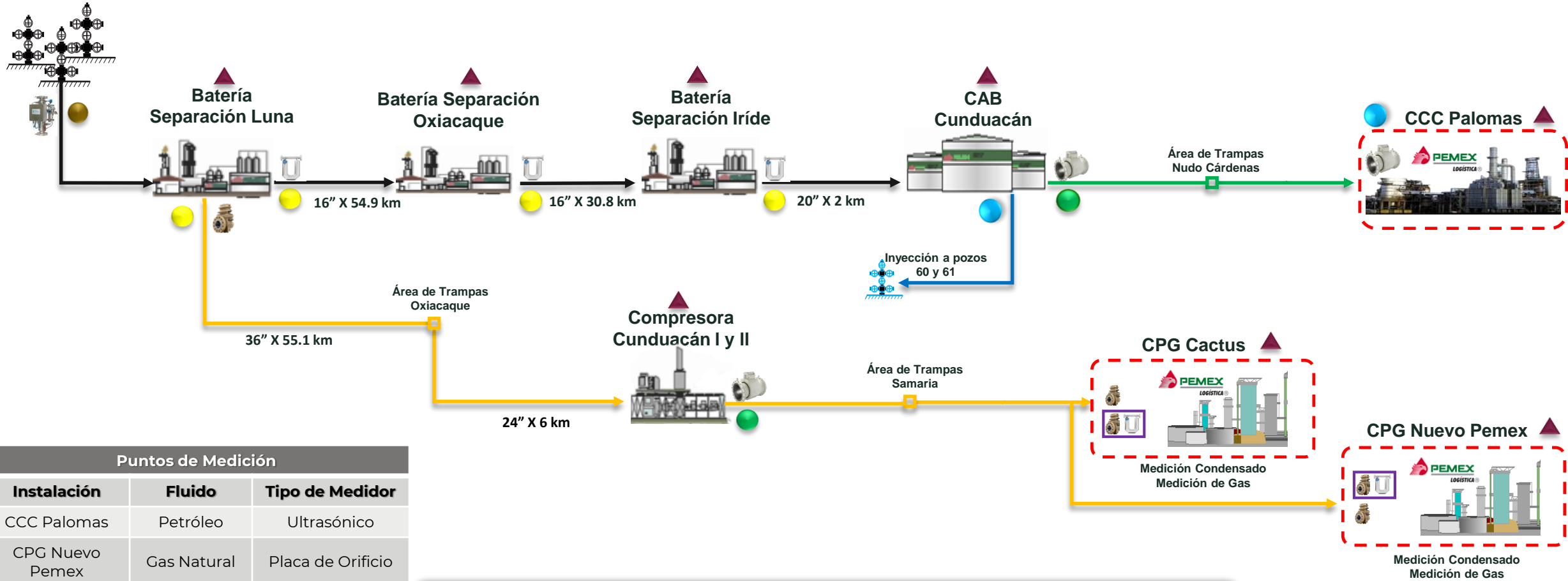
Volumen total a recuperar MMb	
Plan vigente 2029 (V):	16.1
Real 2015-2019 (R):	37.9
Diferencia:	+21.8
PDEM 2034:	15.1



Volumen total a recuperar MMMpc	
Plan vigente 2029 (V):	97.1
Real 2015-2019 (R):	217.1
Diferencia:	+120
PDEM 2034:	93.5

