



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Asignación A-0034-M-Campo Ayocote

Dictamen Técnico de la modificación al Plan
de Desarrollo para la Extracción de
Hidrocarburos

Pemex Exploración y Producción

Octubre 2018

Several handwritten signatures and initials in blue ink are present in the bottom right corner. One signature is a large, stylized 'A'. Below it, there are several smaller signatures and initials, including one that appears to be 'H.C.' followed by '777' and another that looks like 'P.B.' with a checkmark.

Contenido

CONTENIDO	2
I. DATOS GENERALES DEL ASIGNATARIO	3
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN	5
III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN	6
IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN	7
A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN	7
B) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN	9
C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS	10
D) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	13
E) POZOS PERFORADOS Y POZOS A PERFORAR	21
H) COMPARATIVO DEL CAMPO AYOCOTE A NIVEL NACIONAL E INTERNACIONAL.....	26
I) EVALUACIÓN ECONÓMICA	28
J) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	31
K) COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS	38
L) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL.....	38
V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN	39
VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	43
VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL	44
VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO	45
A) ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS.....	45
B) ELEVAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN Y LA OBTENCIÓN DEL VOLUMEN MÁXIMO DE PETRÓLEO CRUDO Y DE GAS NATURAL EN EL LARGO PLAZO, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES.....	45
C) LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN Y, A PARTIR DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS.....	45
D) PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS.....	45
E) LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES	46
F) EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL.....	46
G) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	46
IX. RECOMENDACIONES	48

I. Datos generales del Asignatario

El Asignatario promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (Plan) en la Asignación A-0034-M-Campo Ayocote, es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (PEP), por medio de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio adscrita a la Subdirección de Aseguramiento Tecnológico, con facultades para representar a PEP en términos de los artículos 44, fracción I; 46, fracción XII del Estatuto Orgánico de PEP publicado en el DOF el 5 de enero de 2017. Los datos se muestran en la Tabla 1.

Concepto	Comentarios
Asignación	A-0034-M-Campo Ayocote
Estado y municipio	Tabasco, Huimanguillo
Superficie	78.893 km ²
Fecha de emisión	13 de agosto de 2014
Vigencia	20 años a partir del 13 de agosto de 2014
Tipo de Asignación	Extracción de Hidrocarburos
Profundidad para extracción	Mioceno Superior
Profundidad para exploración	No aplica
Nombre de la cuenca sedimentaria	Salina del Istmo
Yacimiento(s) y/o Campo(s)	Terciario
Colindancias	Asignación A-0145 M Campo Guaricho

Tabla 1. Datos generales del Asignatario. (Fuente: PEP).

El Campo Ayocote fue descubierto en noviembre de 2013 por el pozo exploratorio Ayocote-1 utilizando información sísmica y estudios de geología regional, resultando productor en arenas del Mioceno Superior. La Asignación en comento se localiza en la Planicie Costera del Golfo de México en la porción terrestre de la Cuenca del Istmo, específicamente en el municipio de Huimanguillo, Tabasco, a 29 km al sureste de Las Choapas, Veracruz. La ubicación de la Asignación se muestra en la Figura 1. Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas que se relacionan en la Tabla 2.



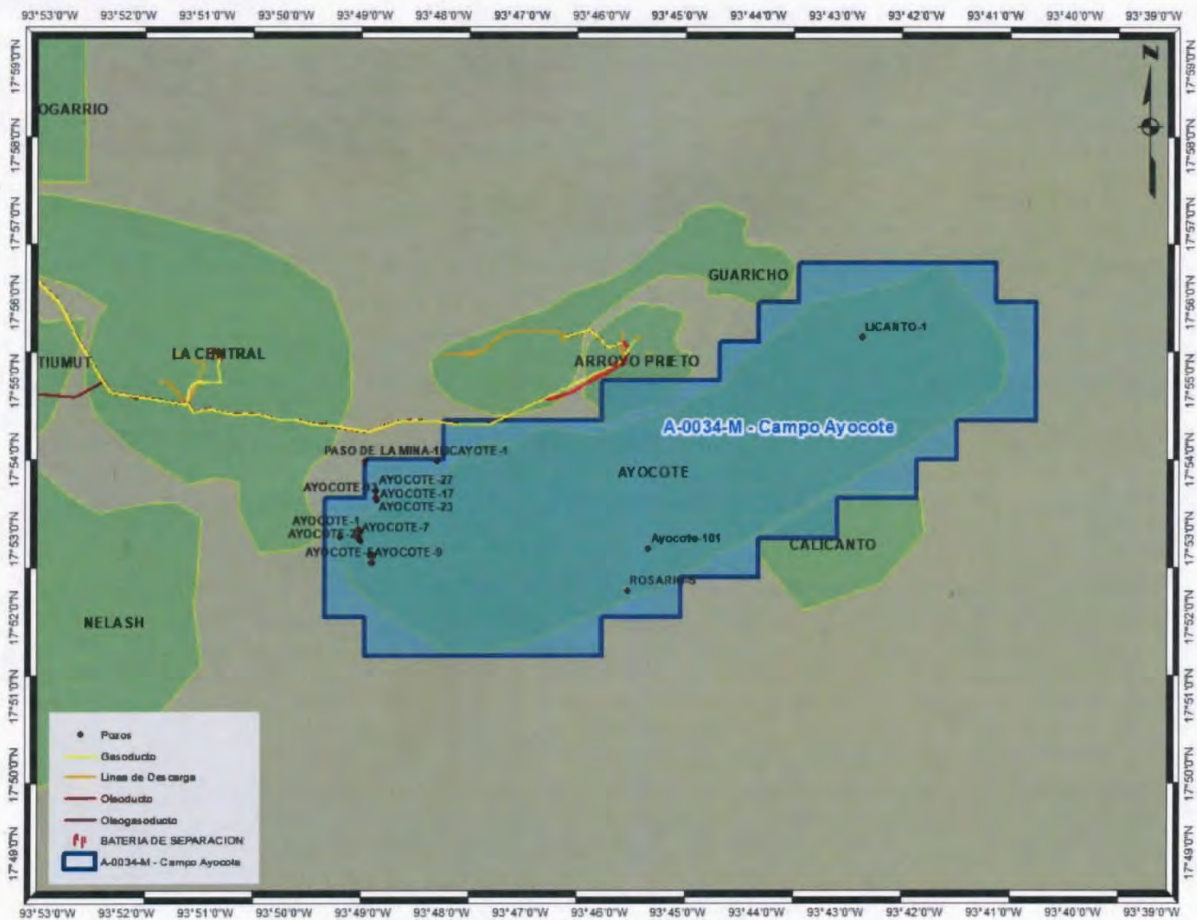


Figura 1. Ubicación de la Asignación A-0034-M-Campo Ayocote.
(Fuente: PEP).

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93°41'00"	17°56'30"	17	93°49'00"	17°51'30"
2	93°41'00"	17°56'00"	18	93°49'00"	17°52'00"
3	93°40'30"	17°56'00"	19	93°49'30"	17°52'00"
4	93°40'30"	17°54'30"	20	93°49'30"	17°53'30"
5	93°41'30"	17°54'30"	21	93°49'00"	17°53'30"
6	93°41'30"	17°54'30"	22	93°49'00"	17°54'00"
7	93°42'00"	17°54'00"	23	93°48'00"	17°54'00"
8	93°42'00"	17°53'30"	24	93°48'00"	17°54'30"
9	93°43'00"	17°53'30"	25	93°46'00"	17°54'30"
10	93°43'00"	17°53'00"	26	93°46'00"	17°55'30"
11	93°44'00"	17°53'00"	27	93°44'30"	17°55'00"
12	93°44'00"	17°52'30"	28	93°44'30"	17°55'30"
13	93°45'00"	17°52'30"	29	93°44'00"	17°55'30"
14	93°45'00"	17°52'00"	30	93°44'00"	17°56'00"
15	93°46'00"	17°52'00"	31	93°43'30"	17°56'00"
16	93°46'00"	17°51'30"	32	93°43'30"	17°56'30"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación A-0034-M-Campo Ayocote.
(Fuente: CNH con información de PEP, 2018).

II. Relación cronológica del proceso de revisión

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen de la modificación al Plan de Desarrollo propuesto por PEP, involucró la participación de tres Direcciones Generales de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica. Además, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), es la autoridad competente para evaluar el Sistema de Administración de Riesgos.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto la modificación del Plan de Desarrollo presentado por PEP para su aprobación.

