



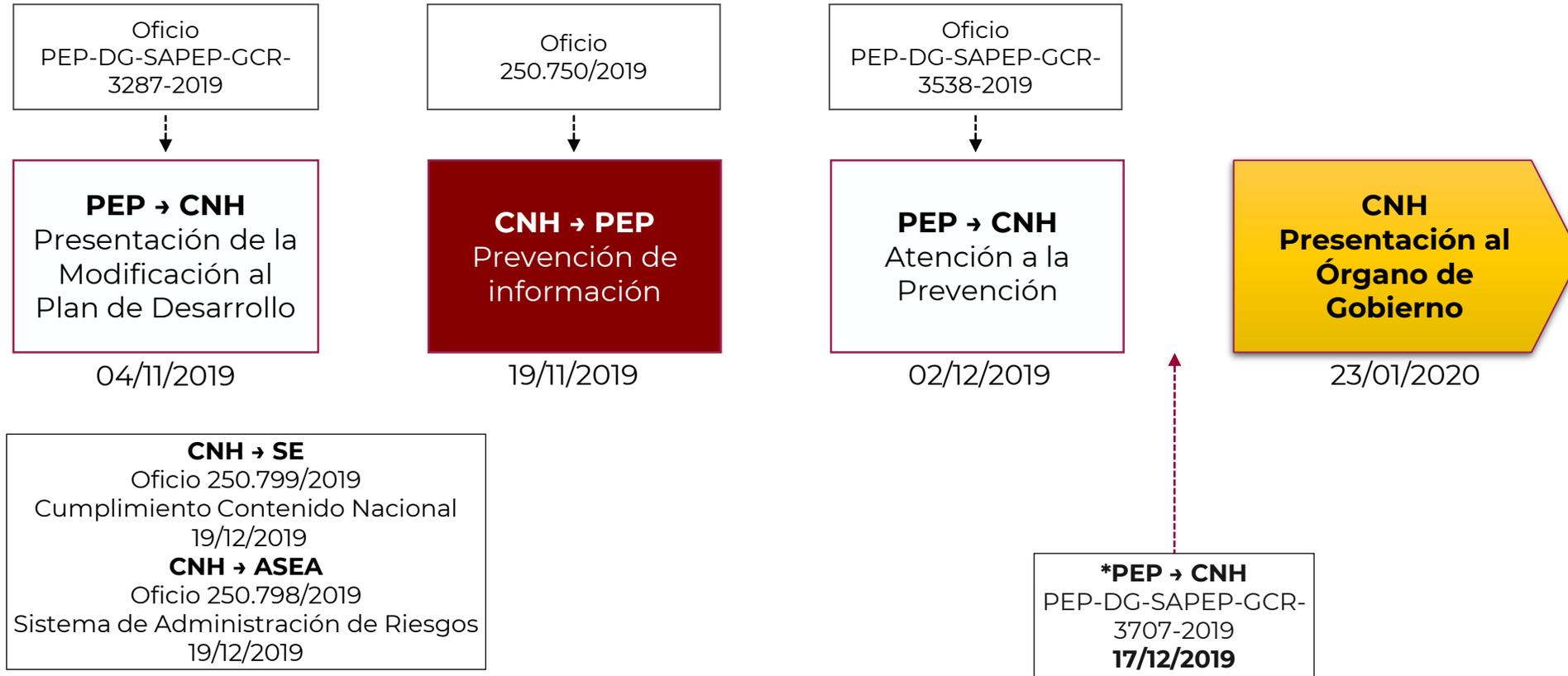
Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

# Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción

*A-0369-2M-Campo Xanab*  
**PEMEX Exploración y Producción**

Enero 2020

# Relación cronológica

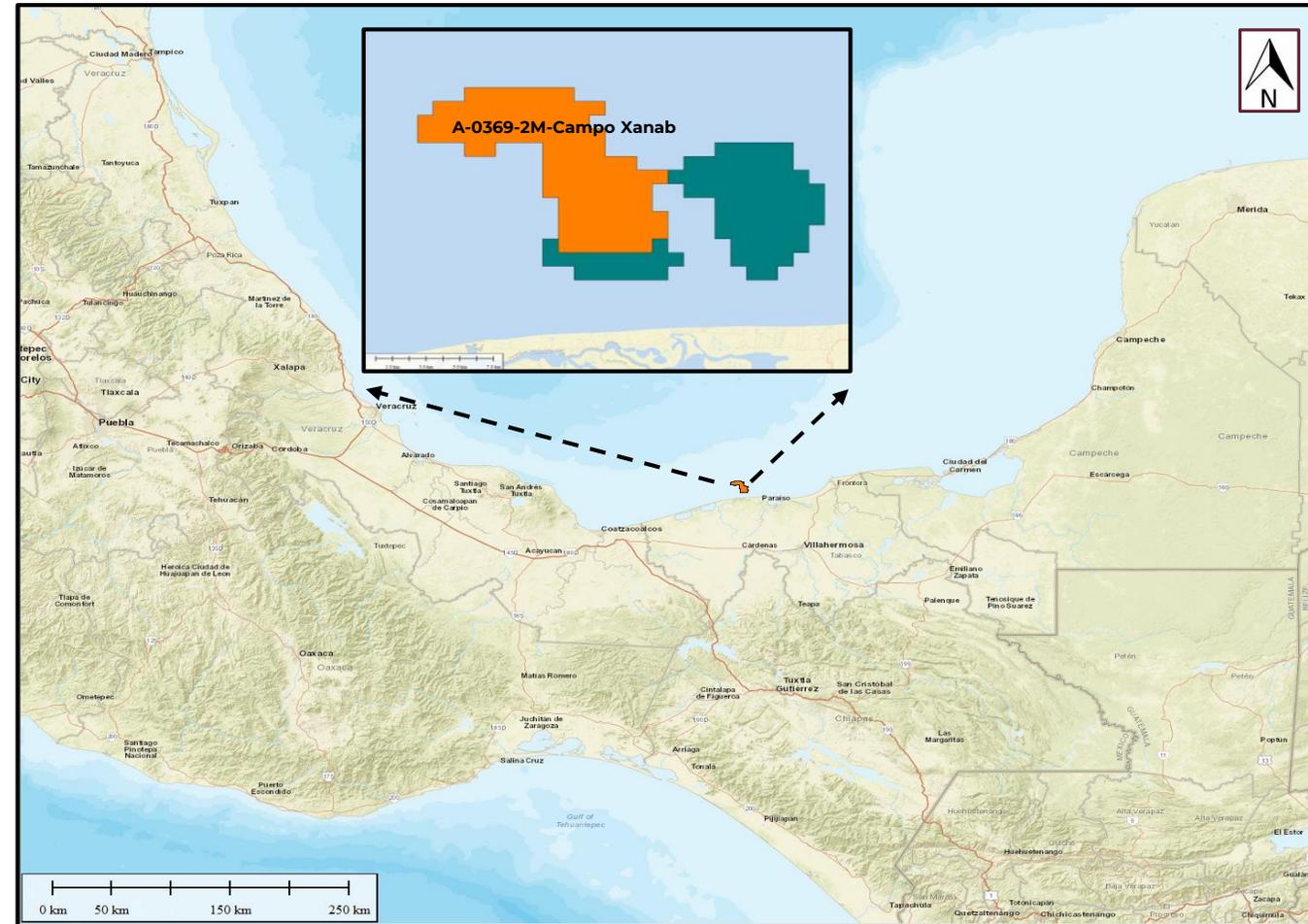


\* Alcance

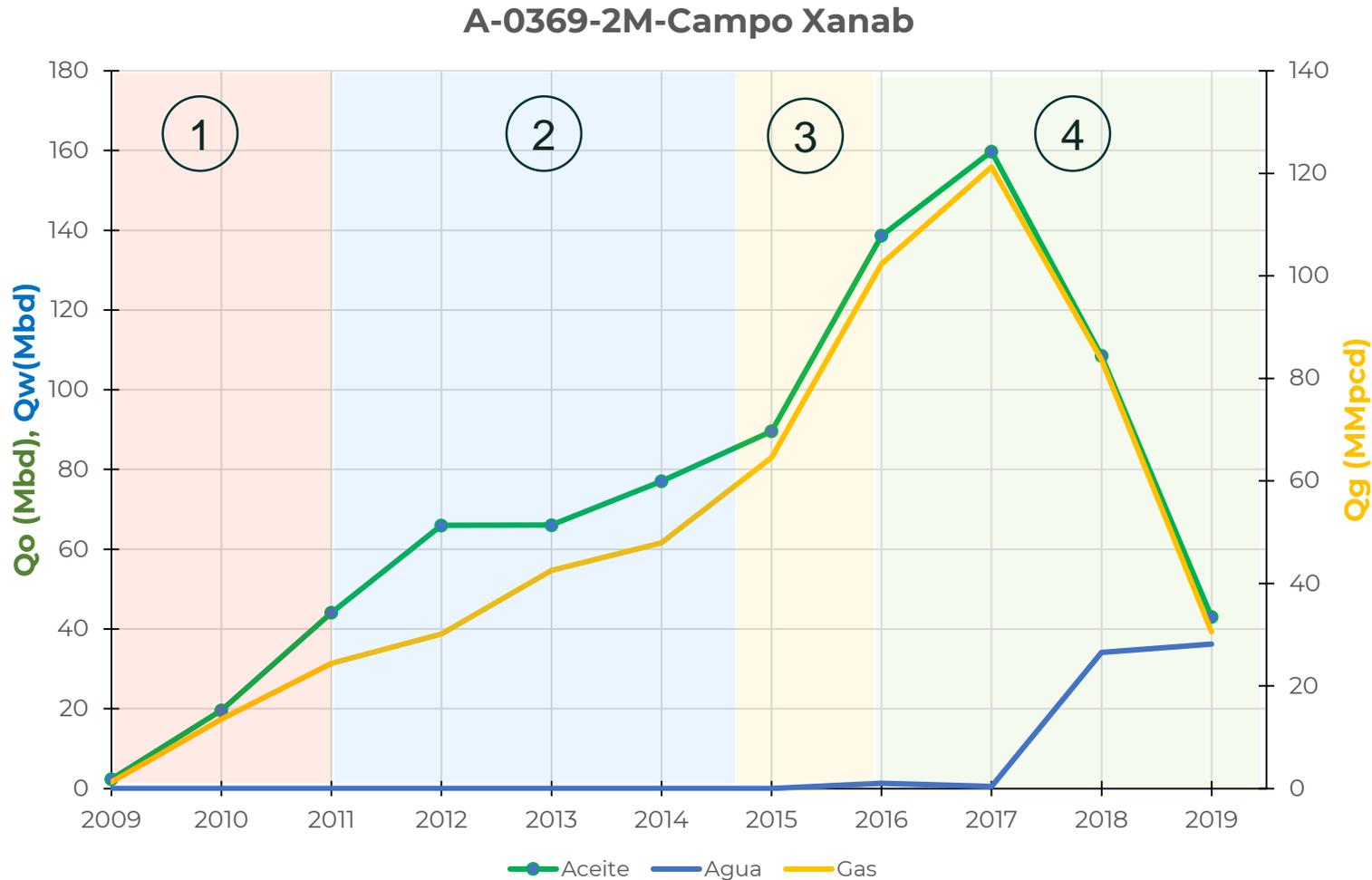
# Características generales de la Asignación

Características	A-0369-2M Campo Xanab
Operador Petrolero	Pemex Exploración y Producción
Área de la Asignación (km <sup>2</sup> )	76.3 km <sup>2</sup>
Fecha de emisión de la Asignación	13 de agosto de 2014
Vigencia	20 años a partir de la emisión de la Asignación
Tipo de Asignación	Extracción de hidrocarburos (Aguas Someras)
Yacimientos y/o campos	Cretácico Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK)
Colindancias	Al Este con la Asignación A-0373-M-Campo Yaxché y al Sur con AE-0006-7M-Amoca-Yaxché-04 Campo Mulach

Se localiza en aguas territoriales del Golfo de México frente a las costas del Estado de Tabasco, en un tirante de agua de 30 metros, a 24 km al NO de la Terminal Marítima Dos Bocas.



