



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

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

Asignación A-0269-M-Campo Perdiz Pemex Exploración y Producción

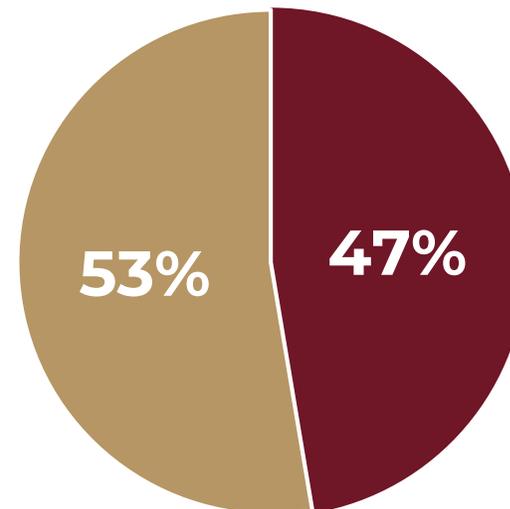
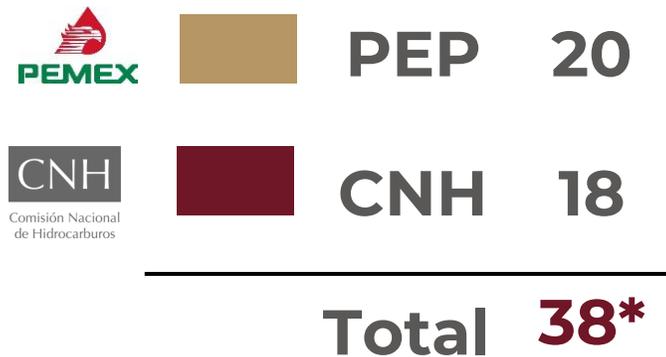
Marzo 2020



Relación Cronológica



Duración total del proceso Días hábiles (38 dh)