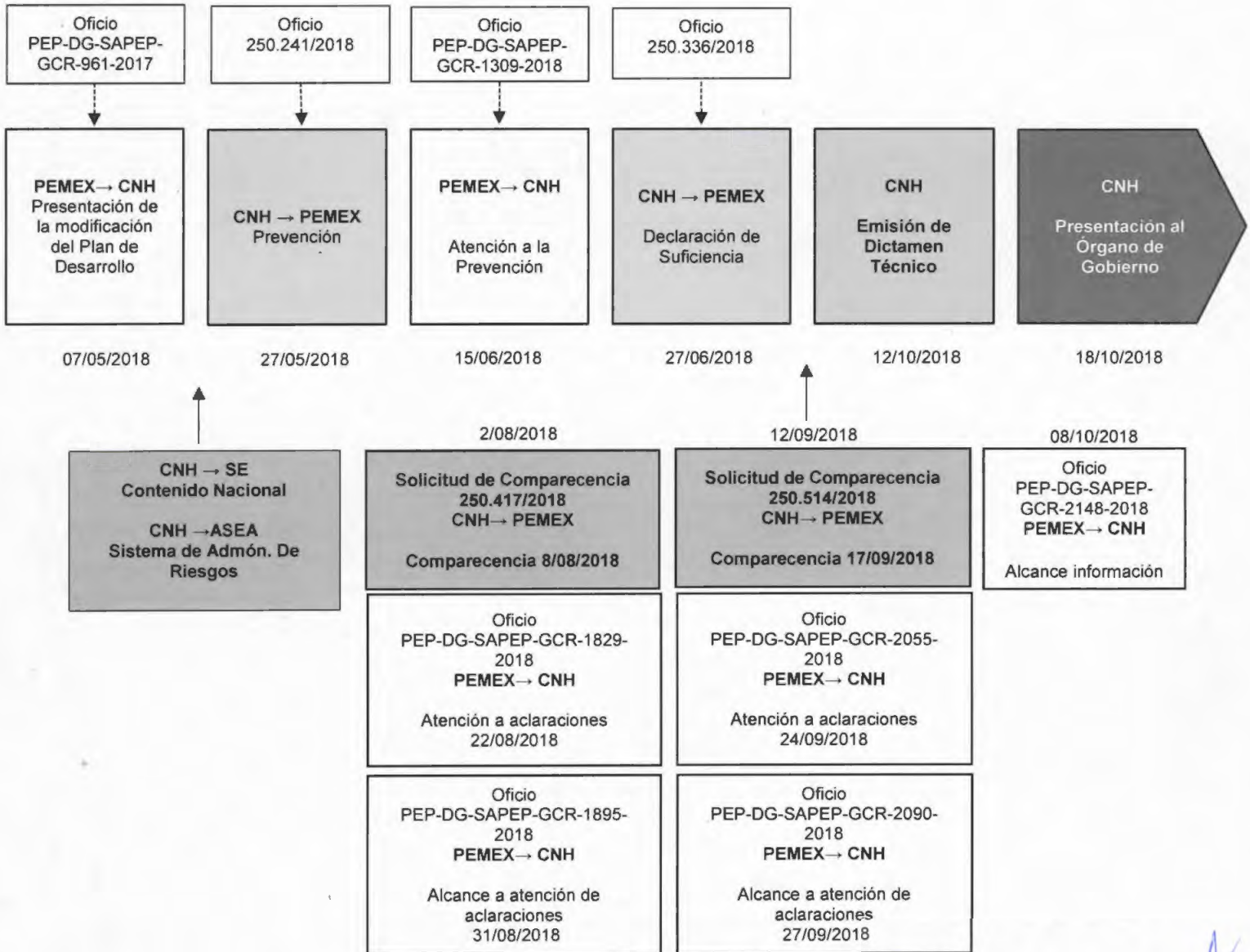


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución. (Fuente: CNH).

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

III. Criterios de evaluación

Se verificó que las modificaciones propuestas por PEP fueran congruentes y se alinearan a lo señalado en el Artículo 44 fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Plan de Desarrollo propuesto permitan maximizar el Factor de Recuperación, el programa de aprovechamiento de Gas Natural y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos, en condiciones económicamente viables.

La Comisión consideró los principios y criterios en términos de los artículos 7 y 8 de los "Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones" (en adelante, Lineamientos), para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos a la modificación al Plan de Desarrollo.

Al respecto, la modificación al Plan de Desarrollo se analizó con base en los elementos establecidos en los artículos 6, 7, fracciones I, II, III, y VI, 8, fracción II, incisos a), b), c), d) y e), f), g), h), 11, 20, 40, fracción II, incisos a), b), y h), 41, y el Anexo II de los Lineamientos; así como 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Las modificaciones propuestas al Plan de Desarrollo para la Extracción cumplen con los requisitos establecidos en el artículo 41 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- a) Presentó un comparativo entre el Plan aprobado y el proyecto de Plan con las modificaciones propuestas.
- b) Contiene un análisis costo-beneficio de los efectos derivados de la modificación propuesta, en términos técnicos, económicos y operativos.
- c) Contiene el sustento documental de la modificación propuesta.
- d) Contiene las Mejores Prácticas de la Industria para la modificación propuesta.
- e) Presentó las nuevas versiones de los Programas asociados al Plan.
- f) Presentó los apartados que son sujetos de modificación, en términos del Anexo II de los Lineamientos.



IV. Análisis y Evaluación de los Elementos del Plan

a) Características Generales y propiedades de los yacimientos de la Asignación

Los yacimientos de la Asignación A-0034-M Campo Ayocote corresponden a sedimentos terrígenos de edad Mioceno. En el Campo Ayocote se han definido 2 fallas principales que delimitan al mismo tanto al norte como en la parte sur, actualmente la estructura del campo está definida como un anticlinal con cierre en dos direcciones contra falla, con buzamiento NW-SE. (¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.).

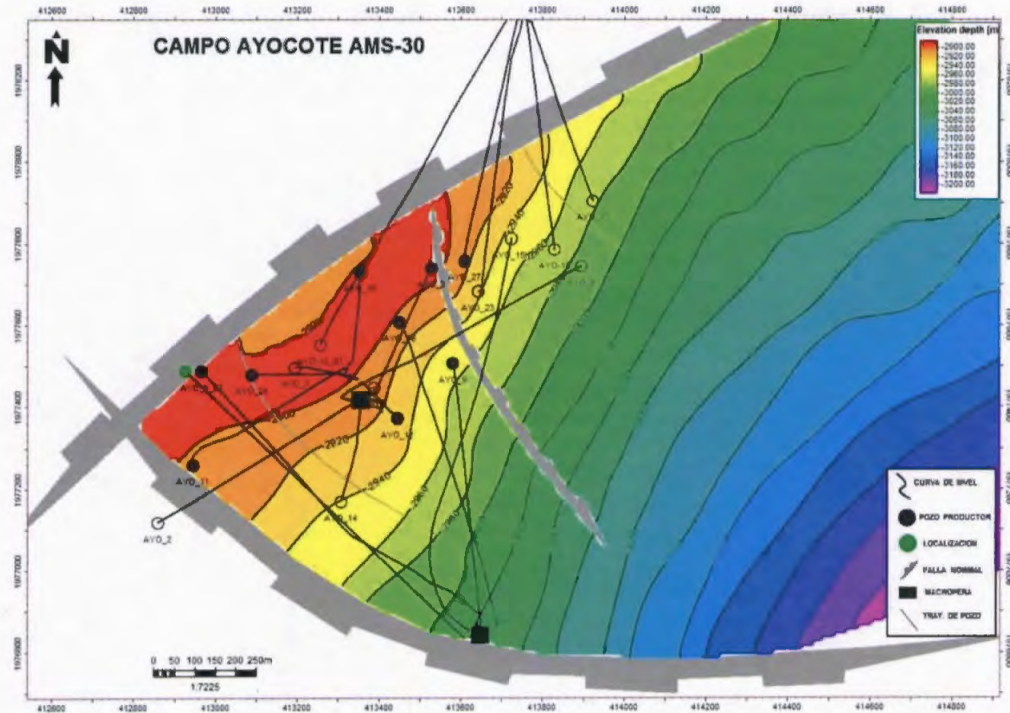


Figura 3. Mapa estructural para el yacimiento Mioceno, Asignación A-0034-M Campo Ayocote. (Fuente: PEP).

Las principales características generales geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y yacimientos, así como el factor de recuperación incluidos en la Asignación A-0034-M-Campo Ayocote se muestran en la Tabla 3.

Características generales	Yacimiento Mioceno
Área (km ²)	78.893
Año de descubrimiento	2013
Fecha de inicio de explotación	2014
Profundidad promedio (m)	3050
Elevación (m)	17
Pozos	
Número y tipo de pozos perforados Asignación	24 (verticales, direccionales tipo J y S)

Número y tipo de pozos perforados Campo Ayocote	19 (verticales, direccionales tipo J y S)
Estado actual de pozos	13 pozos operando
Cerrados	4
Con posibilidades de explotación	1
Sin posibilidades de explotación	3
Pozos Taponados Asignación	5
Tipo de sistemas artificiales de producción	Bombeo Neumático/Bombeo Hidráulico Jet

Marco Geológico

Era, periodo y época	Cenozoico/ Neógeno/ Mioceno
Cuenca	Salina del Istmo
Play	Cinco Presidentes
Régimen tectónico	Distensivo
Ambiente de depósito	Abanicos Submarinos
Litología almacén	Areniscas

Propiedades petrofísicas

Mineralogía	Arcilla, Qz, Fld, Ca, Dolomita, Pirita
Saturaciones	20 - 30
(Especificar tipo de saturación como inicial, irreductible, de agua, gas, aceite, etc.)	Sw Inicial
Porosidad y tipo	20 – 22 Intergranular
Permeabilidad (mD)	250 – 500
(Especificar tipo como absoluta, vertical, horizontal, etc.)	Absoluta
Espesor neto y bruto promedio (m)	75 – 181
Relación neto/bruto	0.41

Propiedades de los fluidos

Tipo de hidrocarburos	Aceite Negro
Densidad API @ cy	34.1
Densidad API @ cs	36
Viscosidad (cp) @ cy	0.43
Viscosidad (cp) @ cs	1.92
Relación gas – aceite inicial y actual	175 / 140
Bo inicial	1.512
Bo actual	1.46

Calidad y contenido de azufre	---
Presión de saturación o rocío	219 kg/cm ²
Factor de conversión del gas	0.22555
Poder calorífico del gas	1,538.9-1,512.1 BTU
Propiedades del yacimiento	
Temperatura (°C)	97.7
Presión inicial (kg/cm ²)	332
Presión actual (kg/cm ²)	175
Mecanismos de empuje principal y secundario	Hidráulico /Gas disuelto
Extracción	
Métodos de recuperación secundaria	En estudio de factibilidad
Métodos de recuperación mejorada	En estudio de factibilidad
Gastos actuales	8.4 Mbd / 7.0 MMpcd
Gastos máximos y fecha de observación	16.7 Mbd (mar 2016) / 15.2 MMpcd (mayo 2016)
Corte de agua	17.3
Factor de recuperación actual (%)	34.1*

*Cifras de FR de Aceite, Reserva 2 P al 1 de enero de 2018

*Tabla 3. Características generales de la Asignación.
(Fuente: PEP).*

b) Motivo y Justificación de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción

En la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo presentada por PEP, se señala que, derivado del avance en el desarrollo del Campo Ayocote se requiere una nueva estrategia de explotación plateando la perforación de un pozo y 22 reparaciones mayores. Asimismo, se ha logrado atenuar la declinación de dicho Campo mediante la realización de reparaciones menores a través de la implementación de sistemas artificiales y cambios de aparejos de producción con el fin de restaurar o mejorar su producción, de igual manera, se han ejecutado reparaciones mayores tales como redisparos y ampliación de intervalos de alta productividad para contribuir a lo anterior. Estas actividades han requerido de la optimización de la infraestructura de la Asignación, ocasionando un excedente en la inversión de un 169.31% respecto a lo establecido en la Ronda Cero.