# Medición de hidrocarburos de la Asignación

Campo Tizón



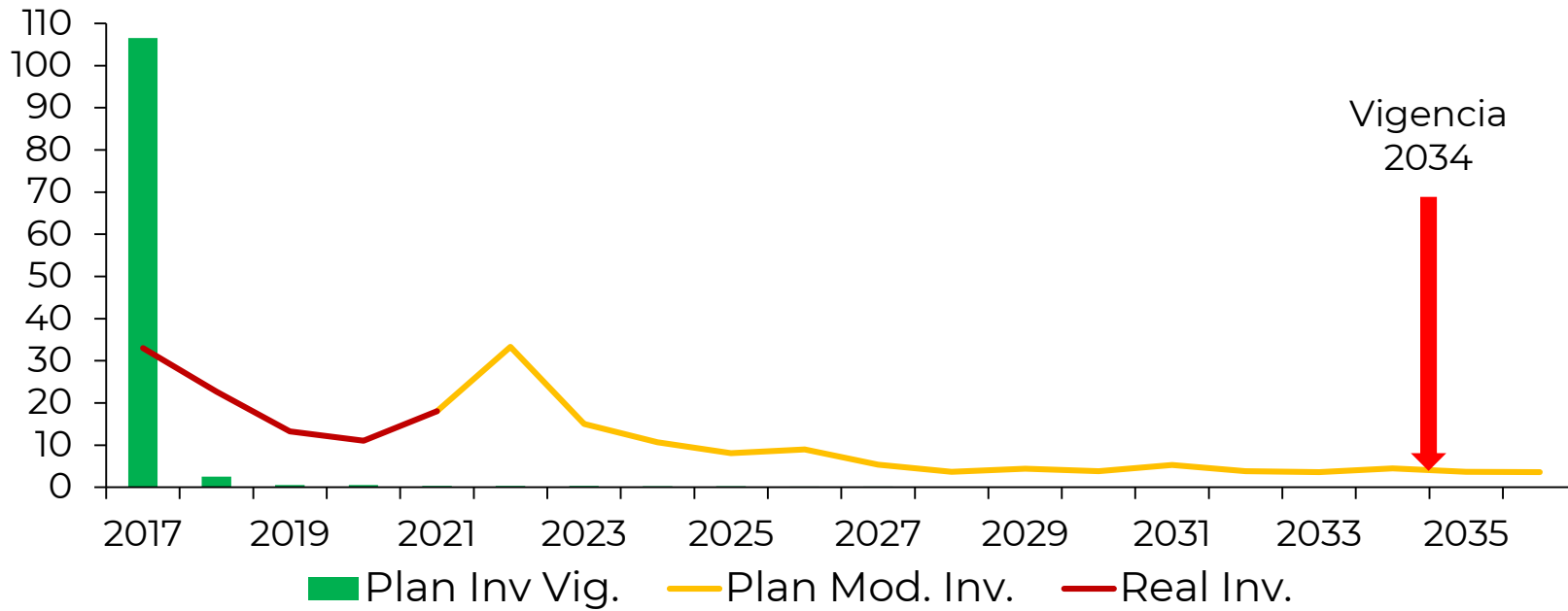
Puntos de Medición

Instalación	Fluido	Tipo de Medidor
CCC Palomas	Petróleo	Ultrasónico
CPG Nuevo Pemex	Gas Natural	Placa de Orificio
CPG Cactus	Gas Natural	Placa de Orificio
CPG Nuevo Pemex	Condensado	Placa de Orificio y Coriolis
CPG Cactus	Condensado	Placa de Orificio y Coriolis

**Simbología**

- Medición Operacional
- Medición Referencia
- Medición Transferencia
- Medición de Agua
- Punto de Medición
- Llegada otras corrientes
- Multifásico
- Placa de orificio
- Ultrasónico
- Coriolis
- Mezcla
- Petróleo
- Gas
- Agua congénita

# Comparación de Plan vigente vs modificado propuesta



Inversión a 2020 (MMUSD)	
Plan vigente 2029 (V):	112.6
Real 2015-2019 (R):	98
Diferencia V-R:	14.57
PDEM 2034:	117.9

Descripción	a	b	c	d
	Plan vigente	Real 2015-2019	Propuesta MPDE	Dif. [(a-b) + c]
Perforación de pozos (No.)	3	3	0	0
Terminaciones (No.)	3	3	0	0
RMA (No.)	0	3	6	3
RME (No.)	0	1	36	35
Ductos	0	0	0	0
Plataformas	0	0	0	0