# Etapas de desarrollo del Campo Xanab (K y JSK)



**Etapa 1:** Inicio de la explotación del campo en el yacimiento JSK con dos pozos productores (Xanab-1DL y Xanab-31).

**Etapa 2:** Entrada en producción de 3 pozos más manteniendo una plataforma de producción de 66 Mbd.

**Etapa 3:** Continúa la explotación del yacimiento JSK con la entrada en producción de dos pozos más.

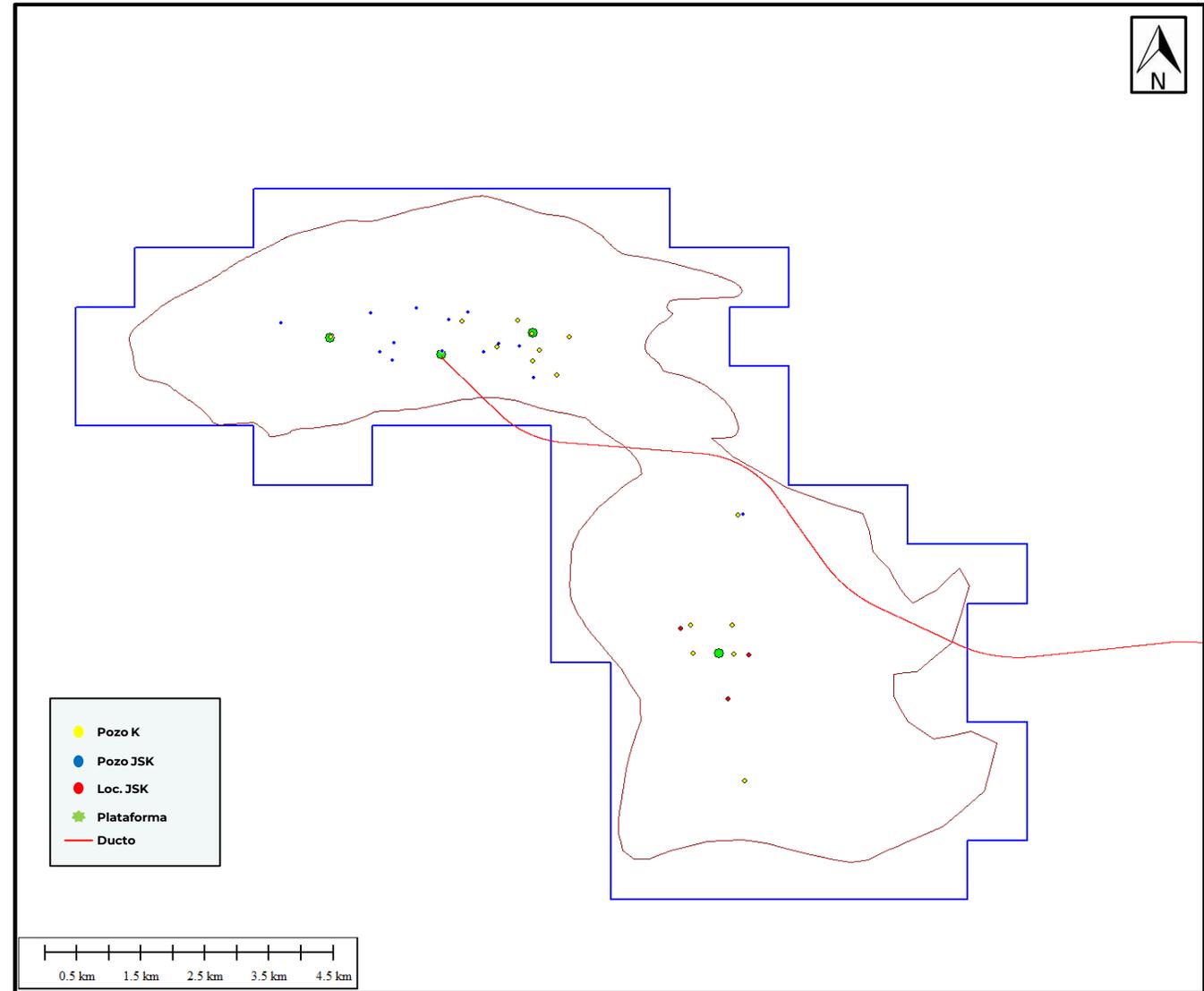
**Etapa 4:** Inicia la explotación del yacimiento Cretácico en 2016. Se tiene la producción máxima alcanzada de 160 Mbd. Inicia la declinación abrupta de la producción debido al alto corte de agua en los pozos de ambos yacimientos.

## Objetivo y alcance de la modificación al plan de desarrollo

Extraer las reservas remanentes de **59.75 MMb** de aceite y **39.36 MMMpc** de gas.

Mantenimiento de la producción base a través de **17 RME** e incorporar producción a través de **3 perforaciones de pozos** y **3 terminaciones**. Aunado a **27 taponamientos** y desmantelamiento.

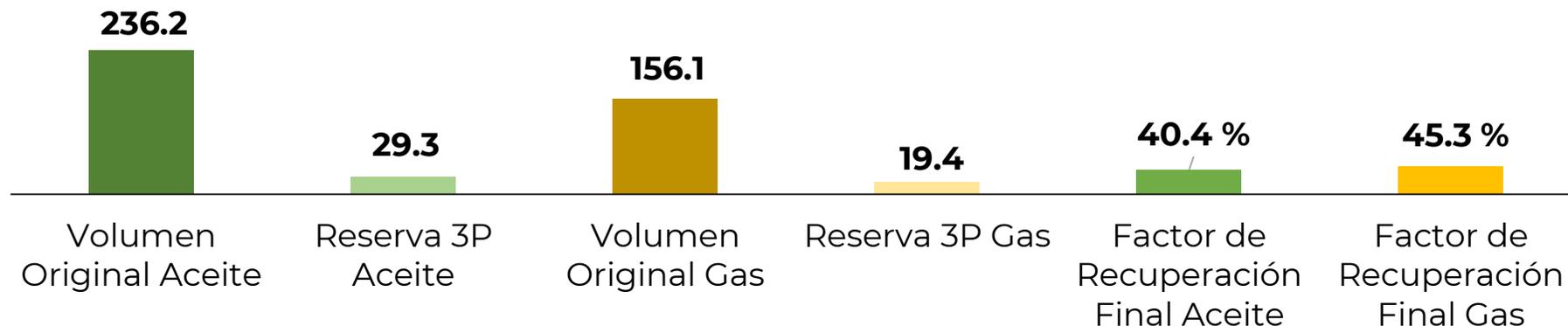
**Costo Total de 1,016 MMUSD.**  
**Inversión de 734 MMUSD**  
**Gasto de Operación de 246 MMUSD.**  
**Otros egresos de 36 MMUSD.**