Dado el avance en las operaciones en la Asignación, la estrategia de extracción y el monto de inversión se actualizan los supuestos de modificación previstos en el artículo 40, fracción II, incisos a), b), g) y h) de los Lineamientos, en el sentido de que:

- Adicionan actividades no previstas en el Plan de Desarrollo vigente, respecto del incremento en el número de reparaciones mayores a ejecutar, lo que representa un cambio en la estrategia de extracción, dicho cambio de estrategia obedece a la adecuación del Plan a las condiciones vigentes del mercado, presupuestas, comportamiento de declinación y la actividad física establecida en los volúmenes técnicos cuantificables de PEP al 1 de enero del 2018 para la Asignación;

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large '4' and 'S.N.C.']

- b) Existe una disminución en los volúmenes técnicos cuantificados al 1 de enero de 2018 con respecto a los cuantificados en el año 2015 y por ende menor número de reservas, producto de los estudios y actividades realizadas con el objeto de delimitar el Campo y el comportamiento dinámico del mismo a través del tiempo; y,
- c) Existe una variación en el monto total de inversión de un incremento del 169.31% respecto del monto de inversión aprobado en el Título de Asignación.

Por lo anterior se está planteando una propuesta del Plan de Desarrollo para la Extracción la cual considera una inversión de 110.9 millones de dólares (MMUSD), la cual permitirá recuperar para el período 2018-2034 un volumen de 9.9 millones de barriles (MMb) y 7.9 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc) de gas, que en petróleo crudo equivalente representan 11.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce).

c) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

El volumen original de la Asignación ha variado en gran medida a lo largo del tiempo como se puede observar en la Figura 4, de 2015 a 2018 el aceite ha disminuido de 129.1 MMb a 40.1 MMb, así como el gas que disminuyó de 142.5 MMMpc a 57.6 MMMpc.

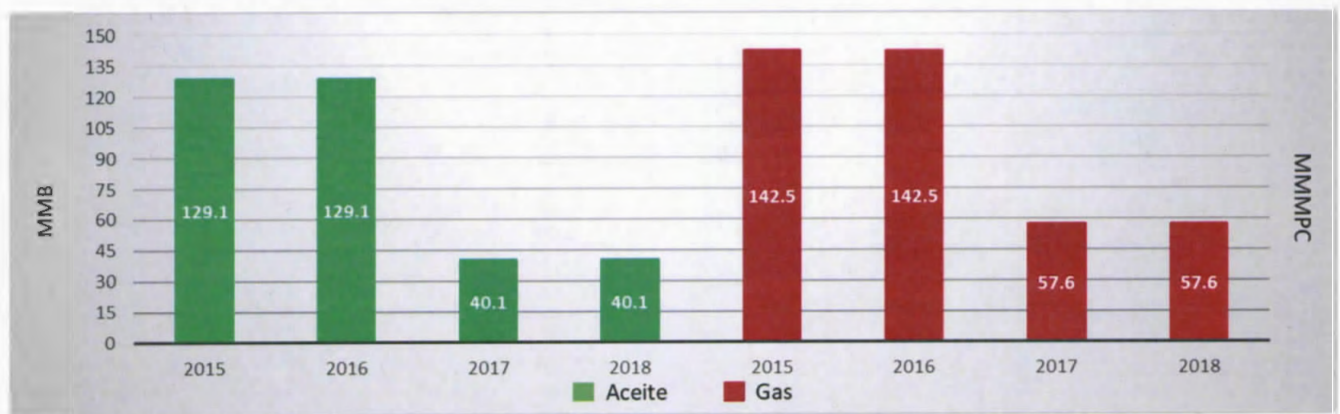


Figura 4. Evolución del volumen original de aceite y gas de la Asignación en el periodo 2015-2018. (Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

Esto se debe a que el volumen original estimado a la fecha de documentación de Ronda Cero tenía una alta incertidumbre, dada la etapa en la que se encontraba el desarrollo del campo, en donde solamente contaba con un pozo perforado (Ayocote-1). Las actividades físicas realizadas a partir de la fecha de aprobación del Plan vigente, así como la información obtenida han permitido tener un mejor conocimiento del campo derivando en un menor volumen original como se puede apreciar en la Tabla 4 en donde se observan las variaciones en los parámetros para el cálculo del volumen original de aceite en las arenas que conforman al yacimiento del campo.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

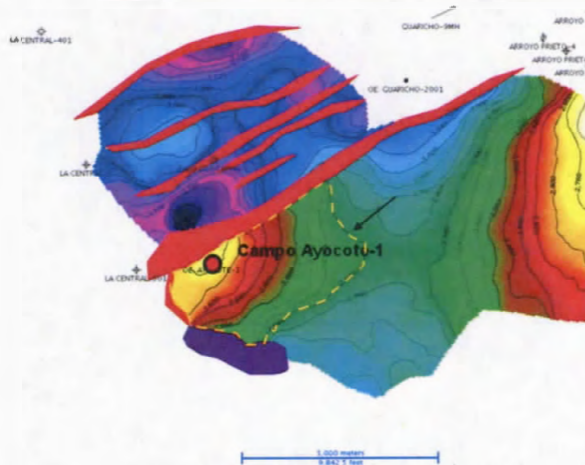


Figura 5. Configuración estructural de la Asignación A-0034-M Ayocote en Ronda Cero. (Fuente: PEP).

Arena AMS-20						
Plan	Área (km ²)	Espesor neto (m)	PHIE (%)	SW (%)	Boi (m ³ /m ³)	N MMb
R0	1.6	10.0	22.0	12.0	1.4	14.4
Vigente	0.9	6.2	22.5	37.4	1.4	3.6
Diferencia	-0.07	-3.8	0.5	-25.4	0	-10.8

Arena AMS-30						
Plan	Área (km ²)	Espesor neto (m)	PHIE (%)	SW (%)	Boi (m ³ /m ³)	N MMb
R0	2.0	19.0	21.0	15.0	1.5	28.3
Vigente	0.7	33.2	19.7	19.2	1.5	15.7
Diferencia	-1.3	14.2	-1.3	-4.2	0	-12.6

Arena AMS-40						
Plan	Área (km ²)	Espesor neto (m)	PHIE (%)	SW (%)	Boi (m ³ /m ³)	N MMb
R0	2.8	41.0	21.0	14.0	1.5	86.6
Vigente	1.3	22.6	19.7	22.4	1.6	18.1
Diferencia	-1.5	-18.4	-1.3	-8.4	0	-68.5

Arena AMS-60						
Plan	Área (km ²)	Espesor neto (m)	PHIE (%)	SW (%)	Boi (m ³ /m ³)	N MMb
R0	-	-	-	-	-	-
Vigente	0.5	10.9	19.0	33.0	1.6	2.7
Diferencia	0.5	10.9	19.0	33.0	1.6	2.7

Nota: La arena AMS-60 fue descubierta posterior a R0.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Arena	Variación (MMb)*
AMS-20	-10.8
AMS-30	-12.6
AMS-40	-68.5
AMS-60	2.7
Total	-89.2
Volumen original 2015 – Variación	39.9

Tabla 1. Variaciones en los parámetros para el cálculo del volumen original de aceite en las arenas que conforman el yacimiento de la Asignación Ayocote. (Fuente: PEP).

*Los valores pueden variar debido al redondeo de las cifras.

La variación en el volumen original es consecuencia de una falta de evaluación del campo puesto que la caracterización de la Asignación se dio a la partir del desarrollo de la misma, ocasionando un modelo sedimentario deficiente que impactó en una definición no adecuada de las localizaciones a perforar, así como un cálculo no sustentado de los volúmenes originales iniciales.

Cabe resaltar que los volúmenes recuperados a la fecha de presentación de la Solicitud de Modificación son mayores a los estimados inicialmente, asimismo, el volumen a recuperar en el Plan propuesto es mucho mayor al originalmente planteado, contribuyendo en un incremento al factor de recuperación final esperado.

La Asignación tiene una producción acumulada al 31 diciembre del año 2017 de 12.1 MMb de aceite y 10.8 MMMpc de gas natural; la producción promedio al 2017 es de 8.4 Mbd de aceite y 7.0 MMpcd de gas natural.

Las reservas 1P certificadas al 01 de enero de 2018 en el yacimiento Mioceno son de 8.6 MMb de Aceite y 6.6 MMMpc de gas y se muestran en la siguiente Tabla 5.

Campo	Volumen Original		Categoría de Reservas	Factor de Recuperación Esperado		Reservas				Producción Acumulada	
	Aceite MMb	Gas Natural MMMpc		Aceite %	Gas %	Aceite MMb	Gas Natural MMMpc	Condensado MMb	PCE MMb	Aceite MMb	Gas Natural MMMpc
Ayocote	40.1	57.6	1P	51.6	30.3	8.6	6.6	0	10.2	12.1	10.8
Ayocote	40.1	57.6	2P	54.8	32.6	9.9	7.9	0	11.8		
Ayocote	40.1	57.6	3P	54.8	32.6	9.9	7.9	0	11.8		

Tabla 5. Volumen original y Reservas al 01 de enero de 2018. (Fuente: PEP).

A continuación, en la Figura 6, se presenta la evolución de las Reservas de Aceite de la Asignación, como se puede observar dichas reservas han presentado una disminución debido a la caracterización y delimitación del campo definida con la perforación de los pozos de desarrollo.



Figura 6. Evolución de las Reservas de Aceite del campo Ayocote. (Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and the number '777'.

A continuación, en la Figura 7, se puede observar la evolución de Reservas de Gas Natural, similar al caso del Aceite, se observa una disminución considerable de volumen.

