CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción

A-0296-M-Campo Samaria

Pemex Exploración y Producción

21 de enero de 2020

Relación Cronológica

Oficio
Oficio PEP-DG-SAPEP-GCR-3277-2019

PEP → CNH
Presentación de solicitud de modificación al Plan de Desarrollo

31/10/2019

Oficio 250.739/2019

CNH → PEP
Prevención de información

14/11/2019

Oficio
PEP-DG-SAPEP-GCR-3526-2019

PEP → CNH
Atención a la Prevención

29/11/2019

CNH
Presentación al Órgano de Gobierno

21/01/2020

***PEP → CNH**
PEP-DG-SAPEP-GCR-3711-2019
17/12/2019
***PEP → CNH**
PEP-DG-SAPEP-GCR-075-2020
13/01/2020
***PEP → CNH**
PEP-DG-SAPEP-GCR-131-2020
16/01/2020

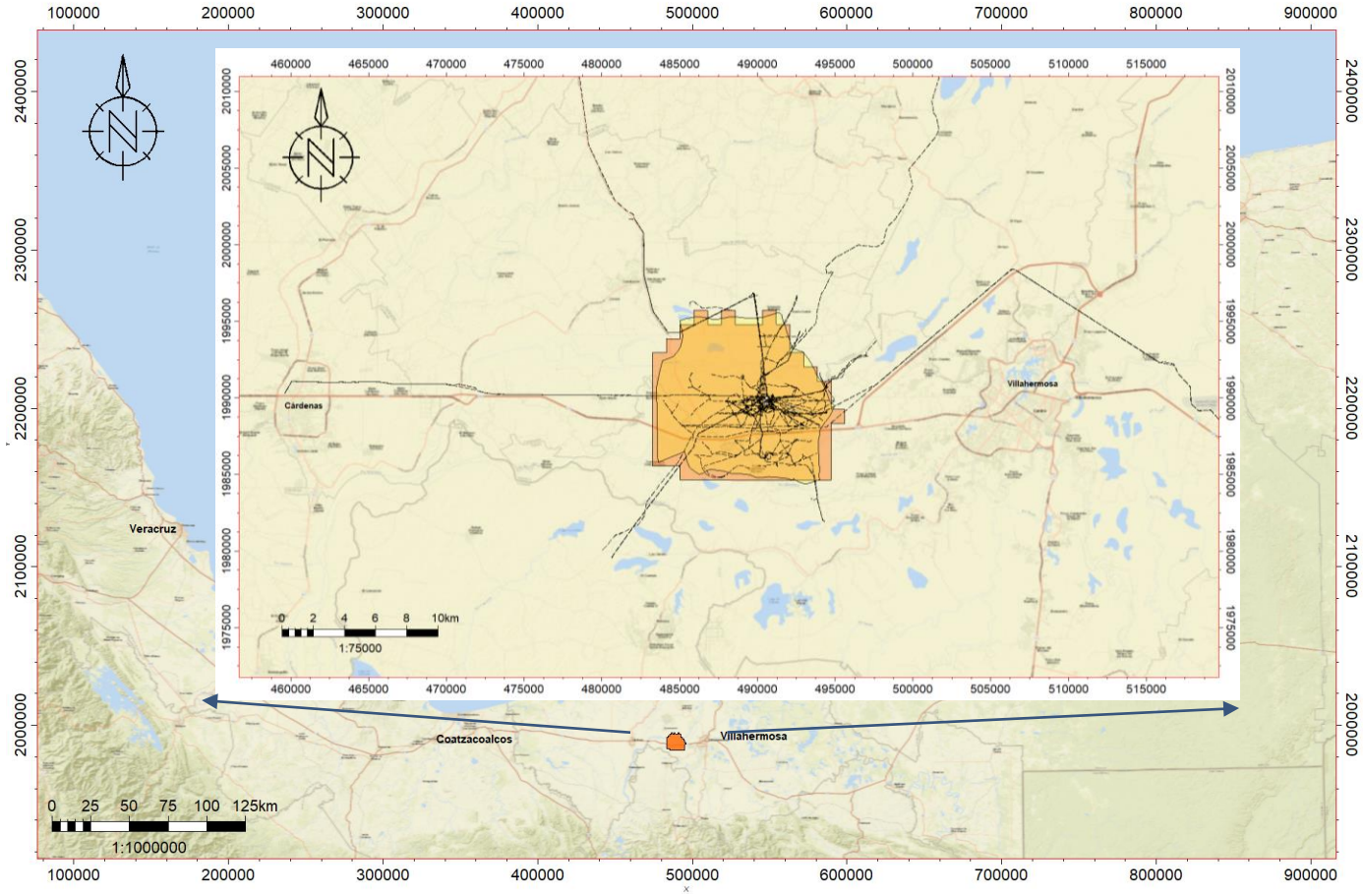
2 comparecencia
12/12/2019
10/01/2019
* 3 Alcances de información

CNH → SE
Oficio 250.003/2019
Cumplimiento Contenido Nacional
8/1/2020
CNH →ASEA
Oficio 250.004/2019
Sistema de Administración de Riesgos
08/1/2020