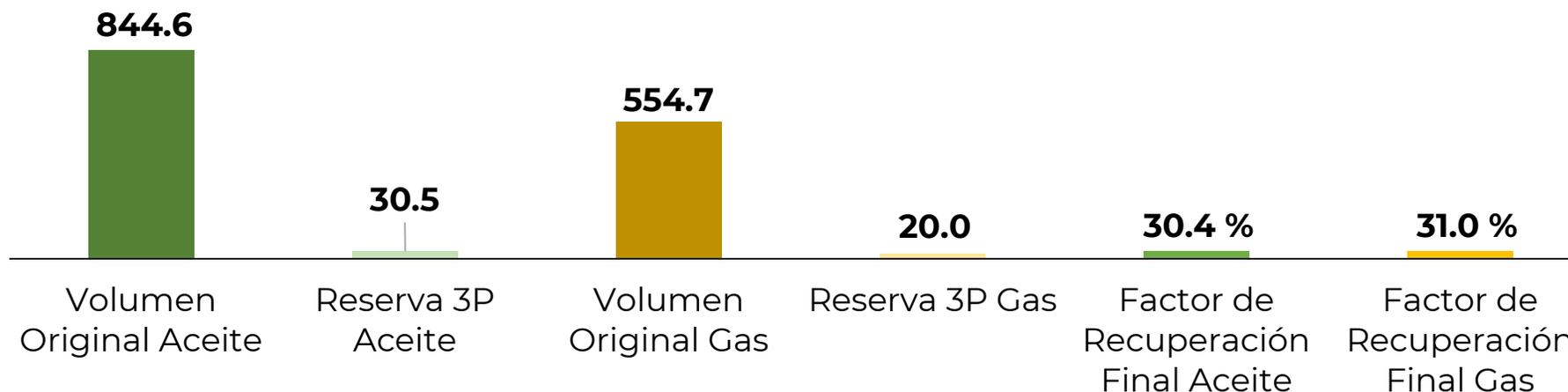
- **La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables**
- Programa de aprovechamiento del Gas Natural
- Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

# Volumen original y reservas cuantificadas de aceite (MMb) y gas (MMMpc)

## Cretácico (K)



## Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK)

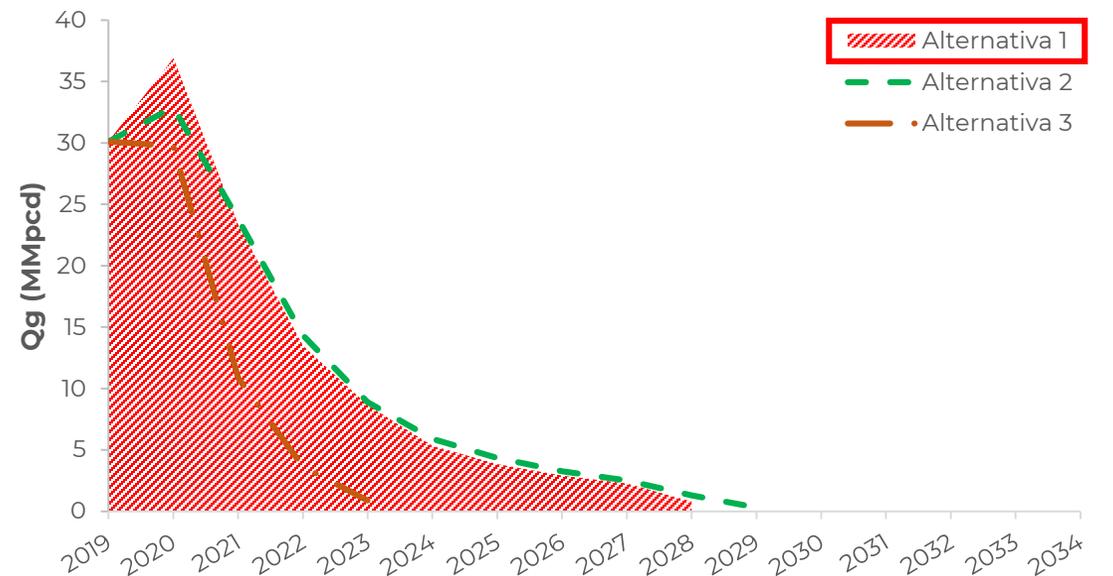
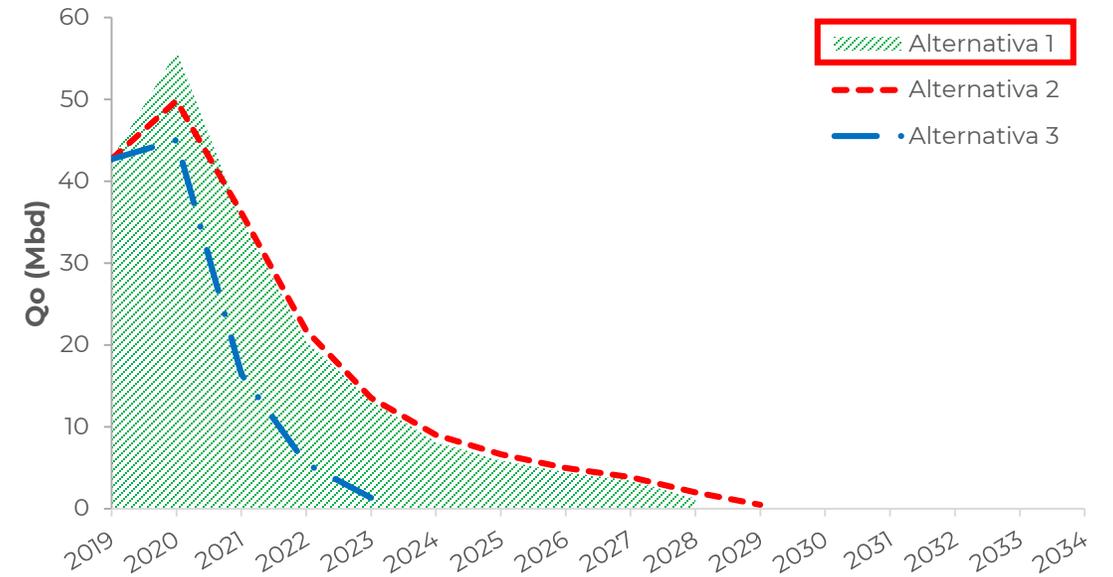