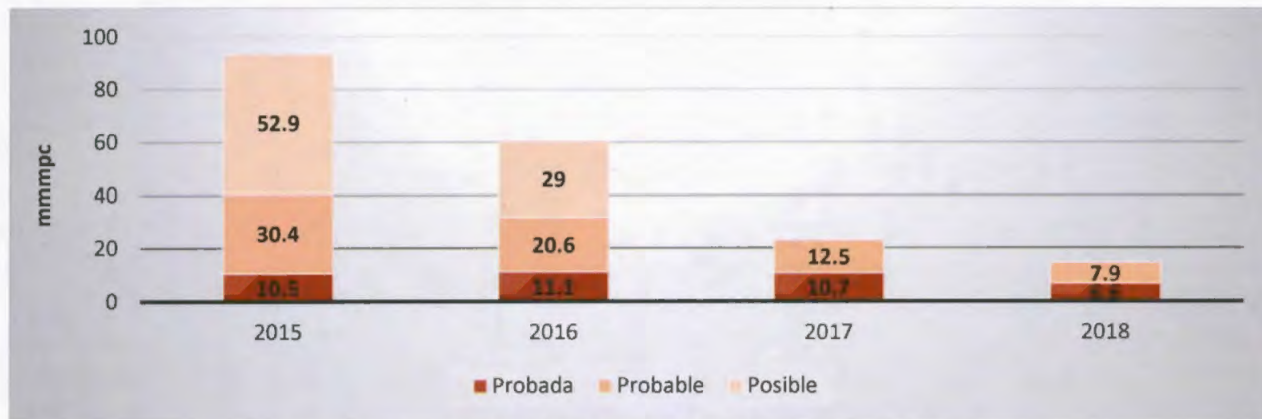


Figura 7. Evolución de las Reservas de Gas Natural del campo Ayocote.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

La Tabla 6 muestra la distribución de las reservas y el volumen original en las arenas que conforman el yacimiento del campo Ayocote.

Arenisca	Volumétrico (MMb)	P50	Reservas 2P Ene- 18	
			Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)
AMS-20	3.6	3.6	1.3	4.0
AMS-30	15.7	15.2	5.1	2.3
AMS-40	18.1	18.4	2.6	1.0
AMS-60	2.7	2.9	0.8	0.6
Total	40.1	40.1	9.9	7.9

Tabla 6. Distribución de reservas y volumen original en el yacimiento del campo Ayocote.
(Fuente: PEP).

Derivado del cambio de estrategia propuesto se pretende recuperar un volumen de aceite de 9.9 mmb y 7.9 mmmpc de gas a la fecha de término de la vigencia de la Asignación, lo cual representa la totalidad de las Reservas 2P de aceite y gas natural al 1 de enero de 2018; es decir, recuperará el total de las reservas del campo. Adicionalmente, se identifica que el volumen a recuperar de aceite y de gas del campo Ayocote a largo del periodo 2014-2034 respecto al Plan Modificado, incrementa en 14.7 mmb de aceite y 14.7 mmmpc de gas respecto al volumen a recuperar en el Plan Vigente.

Tipo de Hidrocarburo	Ronda Cero (2014-2034)	Plan Modificado (2014-2034)	Incremento
Aceite (mmb)	7.3	22	14.7
Gas (mmmpc)	4.05	18.7	14.7

Tabla 7. Comparativo de volúmenes a recuperar entre Planes.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

d) Comparativo de la actividad física del Plan vigente contra la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo

En la Tabla 8 se presenta un comparativo de la actividad física aprobada en Ronda Cero, la actividad física real realizada por el Asignatario a 2017 y la actividad física propuesta por PEP a realizar en la presente solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo.

Del análisis de la actividad física ejecutada contra la aprobada en Ronda Cero, se advierte que a la fecha PEP perforó 16 pozos y realizó 19 reparaciones mayores de lo aprobado en Ronda Cero como programa

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

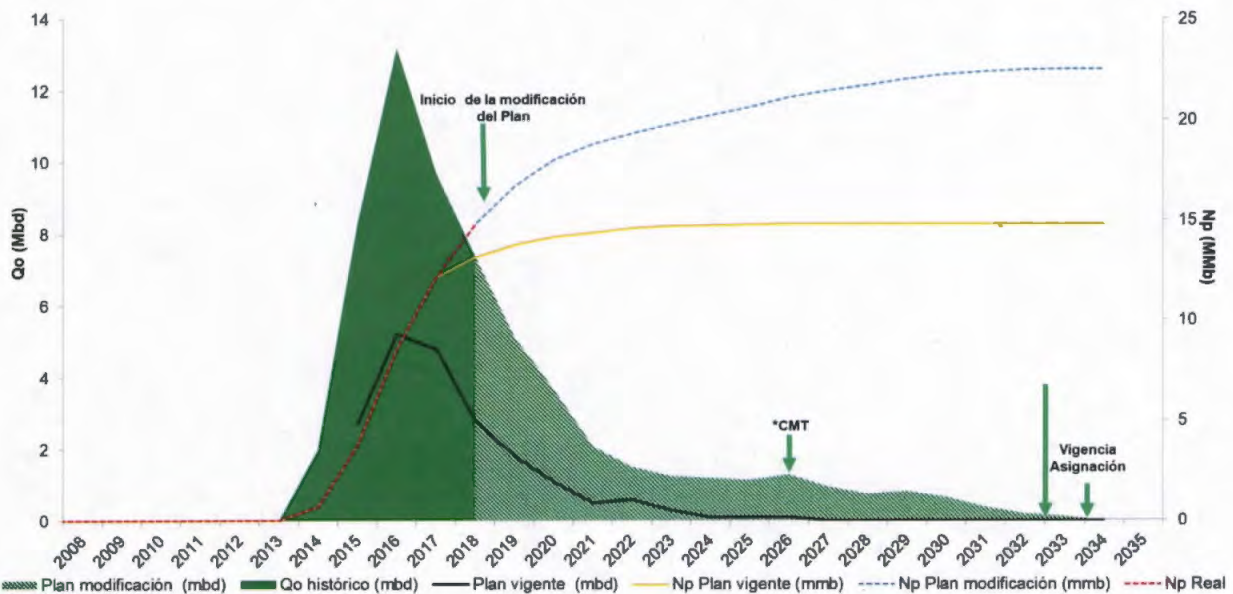
de trabajo, por otro lado, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo incluye 1 pozo a perforar en el Mioceno, así como la construcción de 1 ducto, la realización de 22 reparaciones mayores, 10 reparaciones menores y 20 taponamientos como se muestra en la Tabla 8.

Actividad	Total		
	Plan R0	Ejecutada	Plan Modificado
Perforación	18	16	1
Terminación	18	16	1
Ductos	18	19	1
Plataformas	0	0	0
RMA	10	19	22
RME	0	28	10
Taponamientos	18	0	20
Abandono	0	0	0

Tabla 8. Comparativo de actividad física entre Planes.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

Derivado del análisis de la información remitida por PEP, la modificación al Plan de Desarrollo consiste en la perforación de 1 pozo y la reparación mayor de 22 pozos para atenuar la declinación del campo y explotar la formación Mioceno, de la cual se cuenta con toda la información que sustenta el desarrollo de la misma y cuenta con reservas certificadas, así como la conformación de un modelo estático.

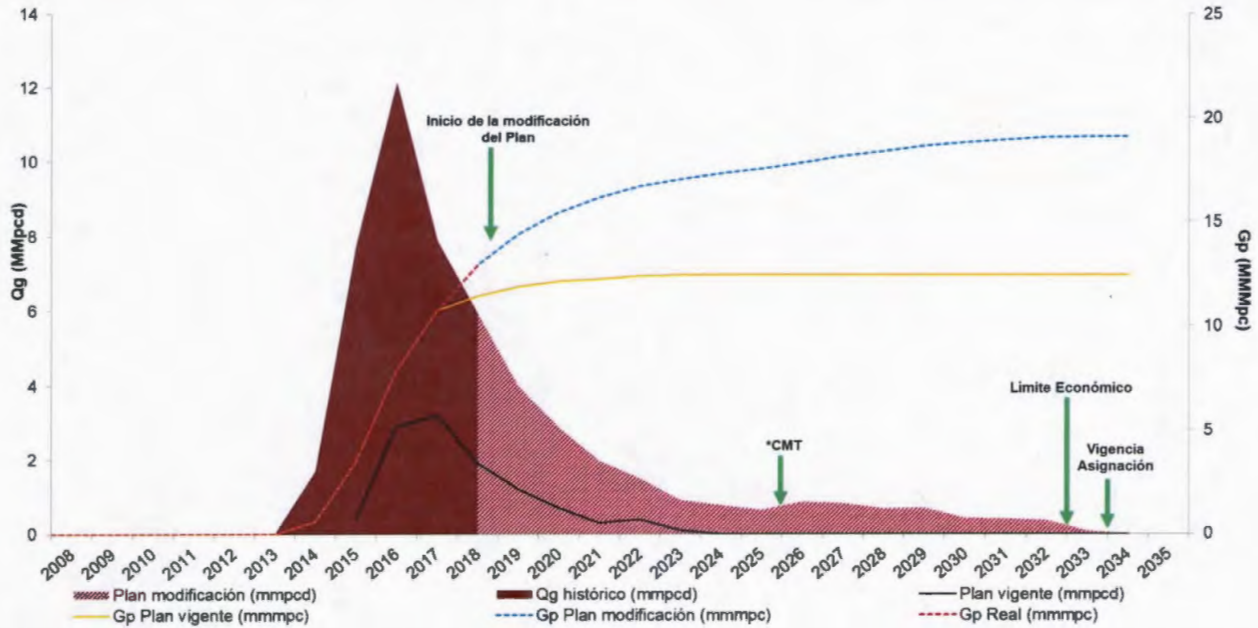
En las Figuras 8 y 9 se observa que la producción acumulada de aceite y de gas del campo, asociada a la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo, que incluye la producción que aportará, sería menor a la producción acumulada referida en el Plan Vigente, esto como producto de las condiciones actuales del yacimiento, la delimitación del campo y el avance del contacto aceite-agua.



*Cumplimiento Mínimo de Trabajo

Figura 8. Pronóstico de producción de aceite y producción acumulada por recuperación primaria, Campo Ayocote.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and several smaller ones, located at the bottom right of the page.