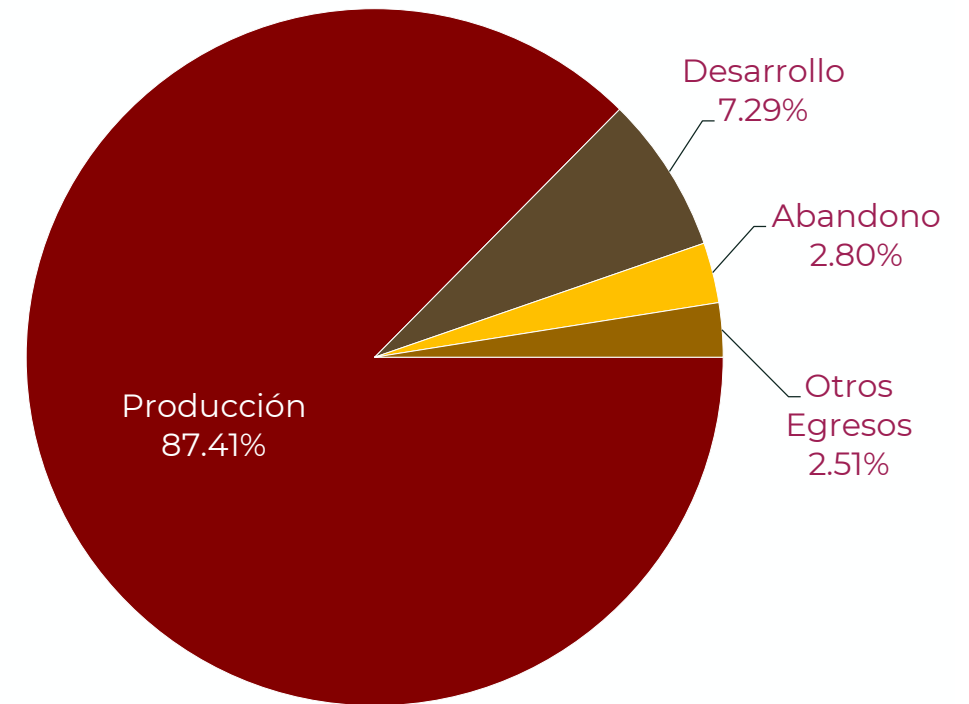


Comisión Nacional de Hidrocarburos

Área de Protección

# Costo Total

Actividad	Sub-Actividad	Total (MMUSD)
<b>Desarrollo</b>	Perforación de Pozos <sup>/a</sup>	\$20.42
<b>Producción</b>	Construcción Instalaciones	\$3.08
	Ductos	\$2.39
	General <sup>/b</sup>	\$205.10
	Intervención de Pozos	\$23.08
	Operación de Instalaciones de Producción	\$0.10
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$11.13
<b>Abandono</b>	Desmantelamiento de Instalaciones	\$7.83
<b>Programa de Inversiones (Inversión y Gasto Operativo)</b>		<b>\$273.13</b>
<b>Otros Egresos <sup>/c</sup></b>		<b>\$7.02</b>
<b>Costo Total</b>		<b>\$280.15</b>



**Costo Total**  
**\$280.15 MMUSD**

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

- a. Monto correspondiente a un saldo pendiente de la perforación y terminación del pozo Tizón-238. Lo anterior, a decir del Asignatario, debido a las políticas de pago que maneja, que en algunos casos puede llegar a ser de hasta 180 días para cada contrato.
- b. Incluye, entre otros, gastos administrativos, mano de obra, materiales, servicios generales y compras de gas.
- c. Monto que el Operador refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera de Tizón.

# Recomendaciones

## Fluidos de los yacimientos

Adquirir muestras representativas de los fluidos de los yacimientos del Cretácico para su correcta clasificación, realizar estudios PVT y reinterpretar otros existentes para ajustar los modelos composicionales.

## Caracterización de los yacimientos

Adquirir información dinámica para evaluar las formaciones productoras y desarrollar estudios integrales que permitan actualizar las conceptualizaciones a nivel sectorial y de pozo en los yacimientos.

## Volúmenes del yacimiento

Conforme se obtengan resultados de las actividades de producción, se deberán actualizar los volúmenes originales y de reservas que se estiman para el yacimiento KM Bloque II.

## Seguimiento, monitoreo y control de agua

Toma de información y monitoreo de la producción de agua para implementar un programa continuo de control de agua, que permita tomar **acciones oportunas para evitar la irrupción abrupta** en los pozos del campo Tizón y adaptar el ritmo de extracción para maximizar la recuperación.

# Cumplimiento de la normatividad aplicable

## Cumplimiento de la Ley de Hidrocarburos (LH)

- Artículo 44, fracción II

## Cumplimiento de la Ley de 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 21 al 26, Del procedimiento de modificación del Plan.
- Artículo 58 y 59, De las características de la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción.
- Artículo 62, De la modificación 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

- No aplican



# Resultado del dictamen

Derivado del análisis presentado, se propone el dictamen Técnico en **sentido favorable** con respecto a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la **Asignación A-0340-M-Campo Tizón**, 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)