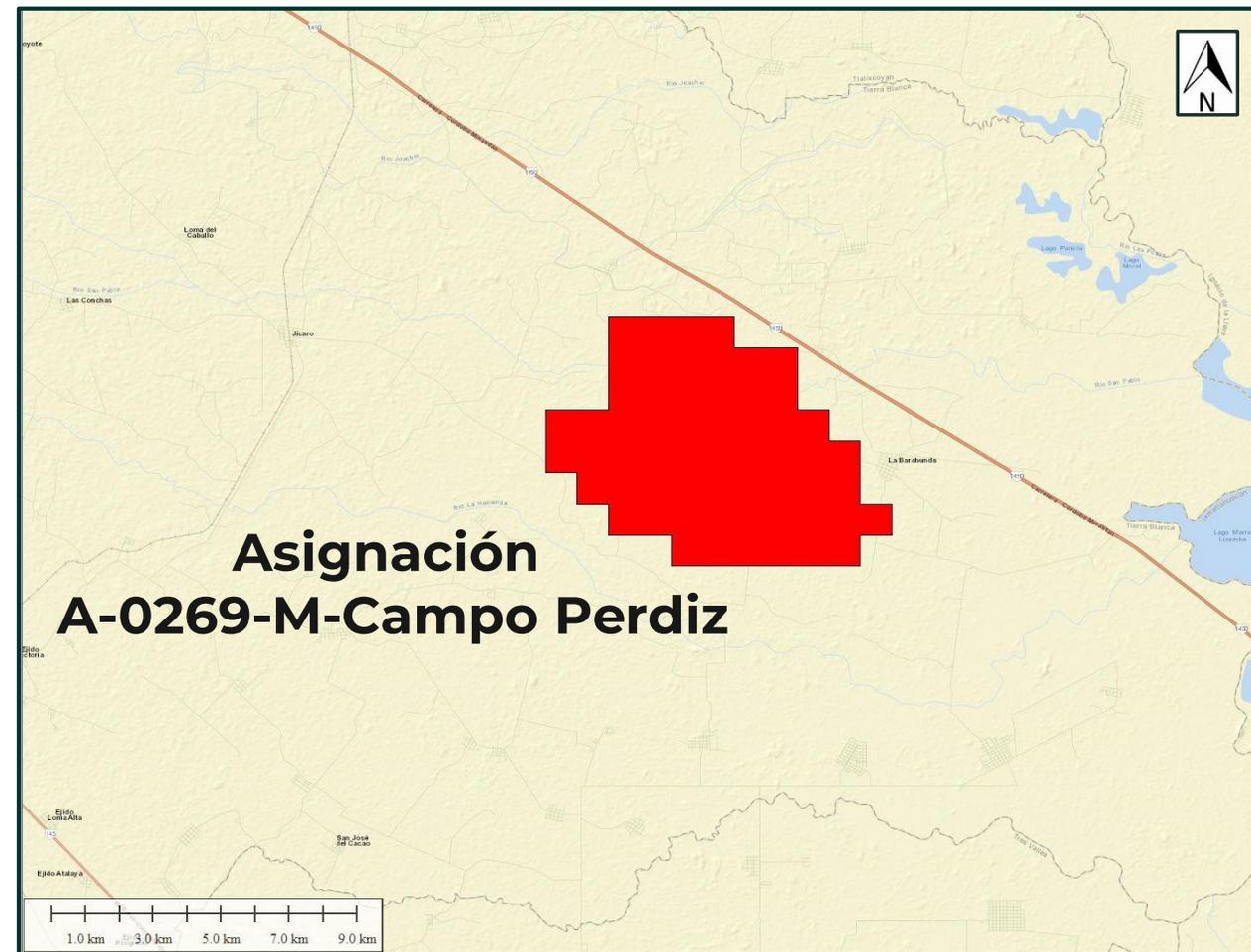


*No considera los 10 dh de atención a prevenciones del Operador

Generalidades de la Asignación

Características	A-0269-M-Campo Perdiz
Área (km ²)	47.728
Ubicación	22 km al NW de Tierra Blanca, Veracruz
Fecha de emisión	13 de agosto de 2014
Vigencia	20 años
Tipo	Extracción
Profundidad media (mvnm)	2,870
Pozos perforados	30 ^(a)
Yacimientos	Plioceno Inferior Mioceno Medio Eoceno Superior-Medio-Inferior
Tipo de fluido (°API)	Aceite negro (13.9 - 22.3)
A nivel Nacional	102°- en producción

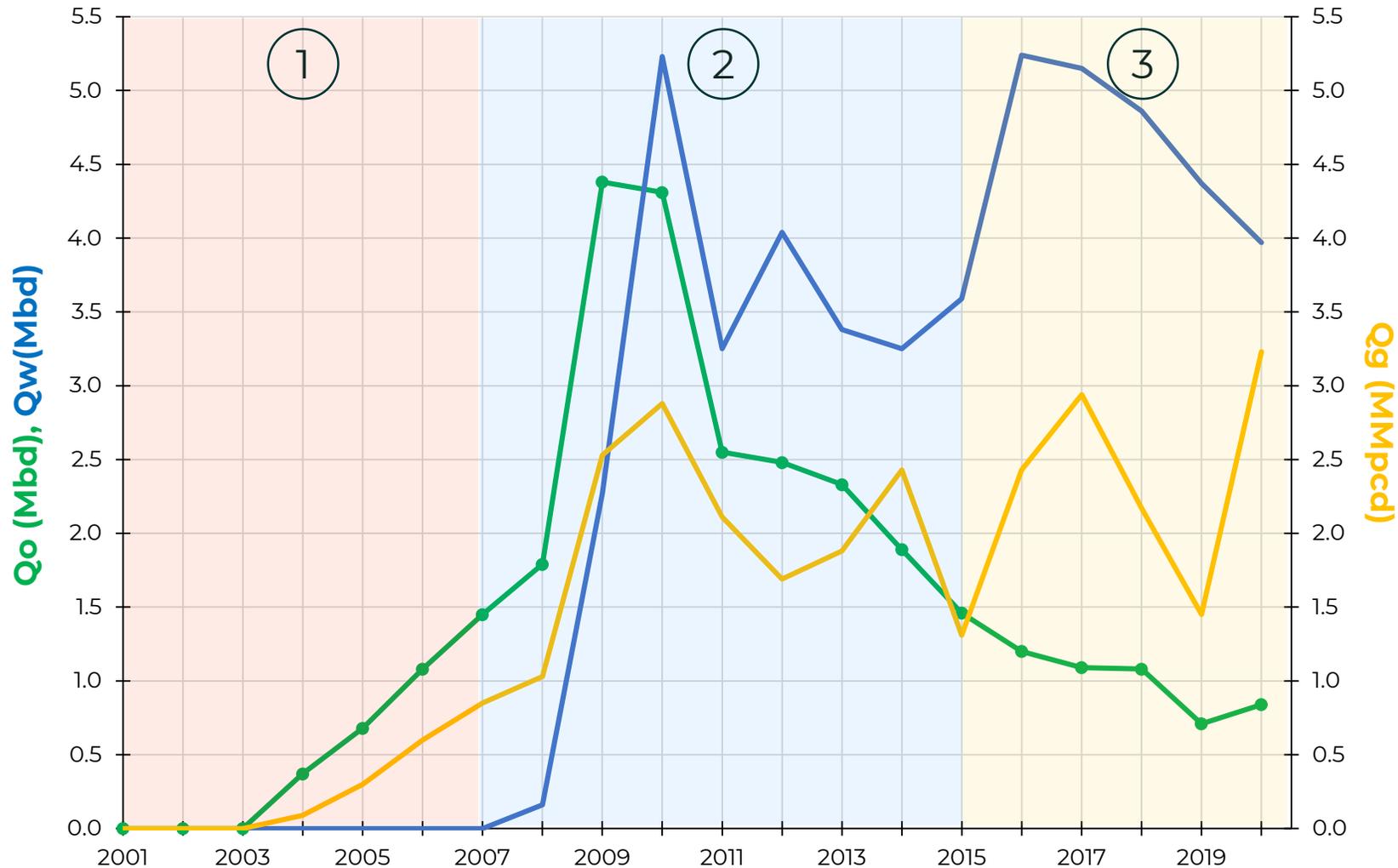
(a) 1 pozo corresponde al Campo Aral (Aral 24), 6 exploratorios y 23 de desarrollo de Perdiz



Fuente: CNH

Etapas de desarrollo del Campo

A-0269-M-Campo Perdiz



● **Etapa 1:** Descubrimiento del Campo en 2001. Inicio el desarrollo en 2004 en el yacimiento Em_20 con 10 pozos.