# Alternativas de desarrollo

Características	Alternativa 1 Seleccionada	Alternativa 2*	Alternativa 3**
Perforación de Pozos	3	4	1
RMA's	0	0	0
RME's	17	18	8
Volumen a recuperar (MMb)	59.75	59.75	30.57
Volumen a recuperar (MMMpc)	39.36	39.36	20.20
Inversiones (MMUSD)	733.6	802.1	495.9
Gastos de operación (MMUSD)	245.6	245.6	125.7
VPN AI (MMUSD)	2,842.0	2,748.3	1,515.6
VPN DI (MMUSD)	1,200.7	1,129.6	590.4
VPI (MMUSD)	514.4	561.5	377.6
VPN/VPI AI	5.53	4.89	4.01
VPN/VPI DI	2.33	2.01	1.56

\*Contempla un pozo a perforar adicional a la alternativa seleccionada debido al riesgo operativo durante la perforación del pozo Xanab-94.

\*\*Va únicamente por la Reserva 2P.



## Actividades a realizar

Actividad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
Perforación <sup>(a)</sup>	1	2															3
Terminación		3															3
RME	3	1	3	3	1	3		3									17
Taponamientos											17	10					27
Abandono <sup>(b)</sup>												1	6				7

(a) 1 pozo en perforación a la fecha de corte.

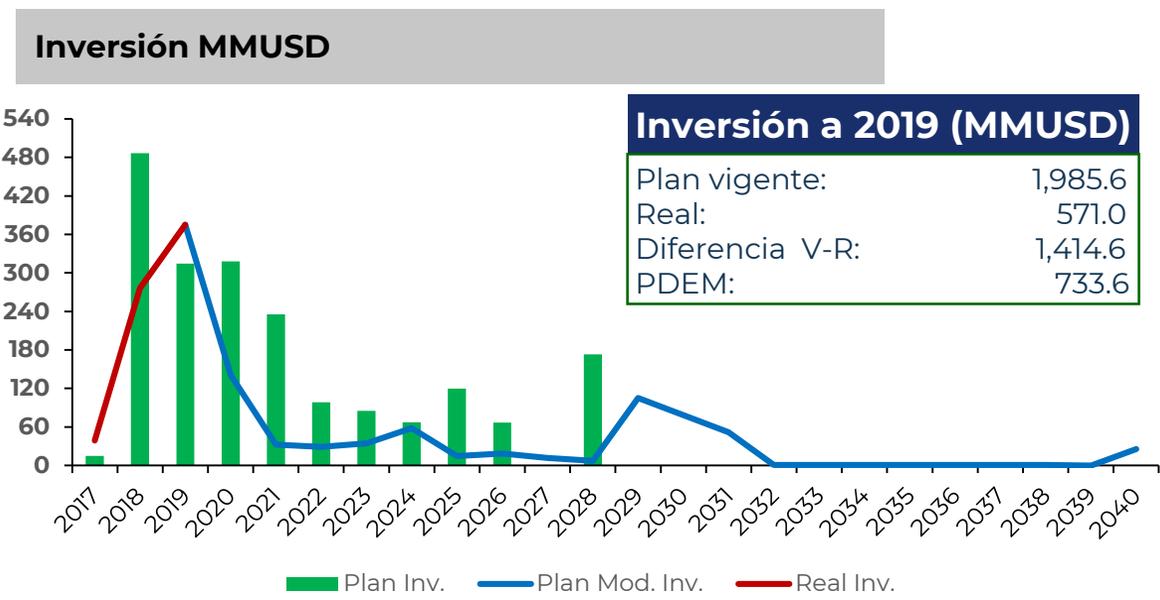
(b) El abandono de 1 ducto y 1 plataforma se contempla realizar posterior a la vigencia de la Asignación y concluir en el año 2040.

### Toma de Información y estudios

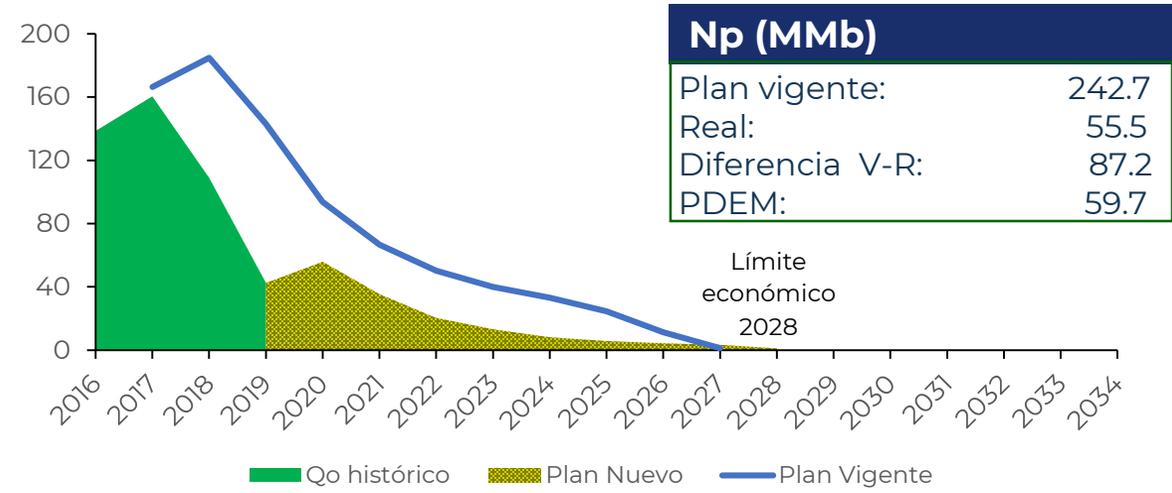
**4** núcleos, **3** muestras de canal, **3** PVT's, aforos, **3** pruebas de interferencia, **24** registros convencionales, registros especiales, **3** de perfil sísmico vertical (VSP) y **1** reprocesamiento de la sísmica 3D existente. Se realizará la **actualización** del modelo estático a nivel de los yacimientos Cretácico y JSK.