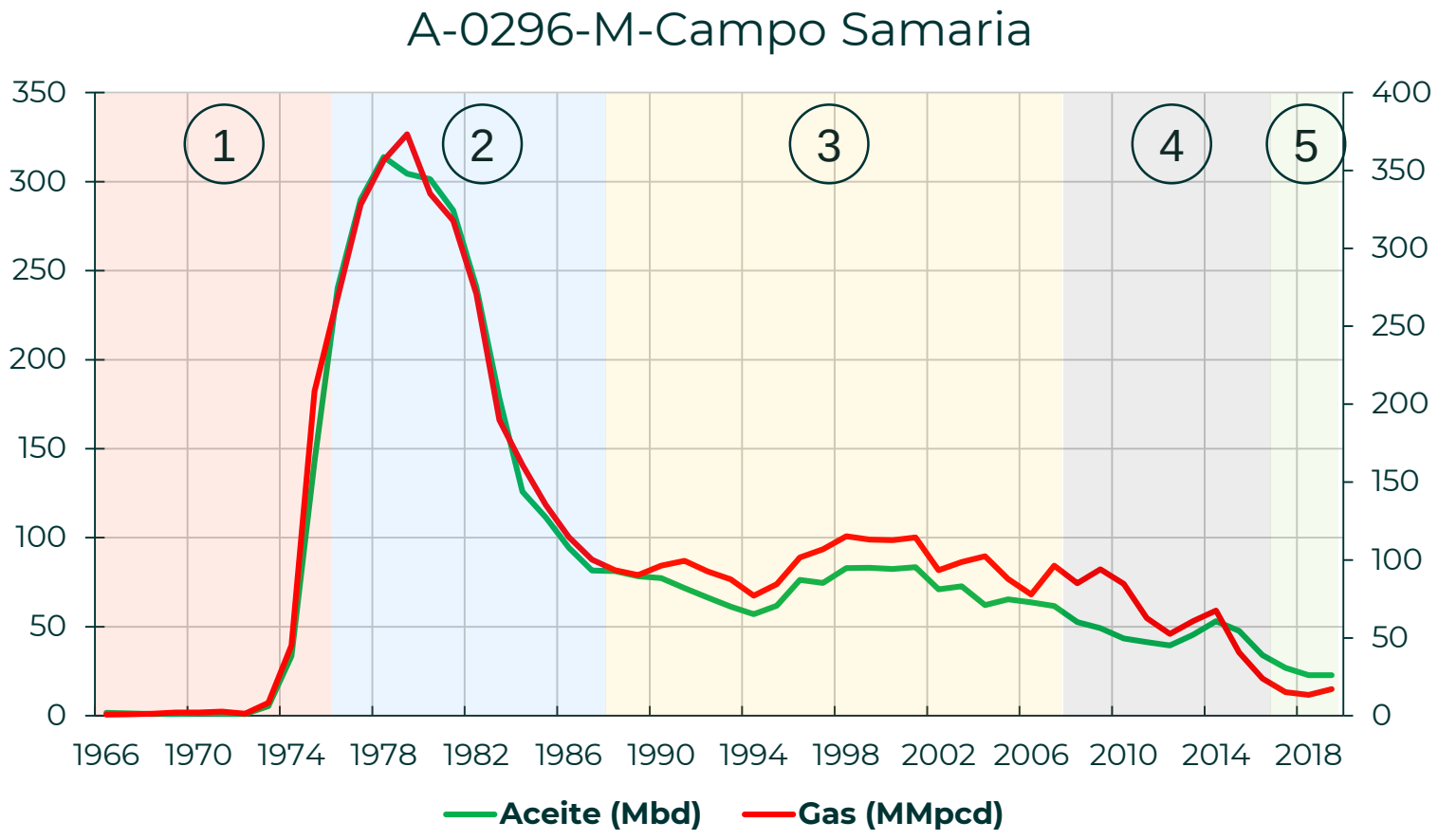
Características Generales de la Asignación

Características	A-0296-M-Campo Samaria
Operador Petrolero	Pemex Exploración y Producción
Área de la Asignación (km^2)	108.08 km^2
Fecha de emisión de la Asignación	13 de agosto de 2014
Vigencia	13 de agosto de 2034 (20 años)
Tipo de Asignación	Extracción de hidrocarburos
Profundidad para realizar actividades	Plioceno-Mioceno Cretácico Superior-Medio-Inferior
Colindancias	Al norte con la Asignación A-0114-M - Campo Cunduacán, al este con la Asignación A-0159-M - Campo Íride y al sur con la Asignación A-0275-M - Campo Platanal

Se localiza en el municipio Cunduacán, aproximadamente a 20 km al Sureste de la cuidad de Villahermosa en el Estado de Tabasco.



Histórico de producción, Campo Samaria (K+Plio-Mio-Terciario)