● **Etapa 2:** En 2007 inició el desarrollo del yacimiento Em_3 y Em_50, en 2009 el MM-10 y en 2014 el yacimiento MM-55. Incrementó el corte de agua.

● **Etapa 3:** Inicia la operación de sistemas artificiales con bombeo mecánico (BM) e inyección de químicos a pozos. Actualmente 3 operan con BM.

Justificación de la modificación del Plan

Variaciones del Plan

● Número de pozos a perforar.

● Volumen de hidrocarburos a producir en un año.

Justificación

● Perforación de 3 pozos menos.

● Pozos con alto corte de agua .
Disminución de la reserva y del factor de recuperación.

Alternativas de Desarrollo

Características	Alternativa 1	Alternativa 2 Seleccionada
Pozos a perforar	0	3
Terminación de pozos	0	4
RMA's	6	9
RME's	92	123
Inversiones (MMUSD)	62.05	87.27
Gastos de operación (MMUSD)	6.35	12.10
Volumen a recuperar (MMb)	1.69	3.41
Volumen a recuperar (MMMpc)	3.13	4.22
VPN AI (MMUSD)	39.02	83.80
VPN DI (MMUSD)	-6.69	0.43
VPI (MMUSD)	43.11	66.45
VPN/VPI AI	0.91	1.26
VPN/VPI DI	-0.16	0.01

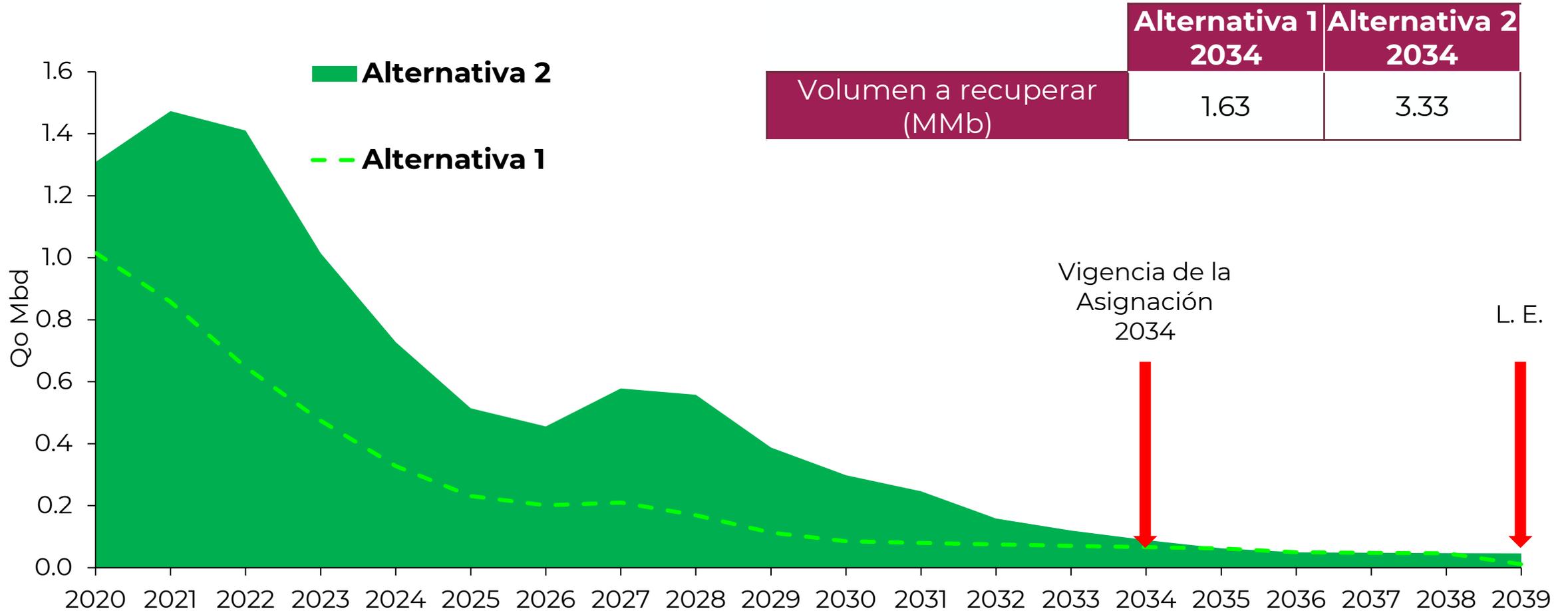
Alternativa 1

- ✓ Sin perforaciones.
- ✓ Menor actividad física.
- ✓ Menor volumen a recuperar.
- ✓ VPN / VPI DI negativo.