# Comparación de Planes vigente vs modificado

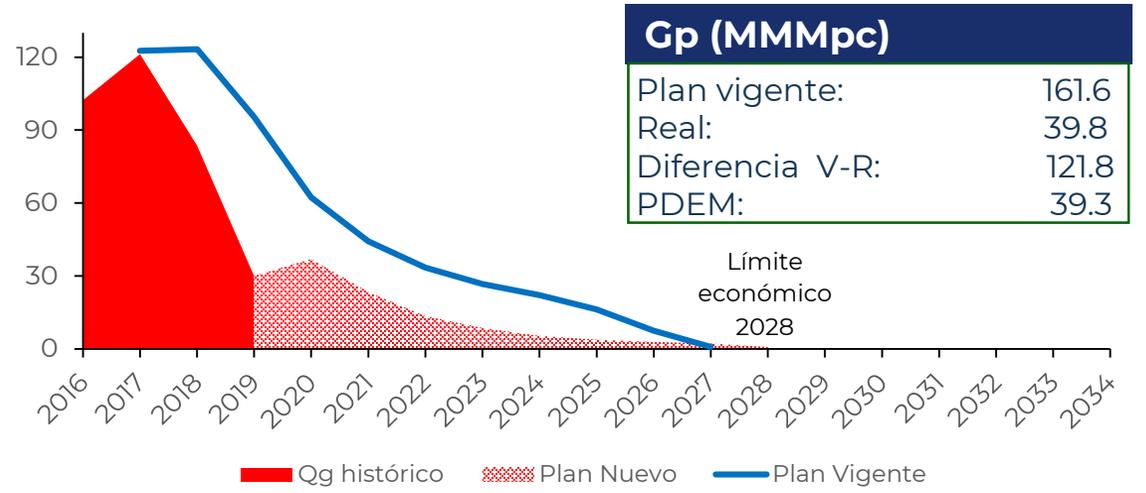
	a	b	c	d	
Descripción	Plan vigente	Real 2017-(sep-19)	Pendiente Plan vig.	PDEM	Dif. (c - d)
Perforación de pozos (No.)	6	5	1	3	-2
Terminaciones (No.)	6	5	1	3	-2
RMA (No.)	1	3	0	0	0
RME (No.)	36	3	33	17	16
Ductos	2	1	1	0	1
Plataformas	2	1	1	0	1



## Aceite, miles de barriles diarios



## Gas, millones de pies cúbicos diarios

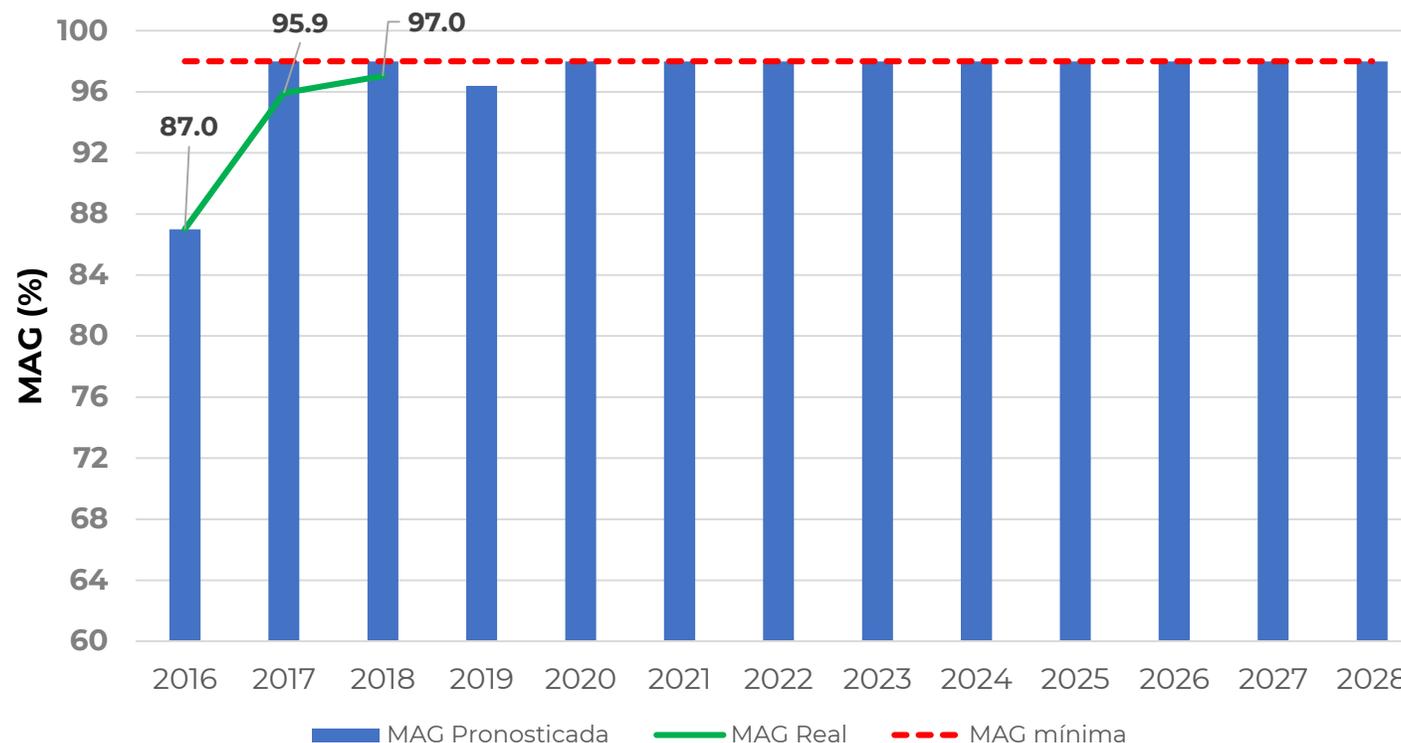


## Cumplimiento del Art. 44 LH

- El Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables.
- **Programa de aprovechamiento del Gas Natural**
- Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