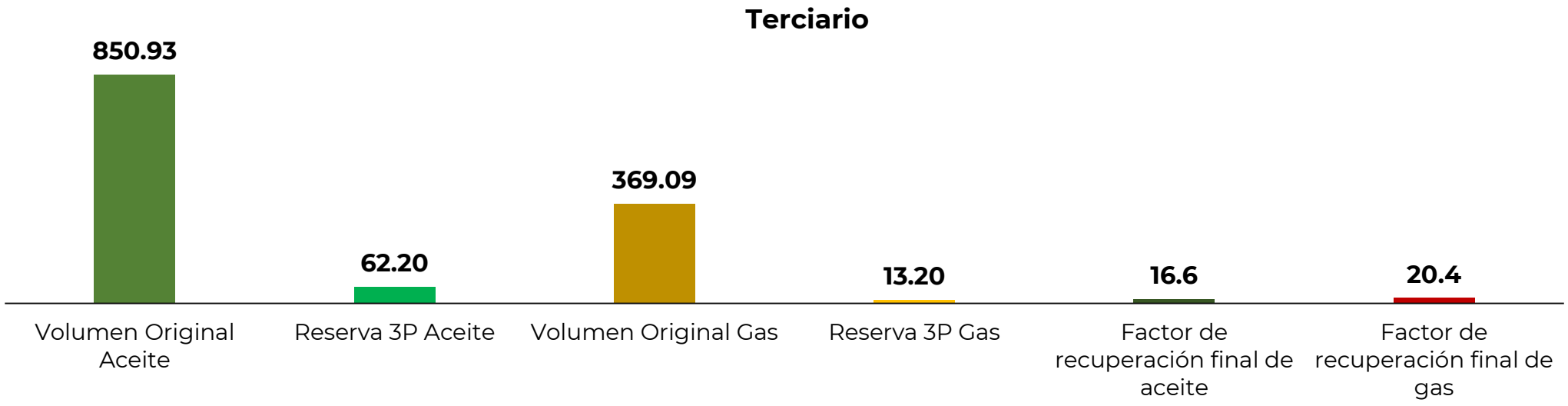


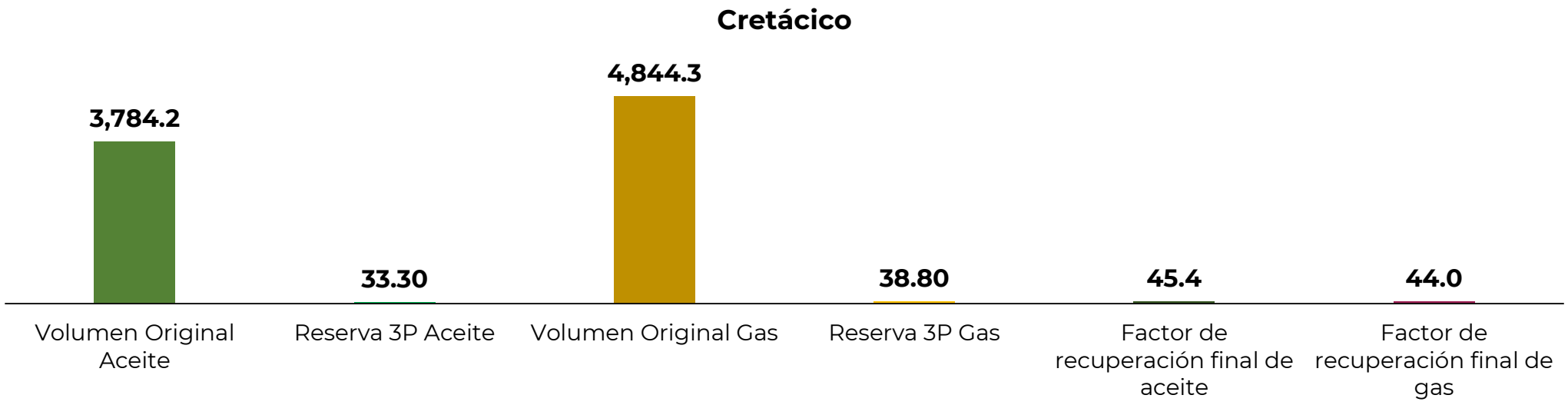
- **Etapa 1**: Descubrimiento e inicio de la explotación del campo 1964 a nivel Terciario y para Cretácico en 1973.
- **Etapa 2**: Inició la inyección de agua a nivel Cretácico en 1977.
- **Etapa 3**: Continuó el desarrollo y la inyección de agua. Además se tuvo la implementación de BN y se incrementó la actividad por PIRIDIEGAS (1994-2002)
- **Etapa 4**: A nivel Cretácico inició la inyección de nitrógeno (2008-2017). Asimismo a nivel Plioceno-Mioceno comenzó la inyección alterna de vapor (2008-2019)
- **Etapa 5**: Se planea continuar con la producción base más la actividad física propuesta en la modificación del Plan.

Cumplimiento del Art. 44 LH

- **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

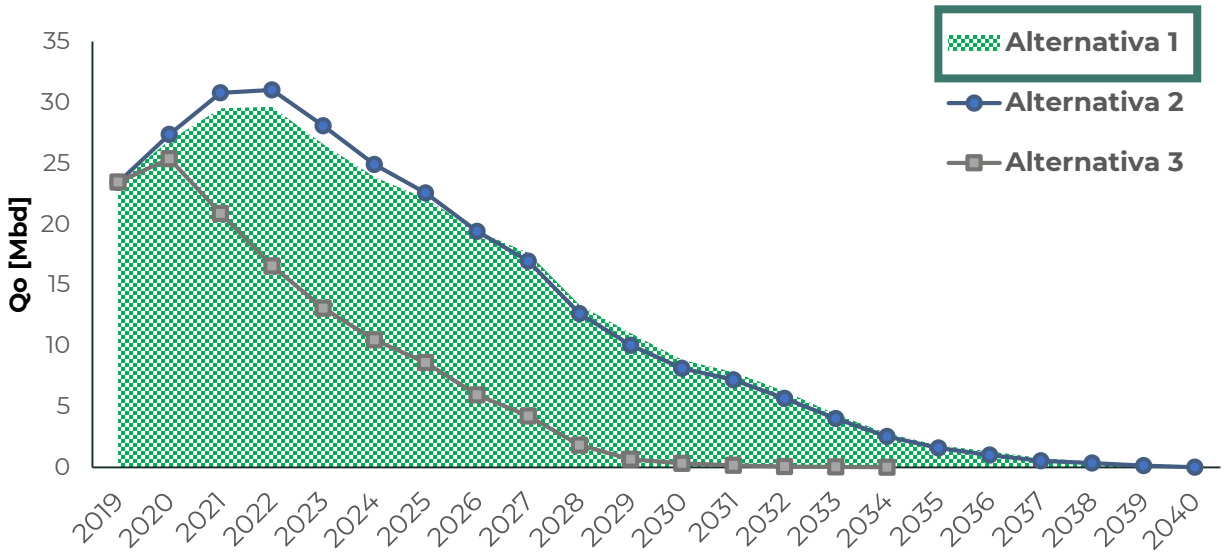
Volumen original y reservas cuantificadas de aceite (MMb) y gas (MMMpc)