Alternativa 2

- ✓ 3 perforaciones más que la alternativa 1.
- ✓ Mayor inversión
- ✓ Mayor volumen a recuperar que la alternativa 1
- ✓ VPN / VPI DI positivo

Producción de aceite



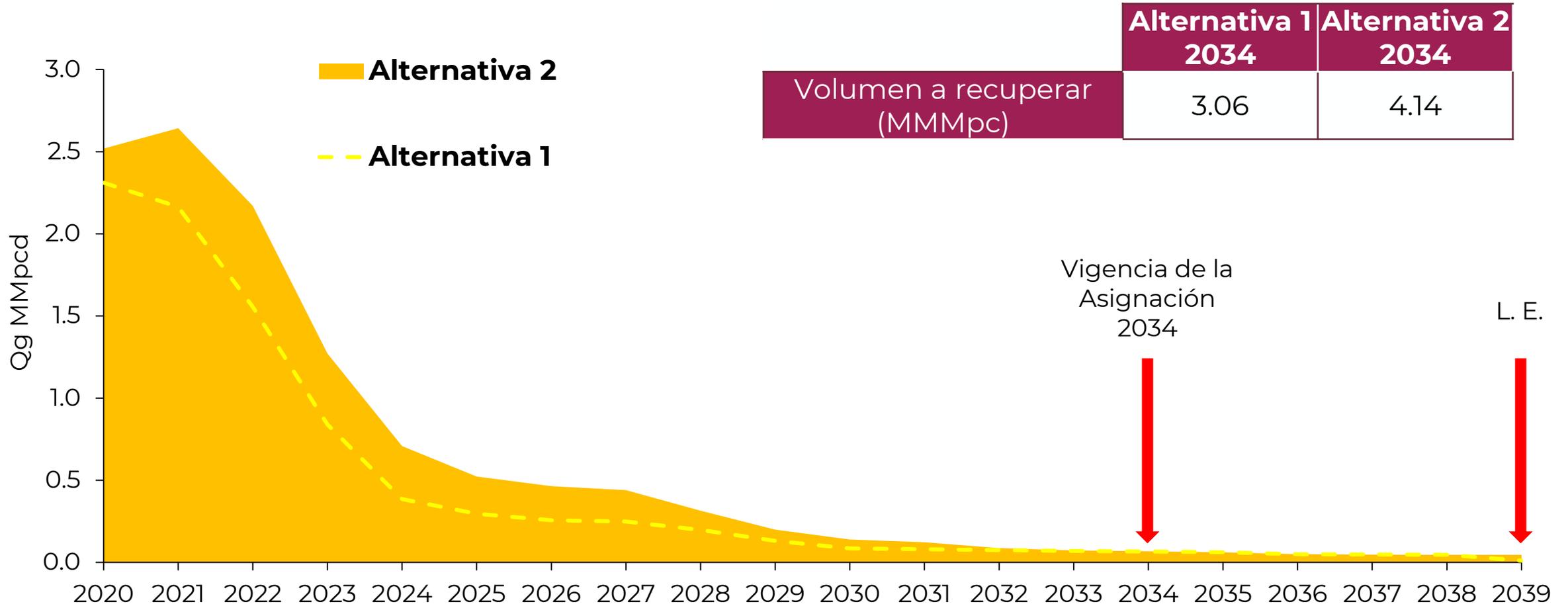
- **Alternativa 1.** Considera realizar 6 RMA y 92 RME.
- **Alternativa 2.** Considera perforar 3 pozos, 9 RMA y 123 RME.



Comisión Nacional de Hidrocarburos

Área de Protección

Producción de Gas



- **Alternativa 1.** Considera realizar 6 RMA y 92 RME.
- **Alternativa 2.** Considera perforar 3 pozos, 9 RMA y 123 RME.



Comisión Nacional de Hidrocarburos

Área de Protección

Alcance del Plan de Desarrollo (Alternativa 2)



Volumen a recuperar 2020-2034
3.33 MMb
4.14 MMMpc



Programa de Aprovechamiento de Gas Natural

No sufre modificación y sigue vigente Resolución CNH.E.37.002/18



Pozos 2020-2034

3 Perforaciones
9 RMA
118 RME
25 Taponamientos



Medición de hidrocarburos

No sufre modificación y sigue vigente Resolución CNH.E.38.009/17

Costo Total 2020-2034

90.65 (millones de dólares)