*Cumplimiento Mínimo de Trabajo

Figura 9. Pronóstico de producción de gas y producción acumulada por recuperación primaria, Campo Ayocote. (Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

La etapa con mayor desarrollo en el campo fue de abril 2014 a febrero 2016 en donde se perforaron 16 de los 19 pozos con los que cuenta la Asignación, 9 pozos en 2015 y 7 en 2016, respectivamente. Conforme se fueron perforando dichos pozos se fue delimitando el área para así calcular con menor incertidumbre el volumen original de hidrocarburos. En febrero de 2016, se alcanza la producción máxima de 16,680 barriles al día por recuperación primaria, así como la presión de saturación en varios pozos, adicionalmente comienza la producción de agua.

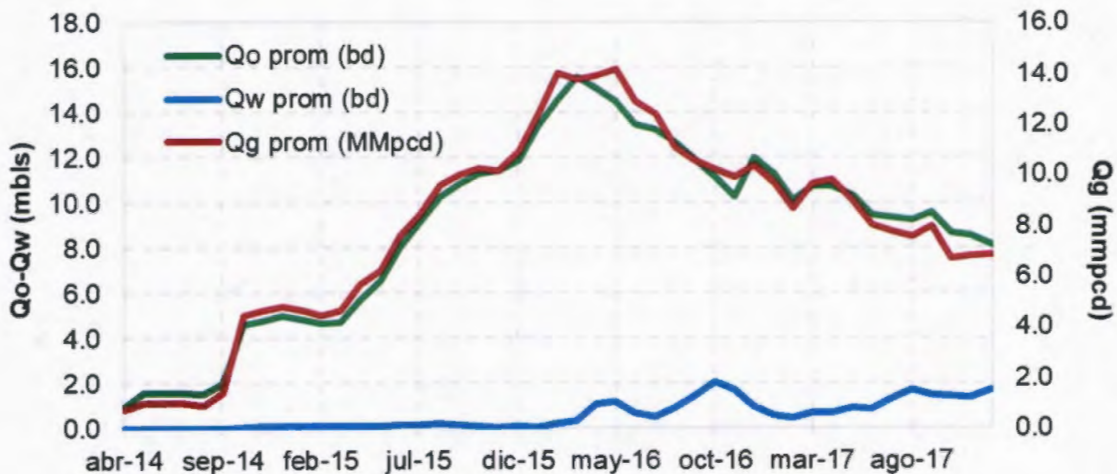


Figura 10. Histórico de producción de la Asignación A-0034-M Ayocote. (Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

Durante los últimos meses de 2016 y hasta la fecha, la producción se mantiene a base de reparaciones mayores y menores, mediante la implementación de sistemas artificiales de producción, cambios de aparejo de producción y la instalación de estranguladores de fondo para evitar la irrupción abrupta de agua salada. Asimismo, se cerraron algunos pozos por invasión de agua salada y depresionamiento del yacimiento.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

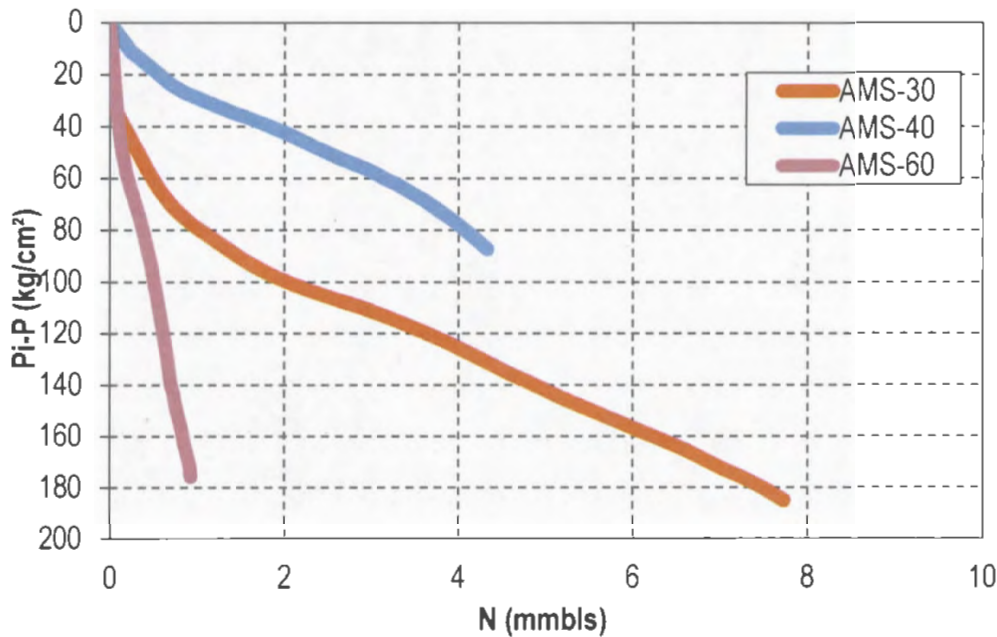


Figura 11. Caída de presión por millón de barril producido.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

Al 31 de diciembre de 2017, de los 19 pozos que existen en la Asignación, 6 pozos se encuentran cerrados y en programa de intervenciones y se maneja la producción de 13 pozos, de los cuales 4 operan de manera fluyente, 9 con sistema artificial de producción. De los 9 pozos con sistema artificial, 6 producen con bombeo neumático continuo mediante motocompresor a boca de pozo y 3 con bombeo hidráulico tipo jet.

El cambio en la estrategia considerado en la propuesta de modificación del Plan de Desarrollo para la extracción permitirá recuperar en el periodo 2018-2034 un volumen de aceite y gas de 9.9 MMb y 7.9 MMMpc que corresponde al volumen total de las reservas del campo.

Respecto al horizonte 2015-2034, en el Plan Vigente aprobado en Ronda Cero se estimaba una inversión de 75.4 millones de dólares y 0.03 millones de dólares de gastos de operación, para recuperar una reserva 3P de 56.2 MMbpc en dicho periodo. Por lo que respecta al Plan Nuevo, en un horizonte 2018-2034 se estima una inversión de 43.8 millones de dólares y 67.1 millones de dólares de gastos de operación, para recuperar una reserva 2P=3P de 11.8 MMbpc. Lo anterior, debido a un incremento en los costos de extracción dada la irrupción de agua en el campo.

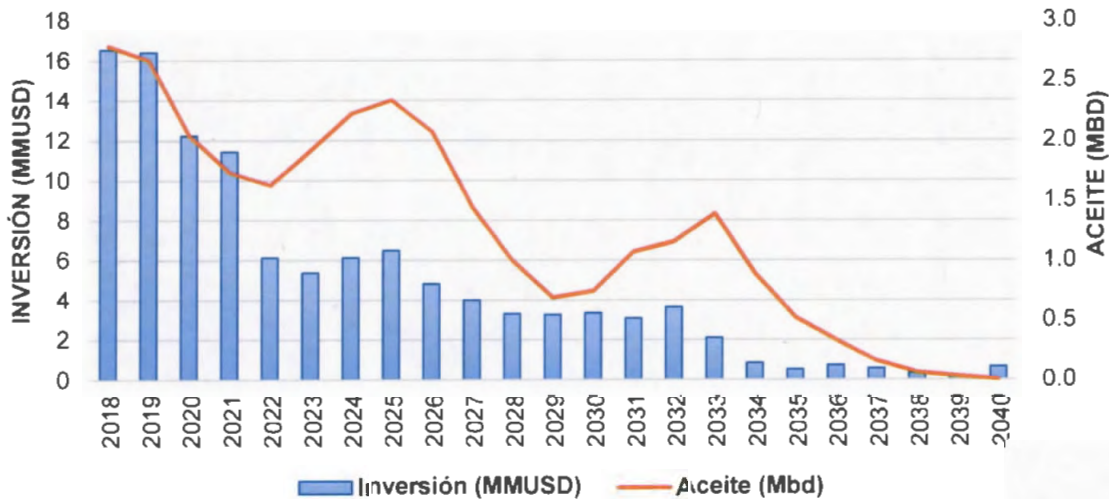


Figura 12. Inversión vs producción de aceite, Plan modificado del Campo Ayocote.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature on the left and several initials on the right.

(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

En estas cifras puede destacarse el incremento en los gastos de operación debido, principalmente, al mantenimiento de las reparaciones mayores y menores implementadas, ductos e instalaciones de producción, y la alza en tarifas de servicios, de mano de obra, arrendamiento y transporte. Por otra parte, producto de los análisis llevados a cabo por el Asignatario, destaca el cambio de estrategia, que provocó un decremento de la inversión en la construcción de obras y pozos.

Por otro lado, la reducción de la producción de aceite se debe al incremento en el flujo fraccional de agua, producto del avance del contacto agua aceite. Cabe señalar que el avance del contacto agua-aceite no es uniforme en la totalidad del yacimiento y que éste no fue debidamente controlado en un contexto técnico-operativo lo culminó en un aumento desproporcionado de la producción de agua causando la disminución de la productividad de hidrocarburos en el largo plazo.

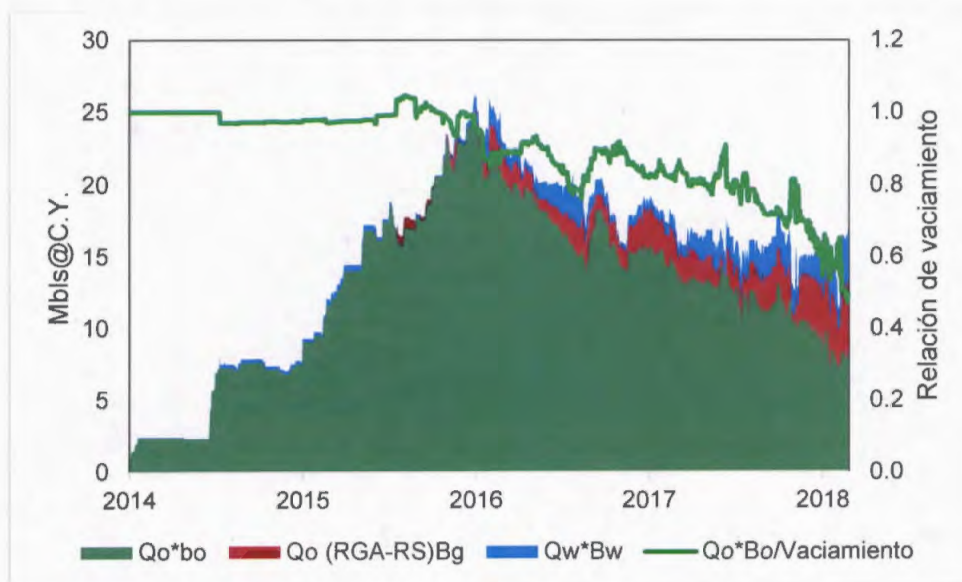


Figura 13. Avance del contacto agua aceite por ritmo de vaciamiento del campo Ayocote.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

Para conocer los gastos óptimos a los cuales deben producir los pozos, se diagnostica mediante la técnica propuesta en 1995 por Chan (SPE No. 30775) en la cual se identifican los mecanismos de producción de agua, con lo cual se pudo identificar que el principal mecanismo de irrupción de agua en el yacimiento fue debido a los canales de alta permeabilidad y avance del contacto agua aceite.