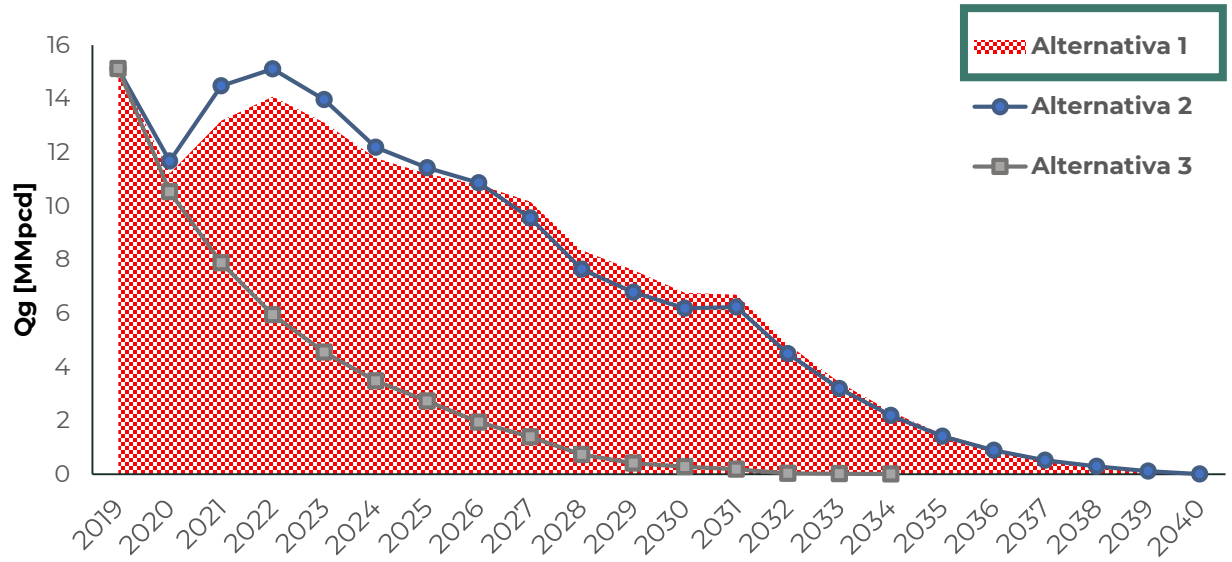




Alternativas de desarrollo

Características	Alternativa 1 (Seleccionada)	Alternativa 2	Alternativa 3
Perforación de Pozos	7	17	-
Terminación de pozos	13	23	6
RMA´s	202	192	11
RME's	3,006	3,005	1,639
Ductos	1	1	1
ΔNp (MMb)	95.4	95.4	42
ΔGp (MMMpc)	51.9	51.9	15.7
Inversiones (MMUSD)	1,001.4	1,094.9	449.2
Gastos de operación (MMUSD)	1,865.8	1,866.0	1,260.0
VPN AI (MMUSD)	2,359.8	2,319.7	1,130.1
VPN DI (MMUSD)	834.0	773.0	366.7
VPI (MMUSD)	709.9	800.4	339.0
VPN/VPI AI	3.32	2.90	3.33
VPN/VPI DI	1.17	0.97	1.08





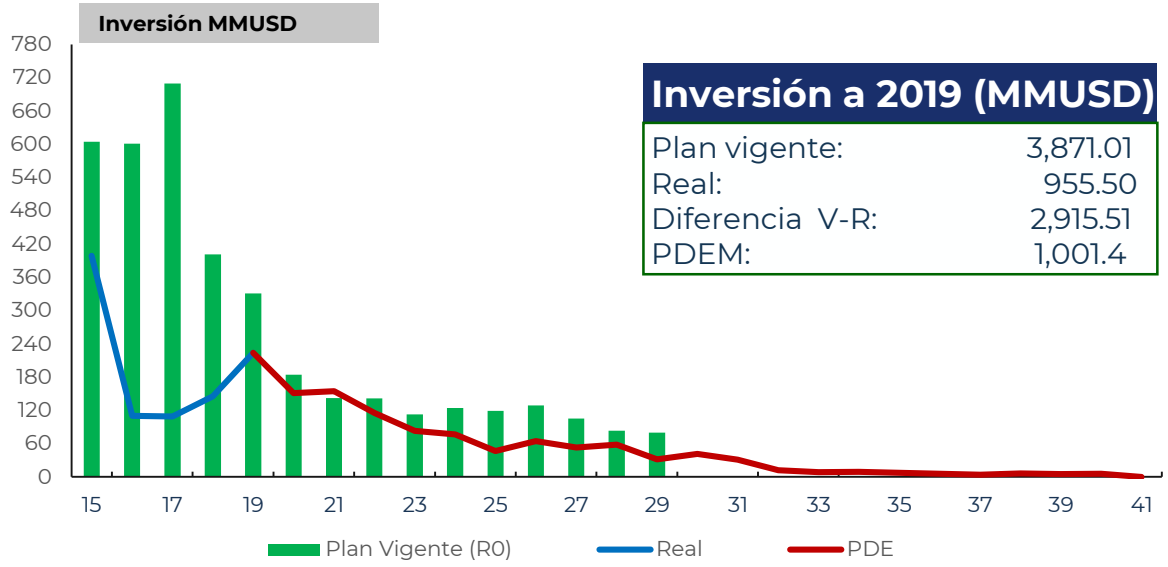
Actividades a realizar durante la Vigencia propuesta en la MPDE (2019-2034)