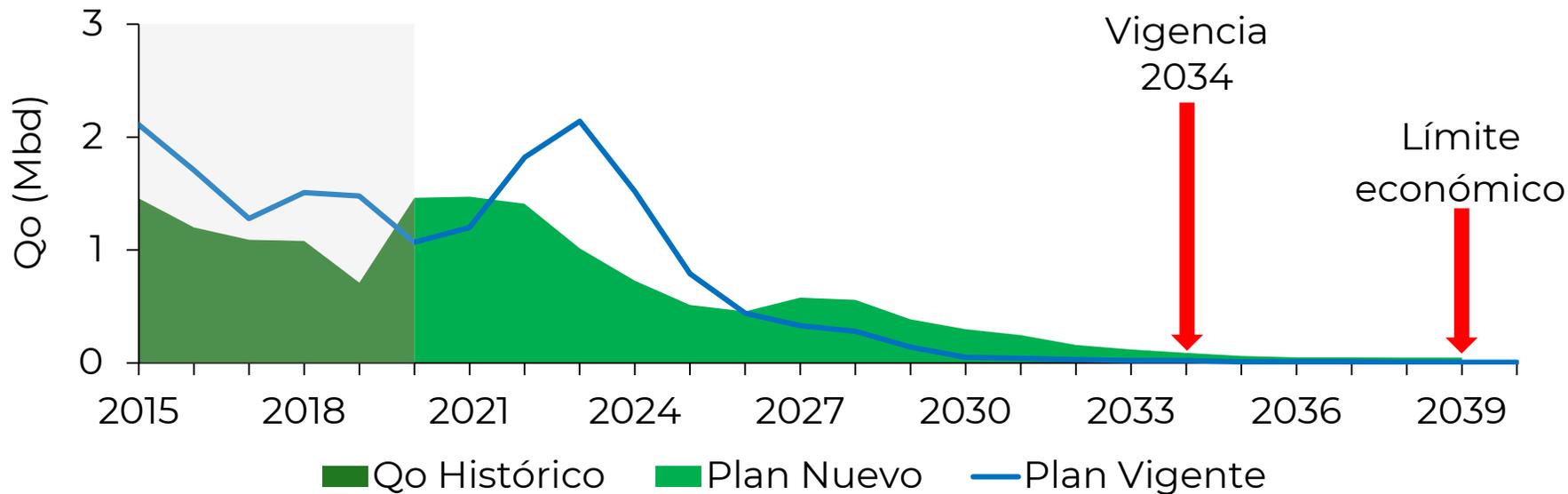


77.67 Inversión
11.85 Gasto de operación
1.13 Otros egresos

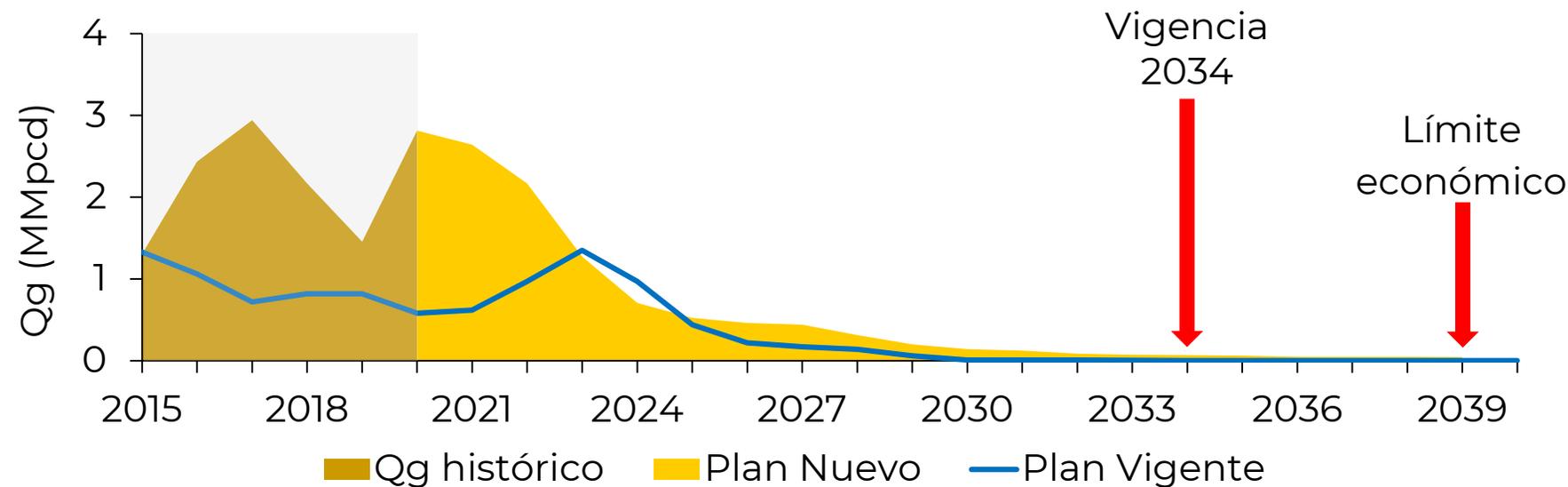
CNH

Comisión Nacional de Hidrocarburos

Comparación de Plan vigente vs modificación propuesta

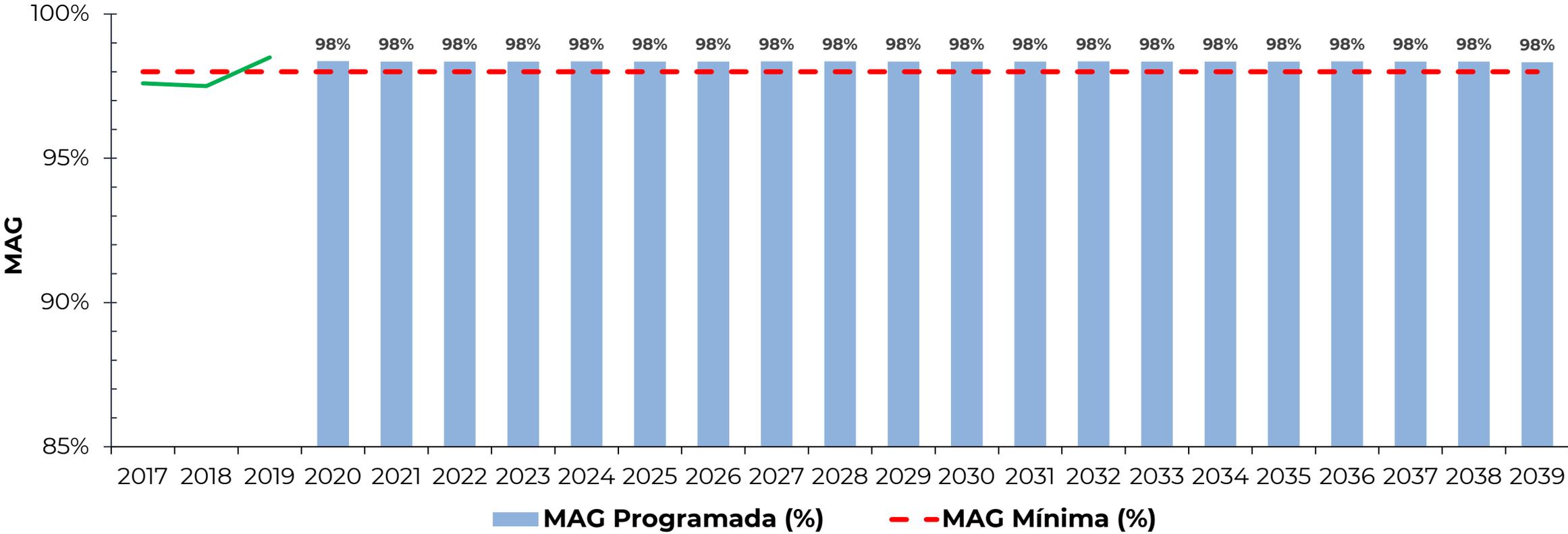


Volumen total a recuperar MMb	
Plan vigente 2040 (V):	6.58
Real 15-20 (R):	2.00
Diferencia R-V:	-4.58
PDEM 2039:	3.41