En la Figura 14 se ejemplifica el caso del pozo Ayocote 1, que tuvo una vida productiva de 3 años abatiéndose en 2017 por el alto corte de agua y de acuerdo con su comportamiento se atribuye a una canalización.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right and several smaller ones below it.

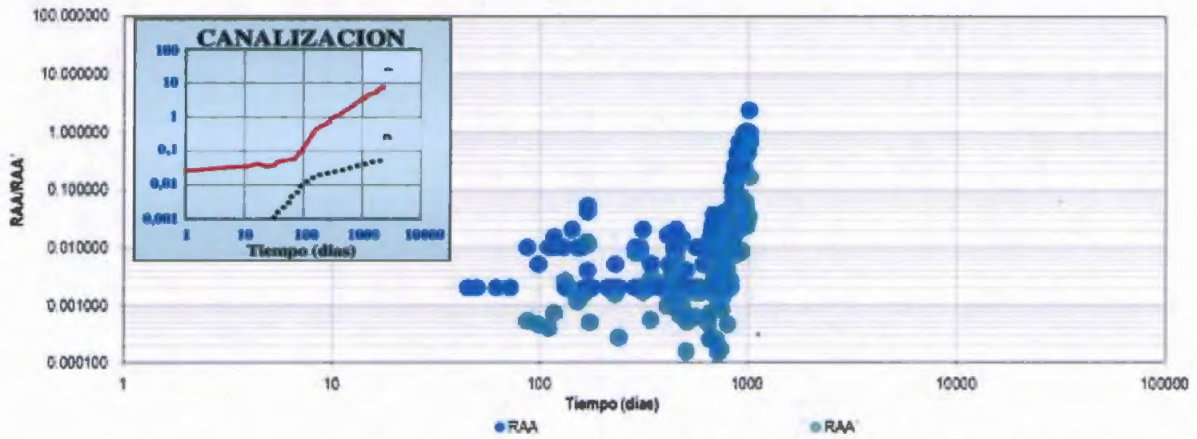


Figura 14. Diagnóstico del comportamiento de la entrada de agua del pozo Ayocote 1.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

En la siguiente Figura 15 se observa el caso del pozo Ayocote 27, que tuvo una vida productiva de 1 año, y el cual comenzó a aportar agua posterior a su terminación por lo que se atribuye al rápido avance del contacto agua aceite debido al ritmo de explotación del yacimiento.

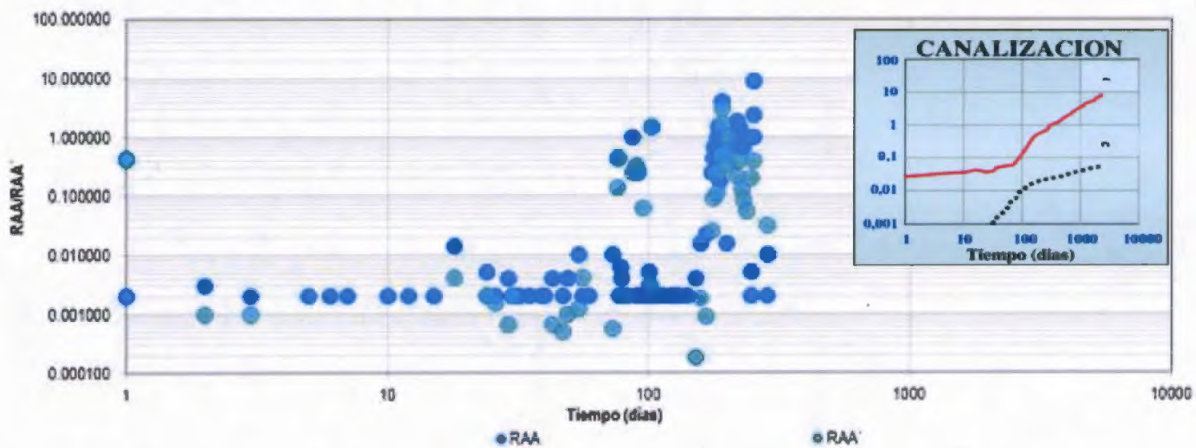


Figura 15. Diagnóstico del comportamiento de la entrada de agua del pozo Ayocote 27.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

En la Figura 16 se ejemplifica el caso del pozo Ayocote 9, el cual hasta el momento continúa produciendo con alto corte de agua, el comportamiento es atribuible al avance del contacto agua aceite y de acuerdo como se muestra en el mapa estructural se observa que la ventana de aceite se reduce significativamente.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right and several smaller ones below it.

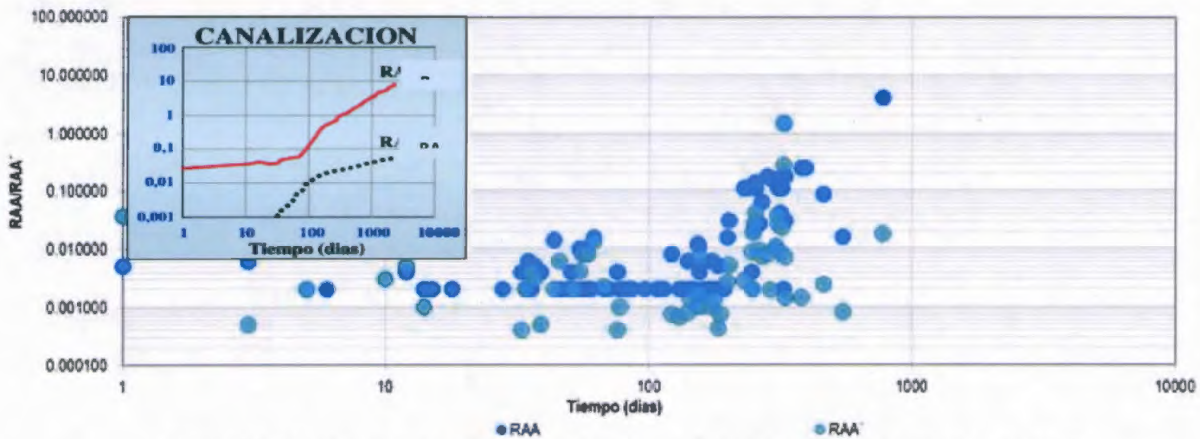


Figura 16. Diagnóstico del comportamiento de la entrada de agua del pozo Ayocote 9.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

Debido al comportamiento del avance del agua y a la delimitación del Campo, se ha reducido la ventana de aceite actual. De dicho comportamiento se ha detectado lo siguiente:

El comportamiento del contacto agua aceite en las areniscas denominadas como AMS-30, AMS-40 y AMS-60 del yacimiento de la Asignación obedece a un avance del agua por flancos como se observa en las Figuras 17, 18 y 19, ya que el primer pozo en invadirse fue el pozo Ayocote 10 y de allí Ayocote 13 que se encuentra más abajo estructuralmente. Actualmente el pozo Ayocote 24 produce con flujo de agua de 50 %.

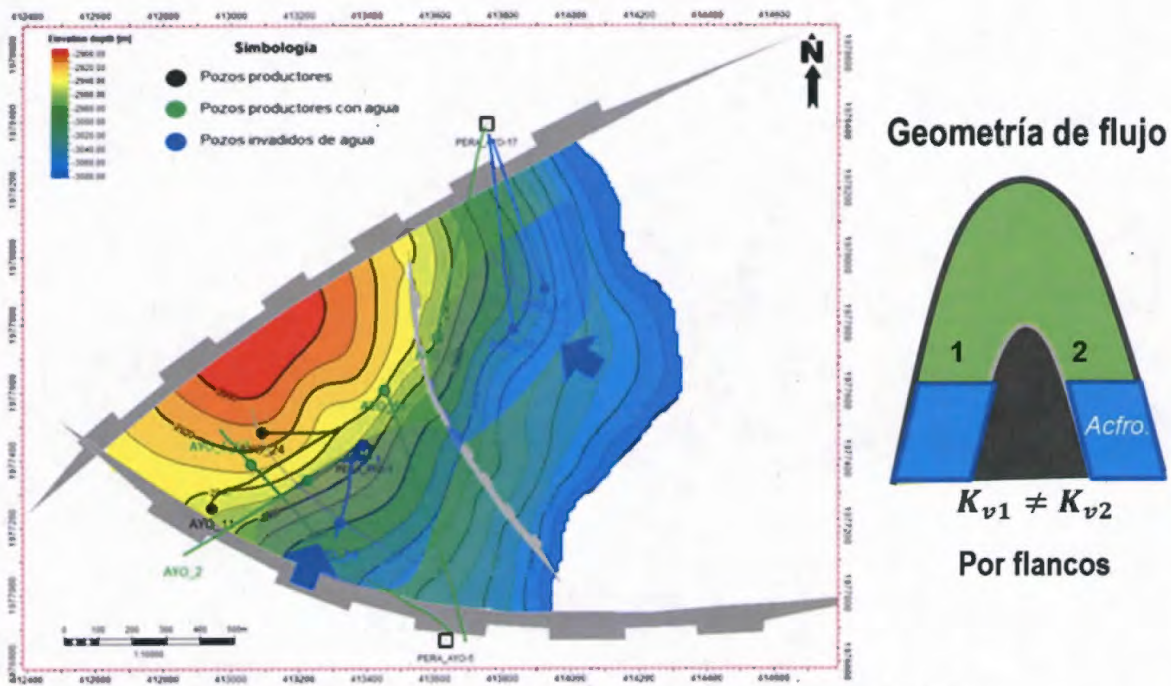
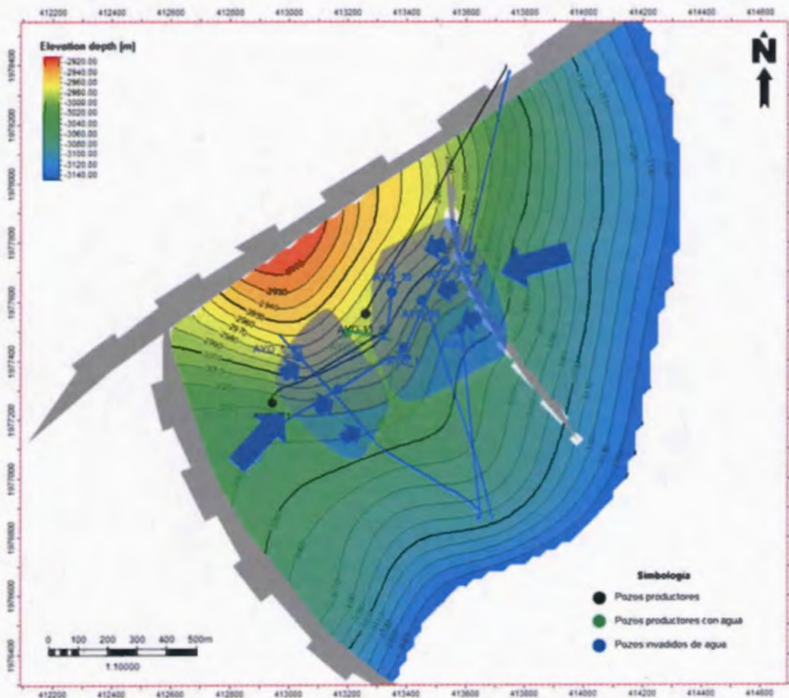