Actividad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
Perforación	-	5	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**7**
Terminación	6	5	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**13**
Ductos	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**1**
RMA[(a)]	11	32	34	27	15	22	13	15	10	7	3	4	7	2	-	-	**202**
RME[(b)]	60	299	353	358	339	330	274	261	206	132	112	82	73	55	34	21	**2,989**
Taponamientos	-	10	37	17	27	26	27	32	45	47	26	27	21	20	16	17	**395**

a) Cambios de intervalo y rentradas en Cretácico y Cambios de intervalo para Mioceno-Plioceno
b) Las RME incluyen limpiezas de aparejo, estimulaciones, cambio de SAP y cambio de aparejo

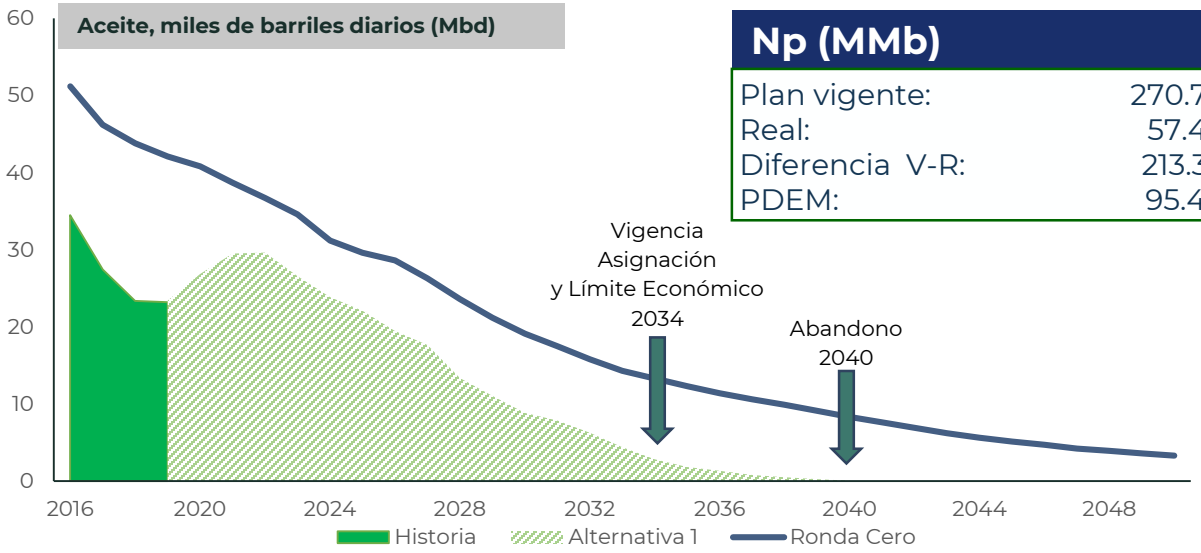
Comparación del Plan Vigente vs Modificado

Descripción	a Plan vigente	b Real 2015-2019	c Pendiente Plan vig.	d PDEM	Dif. (c – d)
Perforación de pozos (No.)	59	60	0	7	-7
Terminaciones (No.)	59	51	6	13	-7
RMA (No.)	209	112	24	202	-178
RME (No.)	-	-	-	3,006	-3006
Ductos	-	-	-	1	-1
Plataformas	-	-	-	-	-



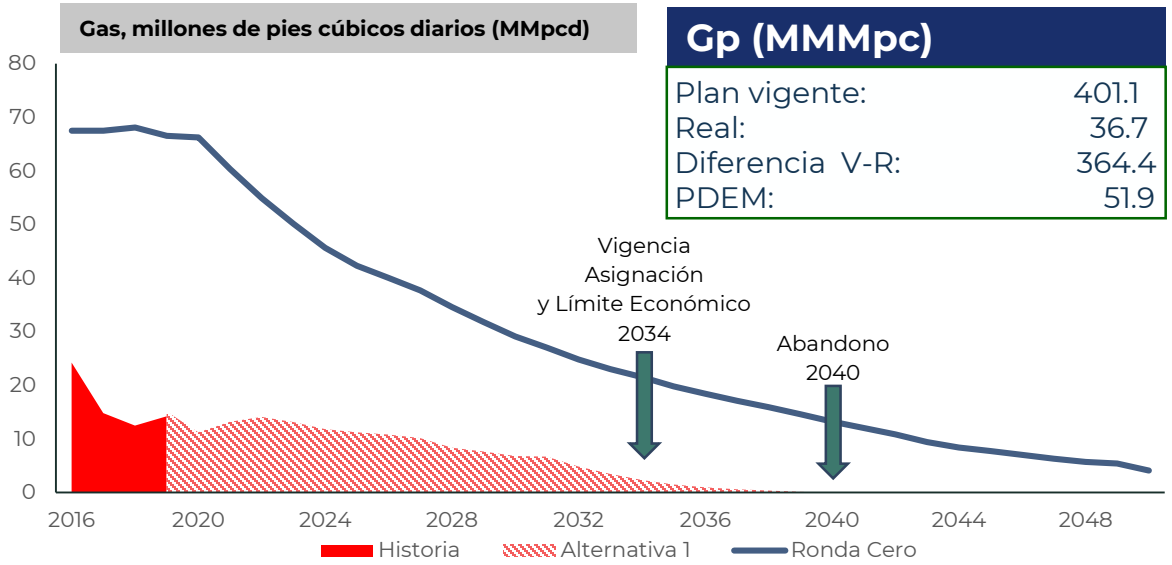
Inversión a 2019 (MMUSD)