Volumen total a recuperar MMMpc	
Plan vigente 2040 (V):	3.76
Real 15-20 (R):	3.69
Diferencia R-V:	-0.07
PDEM 2039:	4.22

Programa de aprovechamiento de gas

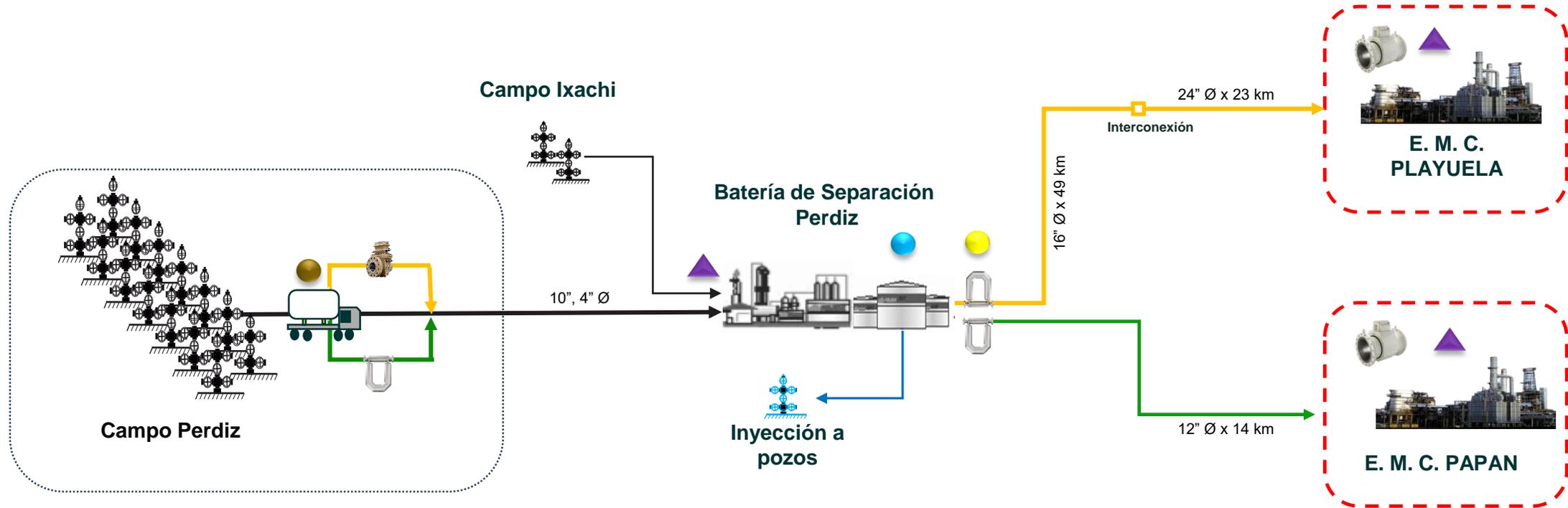


El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado fue analizado por esta Comisión y se concluye que la solicitud **no considera actualización**, por lo tanto se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión.