## Aprovechamiento de gas

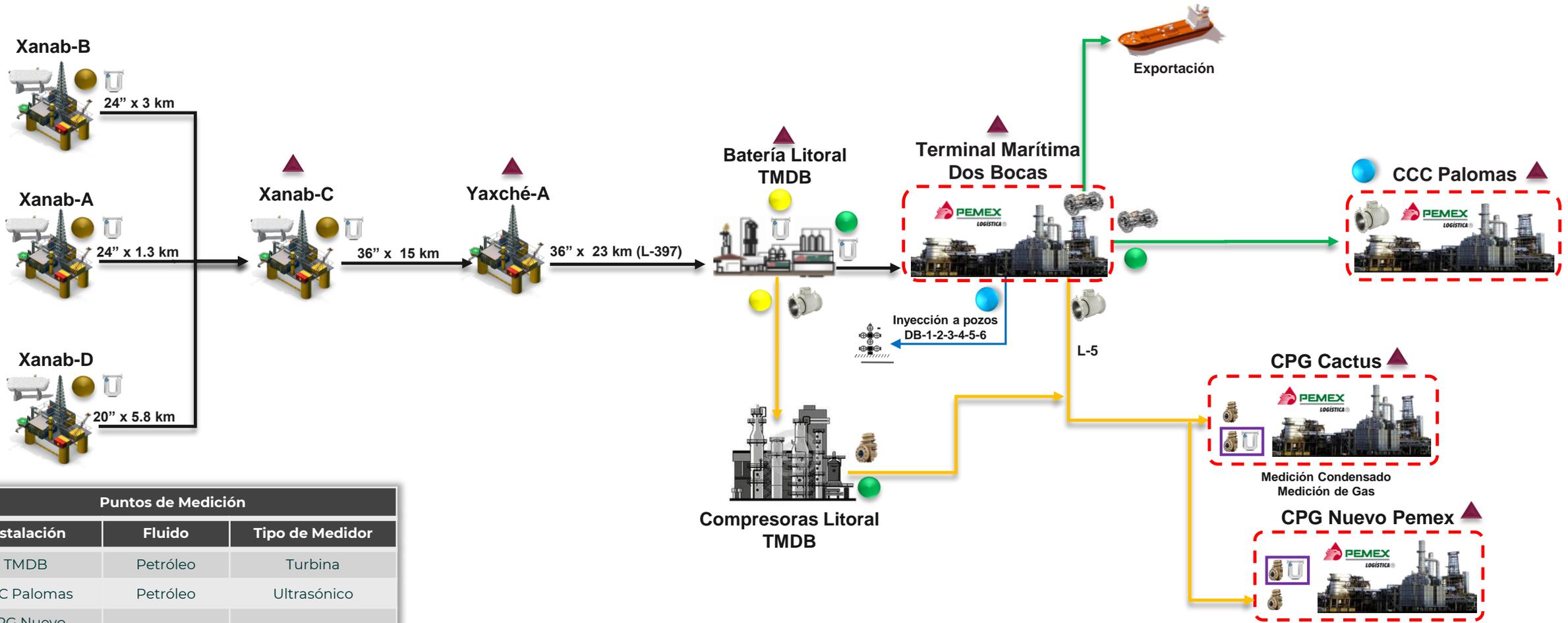
El 20 de junio de 2018, la Comisión aprobó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación, mediante la Resolución **CNH.E.37.002/18**. En dicha Resolución se solicitó la actualización de los calendarios de actividades de las 70 Asignaciones que a la fecha de la Resolución no cumplían con la Meta de aprovechamiento de Gas en los términos referidos en el Considerando Sexto fracción II, entre ellas se encontraba la Asignación A-0369-2M-Campo Xanab.



El Asignatario presentó en la Modificación al PDE, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, el cual fue analizado por esta Comisión y se concluye que la solicitud **no se considera una actualización** por lo tanto se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión.

- El Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables.
- Programa de aprovechamiento del Gas Natural
- **Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos**

# Medición de Hidrocarburos de la Asignación A-0369-2M-Campo Xanab



Puntos de Medición		
Instalación	Fluido	Tipo de Medidor
TMDB	Petróleo	Turbina
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 (Brown circle)
- Medición Referencia (Yellow circle)
- Medición Transferencia (Green circle)
- Medición de Agua (Blue circle)
- Punto de Medición (Red dashed box)
- Llegada otras corrientes (Red triangle)
- Separador (White separator icon)
- Turbina (Grey turbine icon)
- Ultrasónico (Grey ultrasonic icon)
- Coriolis (U-shaped icon)
- Placa de orificio (Brown orifice icon)
- Mezcla (Black arrow)
- Petróleo (Green arrow)
- Gas (Yellow arrow)
- Condensado (Purple arrow)
- Agua congénita (Blue arrow)