Plan vigente:	3,871.01
Real:	955.50
Diferencia V-R:	2,915.51
PDEM:	1,001.4



Np (MMb)

Plan vigente:	270.7
Real:	57.4
Diferencia V-R:	213.3
PDEM:	95.4



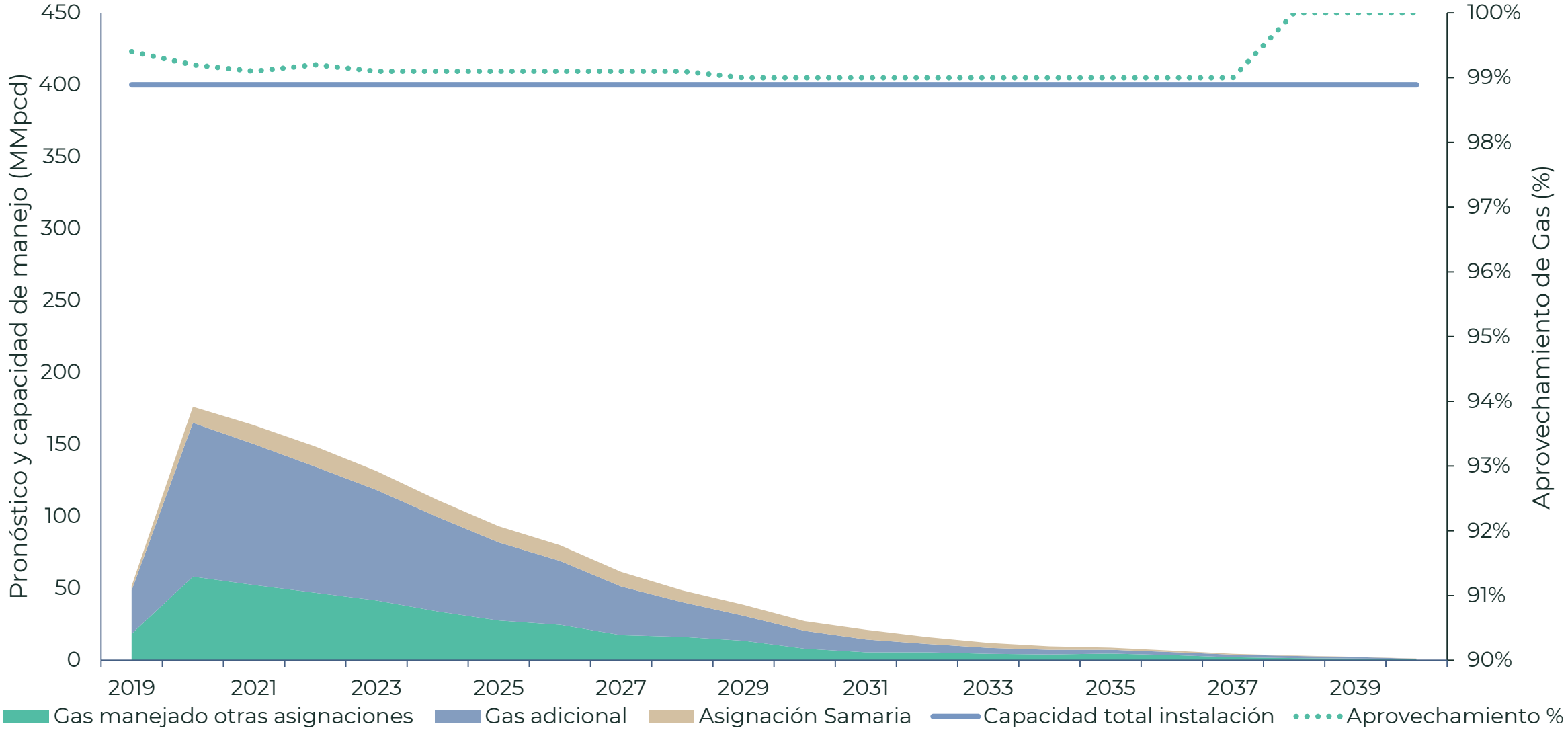
Gp (MMMpc)