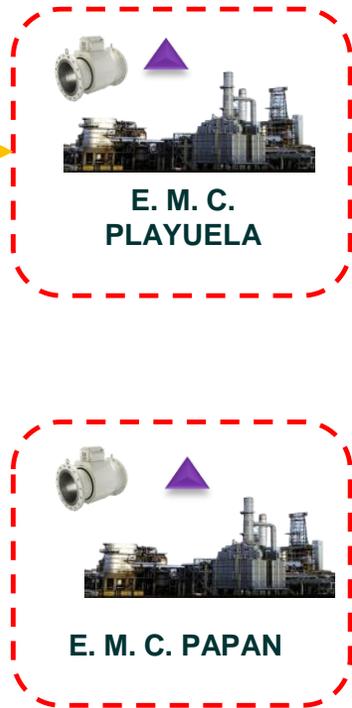
Comisión Nacional de Hidrocarburos

Medición de Hidrocarburos del Campo Perdiz (2020-2039)

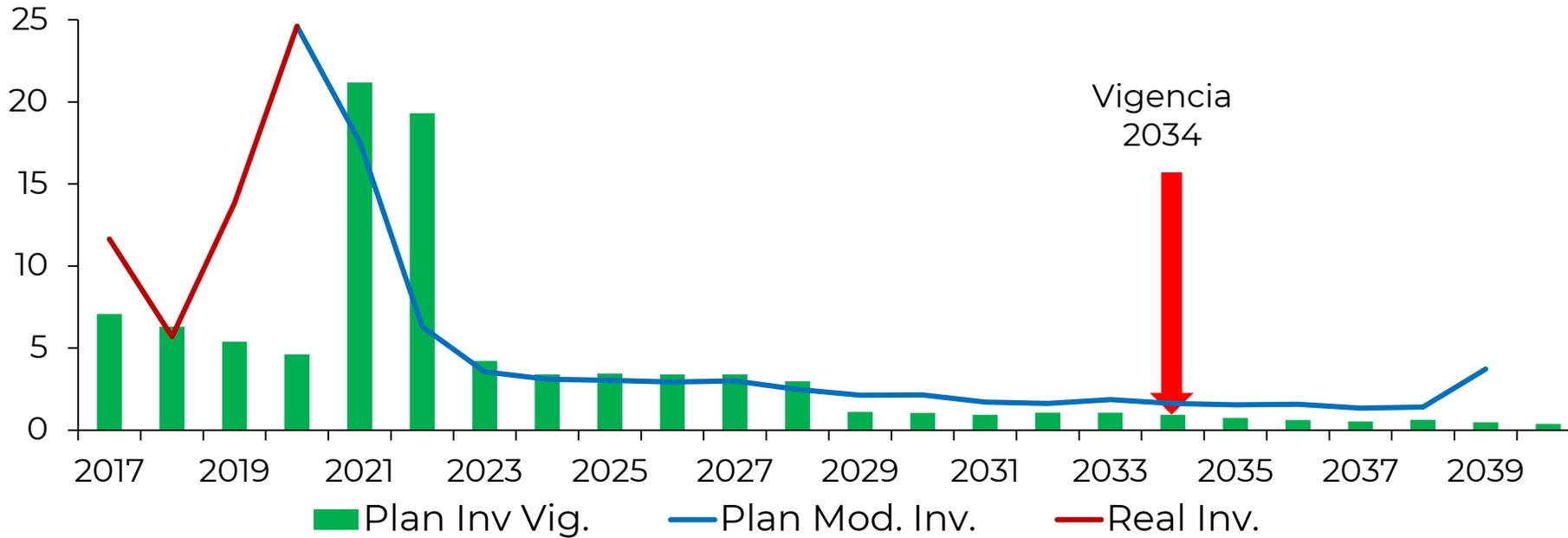


	Medición Operacional		Gas		Coriolis		Separador Móvil
	Medición Referencia		Agua congénita		Ultrasónico		
	Medición Agua		Mezcla		Placa de Orificio		
	Punto de Medición		Petróleo		Gas a quemador		
			Llegada otras corrientes				

Instalación	Fluido	Tipo de Medidor
EMC Papan	Petróleo	Ultrasónico
EMC Playuela	Gas	Ultrasónico



Comparación de Plan vigente vs modificado propuesta



Inversión a 2019 (MMUSD)	
Plan vigente 2040 (V):	111.5
Real 15-20 (R):	44.0
Diferencia V-R:	67.5
PDEM 2039:	87.3