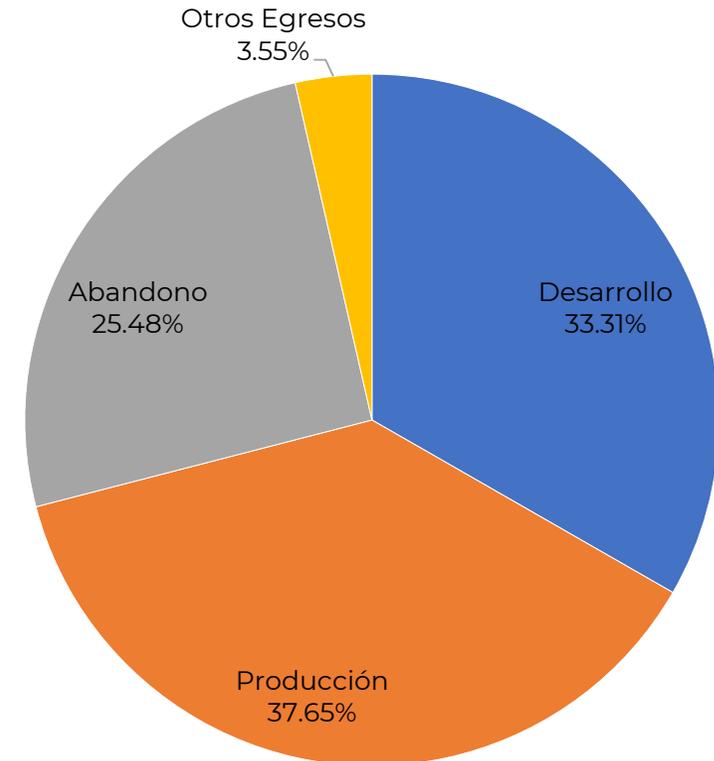
# Programa de Inversiones

Actividad	Sub-Actividad	Total (millones de dólares)
Desarrollo	General <sup>a</sup>	123.26
	Perforación de Pozos <sup>b</sup>	213.78
Producción	General <sup>c</sup>	247.92
	Ingeniería de Yacimientos	5.50
	Intervención de Pozos	76.38
	Operación de Instalaciones de Producción	36.24
	Ductos	10.24
Abandono	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	4.66
	Desmantelamiento de Instalaciones	257.81
<b>Programa de Inversiones</b>		<b>975.79</b>
<b>Otros egresos <sup>d</sup></b>		<b>35.97</b>
<b>Costo Total</b>		<b>1,011.76</b>

MMUSD: Millones de dólares americanos.

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

- Considera 3.32 MMUSD en Inversiones en Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto y Plan de desarrollo con ingeniería de detalle; así como 119.94 MMUSD de Gasto Operativo.
- Incluye 71.17 MMUSD correspondientes a un saldo pendiente de la perforación y terminación de los pozos ya concluidos Xanab-92 (40.01 MMUSD) y 600 (31.17MMUSD), debido a las políticas de pago manejadas por Petróleos Mexicanos, que en algunos casos puede llegar a ser de hasta 120 días en cada contrato.
- Considera 122.24 MMUSD en Inversiones asociadas a Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto; así como 125.68 MMUSD de Gasto Operativo.
- Se refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción y mantenimiento en las instalaciones fuera de la Asignación.



**Costo Total**  
**\$1,011.76 MMUSD**

## Evaluación Económica (Resultados CNH)

Premisas	Valor	Unidades
Producción de aceite	59.75	MMb
Producción de gas	39.36	MMMpc
Gas a transferido <sup>a</sup>	33.17	MMMpc
Precio del aceite (Promedio simple)	65.05	USD/b
Precio del gas (fijo) <sup>b</sup>	3.71	USD/MPC
Tasa de descuento	10	%
Tipo de cambio	20.5	MXN/USD

- a. Gas producido menos gas de autoconsumo y no aprovechado.  
 b. Índice de Referencia de Precios de Gas Natural publicado por la Comisión Reguladora de Energía para la Región VI (donde se ubica el Campo Xanab) en octubre de 2019 en dólares por millar de pie cúbico.

Indicador	Antes Impuestos	Después de Derechos <sup>c</sup>	Después de Derechos e Impuestos <sup>d</sup>
VPN <sup>e</sup> (mmUSD)	2,740.65	917.49	619.93
VPI <sup>f</sup> (mmUSD)		418.56	
VPN/VPI (USD/USD)	6.55	2.19	1.48
RBC (USD/USD)	5.34	1.37	1.23

- c. Considera el cobro del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida (tasas de 65% en 2019, 58% en 2020 y 54% para el periodo restante) y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.  
 d. Considera el cobro del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida (tasas de 65% en 2019, 58% en 2020 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).  
 e. Considera el monto de Otros egresos asociados al Abandono de otras asignaciones, asumiendo que el Asignatario consideró durante el periodo de producción del campo una partida para el Abandono de instalaciones en otras asignaciones que manejan la producción del Campo; por lo que en la presente evaluación sólo se contempla el monto proporcional correspondiente a la producción remanente, es decir el 17%.  
 f. Considera el monto de Abandono de la Asignación, asumiendo que el Asignatario consideró durante el periodo de producción del campo una partida para el Abandono; por lo que en la presente evaluación sólo se contempla el monto proporcional correspondiente a la producción remanente, es decir el 17%.

## Recomendaciones

### Análisis nodal

Determinar el diámetro de estrangulador óptimo, que minimice la caída de presión en el yacimiento para evitar la conificación o canalización de agua debido a la alta energía de los acuíferos asociados a ambos yacimientos, Cretácico y Jurásico.

### Seguimiento y monitoreo

Toma de información y monitoreo de la producción de agua para:

- Tener mayor certidumbre en la profundidad de los contactos agua-aceite.
- Implementar un programa continuo de seguimiento a la producción de agua para implementar acciones oportunas que eviten una irrupción abrupta en los pozos.

### Simulación de yacimientos

Realizar o actualizar un modelo de simulación numérica del comportamiento dinámico de ambos yacimientos, para incrementar la certidumbre de las reservas a recuperar del escenario de extracción propuesto, así como optimizar la estrategia de extracción.

### Lecciones aprendidas

Tomar las lecciones que se tienen de la extracción de la zona norte del campo, así como de campos análogos como Puerto Ceiba y Yaxché, para evitar la irrupción temprana de agua y la declinación temprana de la producción esperada.

# 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

- Artículo 5
- Artículo 14, fracciones II, III

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-0369-2M-Campo Xanab**, 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)