Plan vigente:	401.1
Real:	36.7
Diferencia V-R:	364.4
PDEM:	51.9

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

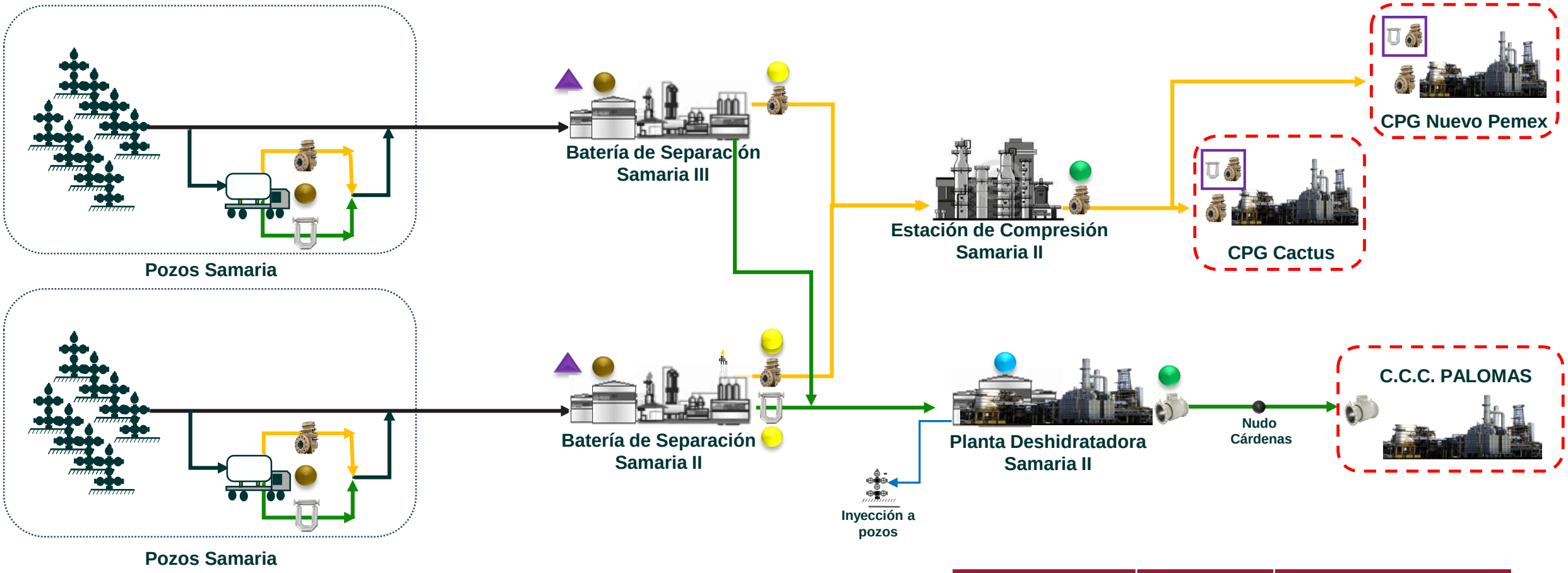
Aprovechamiento de Gas

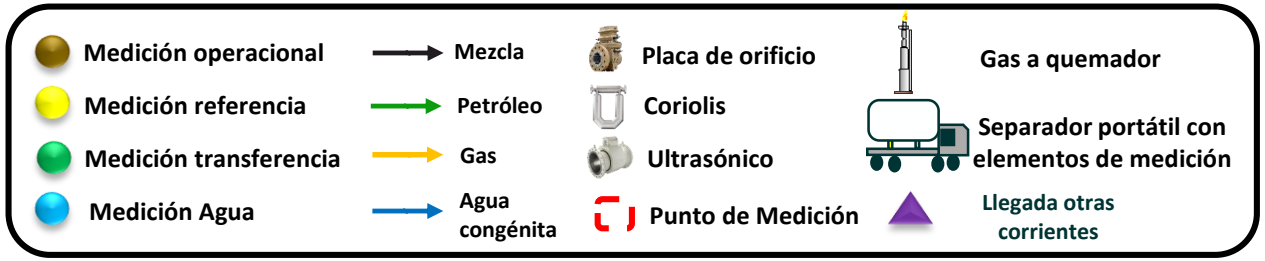


Cumplimiento del Art. 44 LH

- 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**

Medición de Hidrocarburos





Instalación	Fluido	Tipo de Medidor
C.C.C Palomas	Petróleo	Ultrasónico
CPG Cactus y Nvo Pemex	Gas	Placa de Orificio
CPG Cactus y Nvo Pemex	Condensado	Placa de Orificio y Coriolis