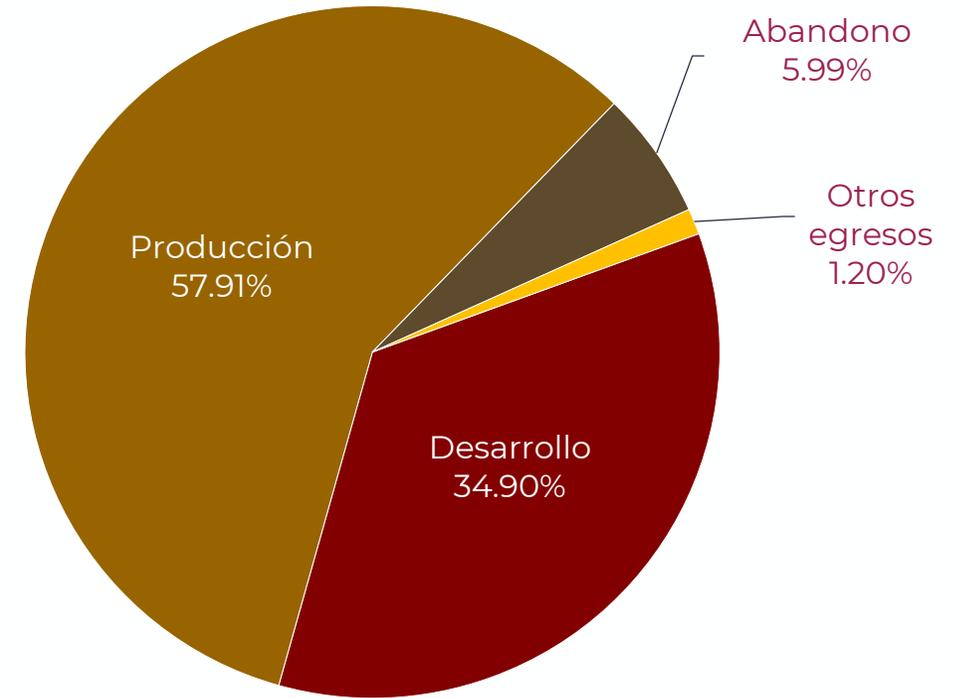
Descripción	Plan vigente	a		
		Real 2015 – Mar/20	Propuesta MPDE	Dif. [(b-a) - c]
Perforación de pozos (No.)	8	2 ^(a)	3	-3
Terminaciones (No.)	8	1 ^(b)	4	-3
RMA (No.)	8	6	9	+7
RME (No.)		80	123	+43
Ductos	1	0	2	+1
Plataformas / Peras	0	0	0	0

(a) Perdiz 41 y Perdiz 580

(b) Perdiz 41

Costo Total

Actividad	Sub-Actividad	Total (MMUSD)
Desarrollo	Construcción Instalaciones	\$4.73
	General ^{/a}	\$3.98
	Perforación de Pozos ^{/b}	\$24.17
Producción	Construcción Instalaciones	\$1.35
	Ductos	\$4.70
	General ^{/a}	\$12.75
	Ingeniería de Yacimientos	\$1.07
	Intervención de Pozos	\$14.11
	Operación de Instalaciones de Producción	\$19.34
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$1.23
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$3.82
	Otras Ingenierías	\$0.47
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$1.36
Programa de Inversiones (Inversión y Gasto Operativo)		\$93.07
Otros Egresos ^{/c}		\$1.13
Costo Total		\$94.20



Costo Total
\$94.20 MMUSD

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

- a. Incluye, entre otros, gastos administrativos, mano de obra, materiales y servicios generales.
- b. Incluye 15.78 MMUSD asociados a la perforación de los pozos propuestos en la modificación del Plan de Desarrollo y 8.39 MMUSD correspondientes a un saldo pendiente de la perforación y terminación del pozo Perdiz-41 (4.73 MMUSD) y de la perforación del pozo Perdiz-580 (3.66 MMUSD). 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.
- c. Monto que el Operador refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera de Perdiz.

Recomendaciones

Simulación de yacimientos

La información adquirida de los nuevos pozos, permitirá actualizar el modelo estático y dinámico de los yacimientos para disminuir la incertidumbre de las reservas **a recuperar del escenario de extracción propuesto**, optimizando la estrategia de extracción del campo.

Seguimiento y monitoreo

Seguimiento continuo a toma de información y producción de agua para implementar **acciones oportunas que eviten la irrupción abrupta** en los nuevos pozos del campo e identificar los **contactos agua-aceite** de los yacimientos.

Productividad de Pozos

Determinar el **diámetro de estrangulador óptimo** en los nuevos pozos para evitar conificación de agua. Optimizar las condiciones de operación de las unidades de BM. A mediano plazo visualizar la diversificación de SAP.

Rentabilidad

Cumplimiento a los tiempos y costos de los pozos nuevos para garantizar la rentabilidad del proyecto.

Lecciones aprendidas

Tomar experiencias técnicas que se tienen del mismo campo y de **campos análogos** en este tipo de yacimientos de arenas, para evitar la irrupción de agua y rápida declinación de la producción en los pozos nuevos.

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 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

- Artículo 5
- Artículo 14, Fracciones II, III

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-0269-M-Campo Perdiz**, 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
hidrocarburos.gob.mx
rondasmexico.gob.mx