Figura 17. Representación del avance del contacto agua aceite AMS-30.
(Fuente: PEP).

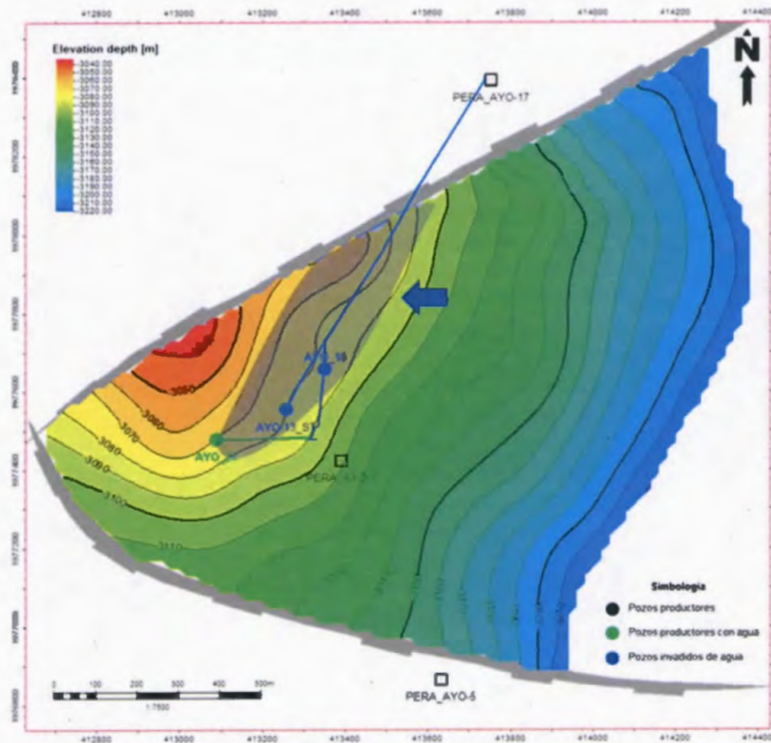
Handwritten signatures and initials in blue ink.



Geometría de flujo



Figura 18. Representación del avance del contacto agua aceite AMS-40.
(Fuente: PEP).



Geometría de flujo

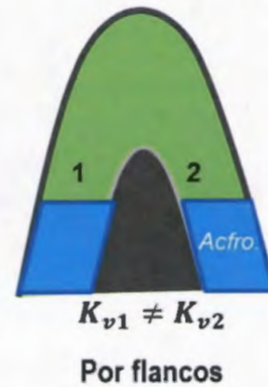


Figura 19. Representación del avance del contacto agua aceite AMS-60.
(Fuente: PEP).

Por lo anterior, la modificación planteada en el Plan de Desarrollo representa una mejora en la administración del yacimiento al proponer la obtención del volumen máximo de petróleo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables, tomando en cuenta las condiciones actuales

[Handwritten signatures and initials]

del yacimiento, específicamente del avance del contacto agua aceite y la irrupción del agua en los pozos del campo.

e) Pozos perforados y pozos a perforar

La Comisión aprobó a PEP la perforación de 18 pozos en el Plan de Desarrollo vigente asociado a Ronda Cero, sin embargo, cabe señalar que a la fecha PEP ha perforado 16 pozos.

Derivado del análisis realizado por la Comisión, se identifica que los pozos tenían como objetivo extraer las reservas asociadas las arenas de edad Mioceno, pero debido a la declinación de la presión del campo y a la irrupción del agua debido a la canalización del agua, se plantea cambiar la estrategia de explotación perforando únicamente un pozo más y no dos como indica el Plan de Desarrollo vigente, elevando consigo el factor de recuperación del campo.

f) Comparativo de las alternativas evaluadas para la modificación del Plan de Desarrollo

Derivado del análisis realizado por PEP, de las condiciones y componentes actuales que rigen a la Asignación, se establecieron las alternativas técnicas de explotación, en donde los principales criterios que se consideraron para la selección de la mejor alternativa fueron:

- Escenario de menor riesgo técnico
- Mayor recuperación de reservas de hidrocarburos
- Mejores indicadores económicos

Las alternativas analizadas son tres las cuales se describen a continuación y se resumen en las Figuras 20 y 21 y la Tabla 7:

Alternativa 1

Esta propuesta tiene como objetivo, continuar con la explotación del Campo solo con la producción base y el mantenimiento con las **reparaciones menores** a través de la implementación de los sistemas artificiales de producción de Bombeo Neumático asistido mediante motocompresor a boca de pozo y Bombeo Hidráulico tipo Jet, continuando con la infraestructura actual optimizada. Con esta alternativa se busca recuperar reservas de 5.3 MMb y 4.1 MMMPC.

Alternativa 2

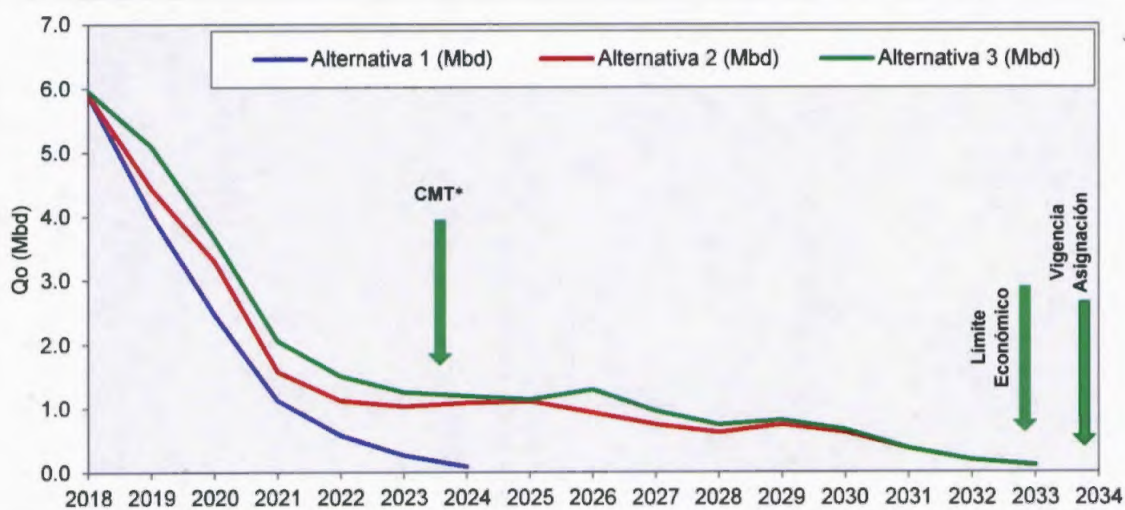
Considera continuar con la explotación mediante la producción base y el mantenimiento con las reparaciones menores mediante la implementación de los sistemas artificiales de producción de Bombeo Neumático asistido mediante motocompresor a boca de pozo y Bombeo Hidráulico tipo Jet, además se busca apuntalar la producción incremental considerando **14 reparaciones mayores** de la reserva 1P que contemplan disparos y redisparos a las areniscas con mejor potencial, continuando con la infraestructura actual optimizada. Con esta alternativa se busca recuperar reservas de 8.7 MMb y 6.5 MMMPC.

Alternativa 3

Considera continuar con la explotación mediante la producción base y el mantenimiento con las reparaciones menores mediante la implementación de los sistemas artificiales de producción de Bombeo Neumático asistido mediante motocompresor a boca de pozo y Bombeo Hidráulico tipo Jet, además se busca apuntalar la producción incremental considerando **22 reparaciones mayores** de la reserva 2P que contemplan disparos y redisparos a las areniscas con mejor potencial, adicionalmente considera la perforación de un pozo, esto continuando con la infraestructura actual optimizada. Con esta alternativa se busca recuperar reservas de 9.9 MMb y 7.9 MMMPC.