PROGRAMA DE INVERSIONES

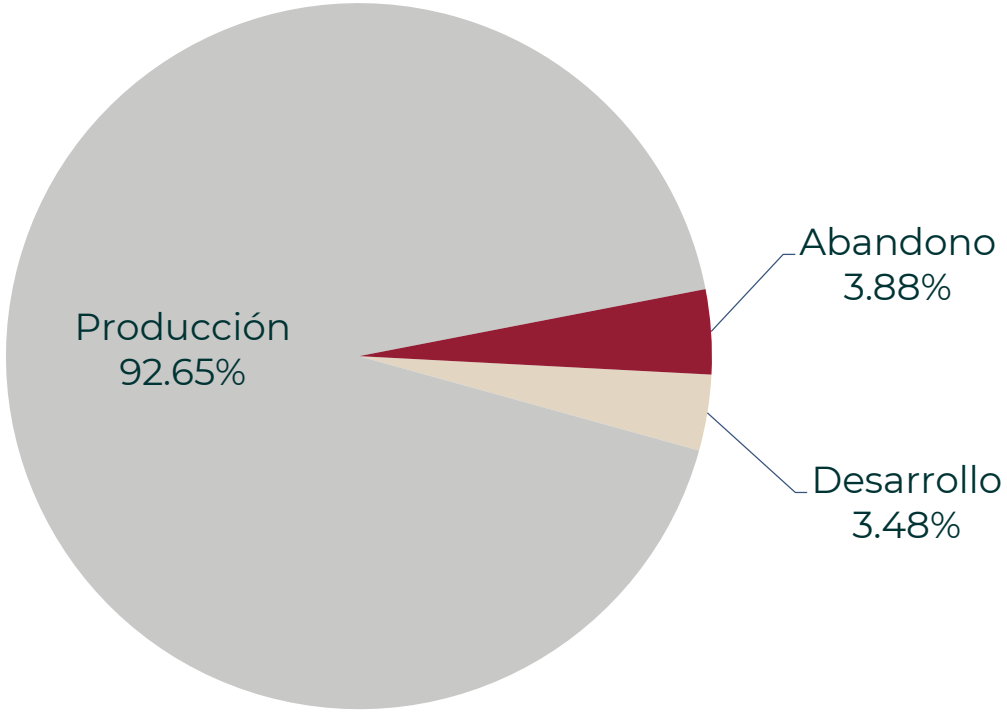
Actividad	Sub-Actividad	Total (millones de dólares)
Desarrollo	General [a]	33.63
	Perforación de Pozos	60.11
	Construcción Instalaciones	4.07
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0.39
Producción	General [b]	1,928.56
	Ingeniería de Yacimientos	0.78
	Construcción Instalaciones	29.08
	Intervención de Pozos	585.26
	Operación de Instalaciones de Producción	50.26
	Ductos	12.35
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	11.05
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	109.51
Programa de Inversiones (Inversión y Gasto Operativo)		2,825.04

MMUSD: Millones de dólares americanos.

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

a. Considera 1.84 MMUSD en Inversiones en Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto; así como 31.80 MMUSD de Gasto Operativo.

b. Considera 126.72 MMUSD en Inversiones asociadas a Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto y Servicios de soporte; así como 1,801.83 MMUSD de Gasto Operativo, de los cuales 1,231.51 corresponden a compras de gas.



Costo Total
$2,825.04 MMUSD

EVALUACIÓN ECONÓMICA (RESULTADOS CNH)

Premisas	Valor	Unidades
Producción de aceite	93.74	MMb
Producción de gas	50.61	MMMpc
Gas transferido [a]	258.20	MMMpc
Precio del aceite (Promedio simple)	53.17	USD/b
Precio del gas (fijo) [b]	4.24	USD/mPC
Tasa de descuento	10	%
Tipo de cambio	20.5	MXN/USD

a. Gas producido y adicional menos volumen no aprovechado y gas de sellos.
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) en septiembre de 2019.

Indicador	Antes Impuestos	Después de Derechos [c]	Después de Derechos e Impuestos [d]
VPN (MMUSD)	2,006.09	427.80	255.72
VPI [e] (MMUSD)	646.13		
VPN/VPI (USD/USD)	3.10	0.66	0.40
RBC (USD/USD)	2.11	1.13	1.07

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 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 aproximadamente el 5%.

Recomendaciones

Geología - Reservas

Realizar la actualización de los modelos estático y dinámico a nivel Terciario con la finalidad de identificar zonas de interés o intervalos susceptibles de ser explotados con una estrategia de pozos in-fill. Realizar la actualización del cálculo del volumen original para cada yacimiento y por ende para la Asignación.

Control de Agua de Formación

Para el control de la producción de agua de formación en los pozos productores del cretácico, analizar alternativas tecnológicas para mitigar sus efectos y en lo posible alargar la vida productiva del yacimiento.

Recuperación Mejorada

Realizar una revisión de los procesos de inyección de agua y nitrógeno al yacimiento del cretácico, con objeto de evaluar sus beneficios, además de considerar la comunicación con el resto de los campos del Complejo Antonio J. Bermúdez con objeto de analizar la implementación de un proceso de Recuperación Mejorada de forma integral.

Para el caso del proceso de inyección de vapor en las arenas del terciario, analizar la implementación de nuevas tecnologías en terminación de pozos que permitan mejorar el alcance de las estimulaciones.

Sistemas Artificiales de Producción

A nivel Terciario, se recomienda optimizar las condiciones de operación de los equipos de Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas, además, con el incremento en el corte de agua, se debe visualizar a mediano plazo la implementación de sistemas artificiales de menor costo.

A nivel Cretácico, se recomienda revisar y optimizar las condiciones de operación de los equipos BEC, así como realizar los análisis causa-raíz de las fallas. Así mismo, se deben optimizar los gastos de inyección de gas del Bombeo Neumático (BN), con lo cual se optimizarán los costos por compra de gas de BN.

Abandono

Establecer una estrategia con diferentes escenarios para el taponamiento de pozos y desmantelamiento de infraestructura de la Asignación con objeto de optimizar costos de mantenimiento y propias de la actividad.

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 al 61, 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 del Plan de Desarrollo para la Extracción asociado a la **Asignación A-0296-M-Campo Samaria**, 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.

CNH Comisión Nacional de Hidrocarburos

gob.mx/CNH
hidrocarburos.gob.mx
rondasmexico.gob.mx

@CNH_MX
Comisión Nacional de Hidrocarburos
Comisión Nacional de Hidrocarburos
@cnh.mx