Características	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3 (seleccionada)
Metas Físicas (Número)			
Terminación de Pozos de Desarrollo	0	0	1
Intervenciones Mayores a Pozos	0	14	22
Producción			
Aceite (MMb)	5.3	8.7	9.9
Gas (MMMpc)	4.1	6.5	7.9
Gastos de operación (MMUSD)			
	35.7	58.4	67.1
Inversiones (MMUSD)			
	29.9	43.7	43.9
Indicadores económicos			
VPN AI (MMUSD) ¹	221.8	320.9	367.8
VPN DI (MMUSD)	50.3	76.4	92.3
VPI (MMUSD)	23.7	31.1	31.4
VPN/VPI AI (USD/USD)	9.4	10.3	11.7
VPN/VPI DI (USD/USD)	2.1	2.5	2.9

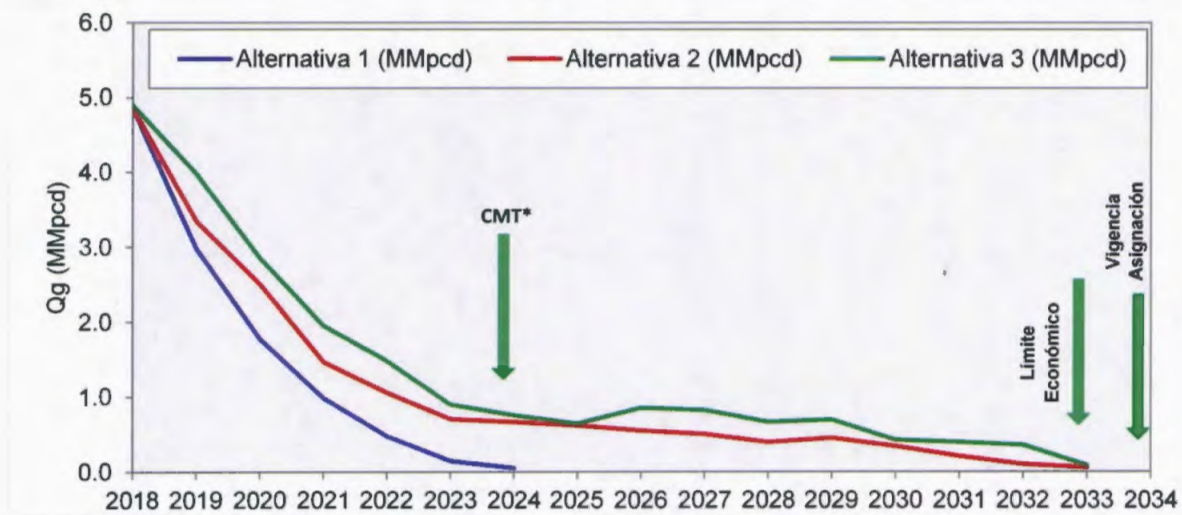
Tabla 9. Resumen de las alternativas propuestas para la extracción. (Fuente: PEP).



*Cumplimiento Mínimo de Trabajo

Figura 20. Pronóstico de producción de aceite de las alternativas propuestas. (Fuente: PEP).

[Handwritten signatures and initials in blue ink]



*Cumplimiento Mínimo de Trabajo.

Figura 21. Pronóstico de producción de gas de las alternativas propuestas. (Fuente: PEP).

La alternativa 3 representa el mejor escenario de producción, dado que considera recuperar la totalidad de las Reservas de la Asignación en condiciones económicamente viables.

g) Análisis técnico de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo

Con base en la información remitida por PEP y del análisis efectuado por la Comisión, se observa que debido a la declinación de la presión del campo y a la irrupción abrupta del agua provocado por la sobre explotación de las arenas del yacimiento del campo Ayocote, PEP visualizó que la producción actual de los pozos de la Asignación estuvo por encima del gasto crítico y ha recurrido a los sistemas artificiales de producción, tales como el bombeo neumático continuo y bombeo hidráulico, con el fin de vencer la contrapresión y proporcionar la energía necesaria para transportar los hidrocarburos del yacimiento a la superficie.

Durante el periodo de agosto de 2014 a de 2016, se observó un alza en las actividades de perforación, se perforaron 16 de los 18 pozos que se tenían programados. Dichos pozos operaron por arriba del gasto crítico, lo cual provocó un cambio en el comportamiento de la presión del yacimiento y un aumento en el flujo fraccional de agua dada la falta de caracterización del acuífero asociado al campo, como puede observarse en las Figuras 22, 23 y 24.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

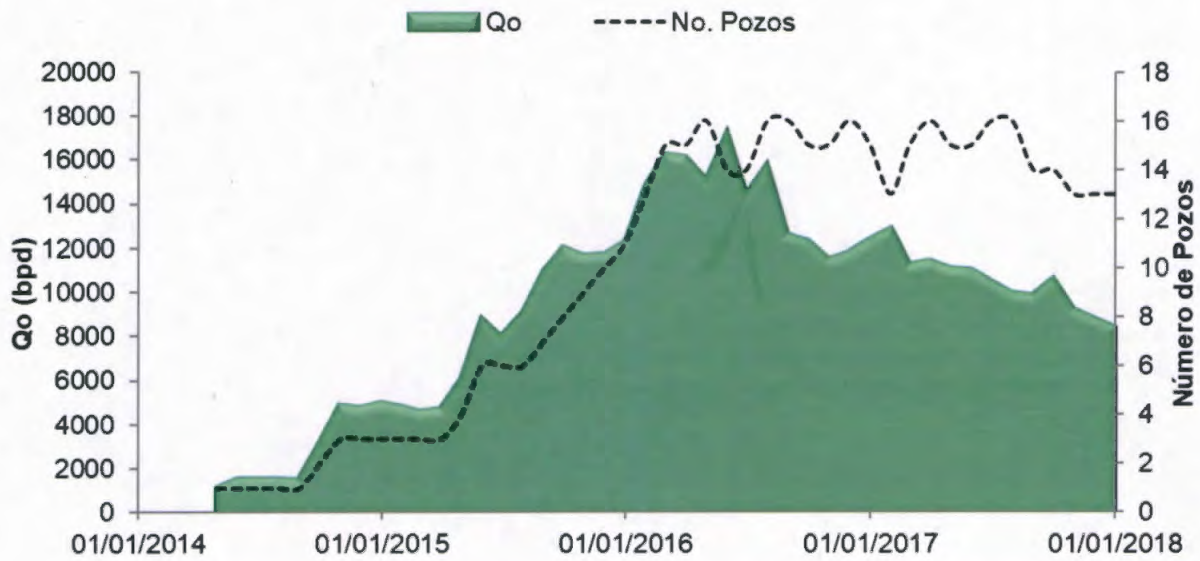


Figura 22. Histórico de producción de aceite y pozos operando en la Asignación A-0034-2M Campo Ayocote. (Fuente: PEP).

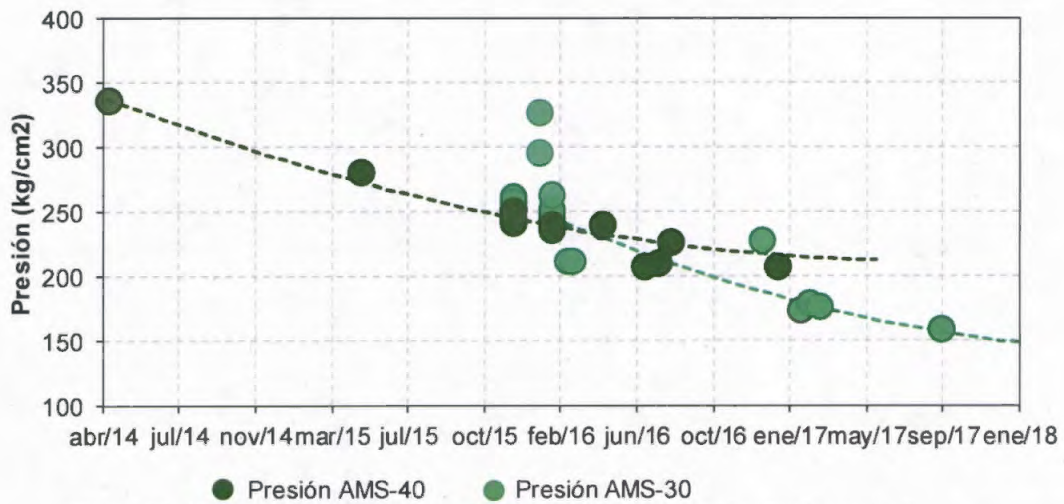


Figura 23. Histórico de presión en la Asignación A-0034-2M Campo Ayocote. * (Fuente: PEP).

*Se observa dos unidades de flujo correspondientes al mismo yacimiento del campo Ayocote.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right and several smaller initials below it.



Figura 24. Histórico de producción de agua en la Asignación A-0034-2M Campo Ayocote. (Fuente: PEP).

Dichos resultados determinaron un cambio de estrategia en el desarrollo del campo Ayocote, el cual consiste en bajar la tasa de perforación de pozos, al perforar solamente un pozo más de los 2 que se tenían contemplados y, enfocarse en la realización de reparaciones mayores y menores en los intervalos actualmente productores, en los pozos con mejores oportunidades. Asimismo, PEP implementó el seguimiento dinámico al avance de agua utilizando para ello la producción del pozo y los registros RST, en los cuáles se puede observar el avance progresivo del agua del intervalo analizado.

Bajo la metodología del gasto inverso (Figura 25), se graficó, uno entre el gasto de aceite ($1/q_o$) contra la acumulada de producción entre el gasto (N_p/q_o), en la curva obtenida se observa una inflexión que representa un cambio de estrategia en el desarrollo del yacimiento, en este caso fue la implementación de reparaciones mayores y menores en los pozos del campo realizados desde el 2016 a la fecha, cambiando a la pendiente de color anaranjada, lo que nos indica que la recuperación de aceite será menor, esto se debe a la irrupción del agua y a los problemas causados por el avance del contacto agua aceite y a la canalización han provocado el cierre de algunos de los pozos quedando solamente 13 pozos productores.

Este análisis sirve para evaluar si el factor de recuperación es acorde al yacimiento, teniendo en cuenta lo descrito en el párrafo anterior y evaluando en la ecuación de la línea anaranjada se obtiene una EUR (Recuperación Final Estimada) de 22 MMb lo que es cercano a un factor de recuperación final de 54.87%. El Asignatario prevé que su factor de recuperación final sea 54.8 % por lo que el volumen obtenido a través de la ecuación de balance de materia y al realizar el cálculo con el volumen original de la Asignación se concluye que el Factor de recuperación sí es representativo para el yacimiento.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

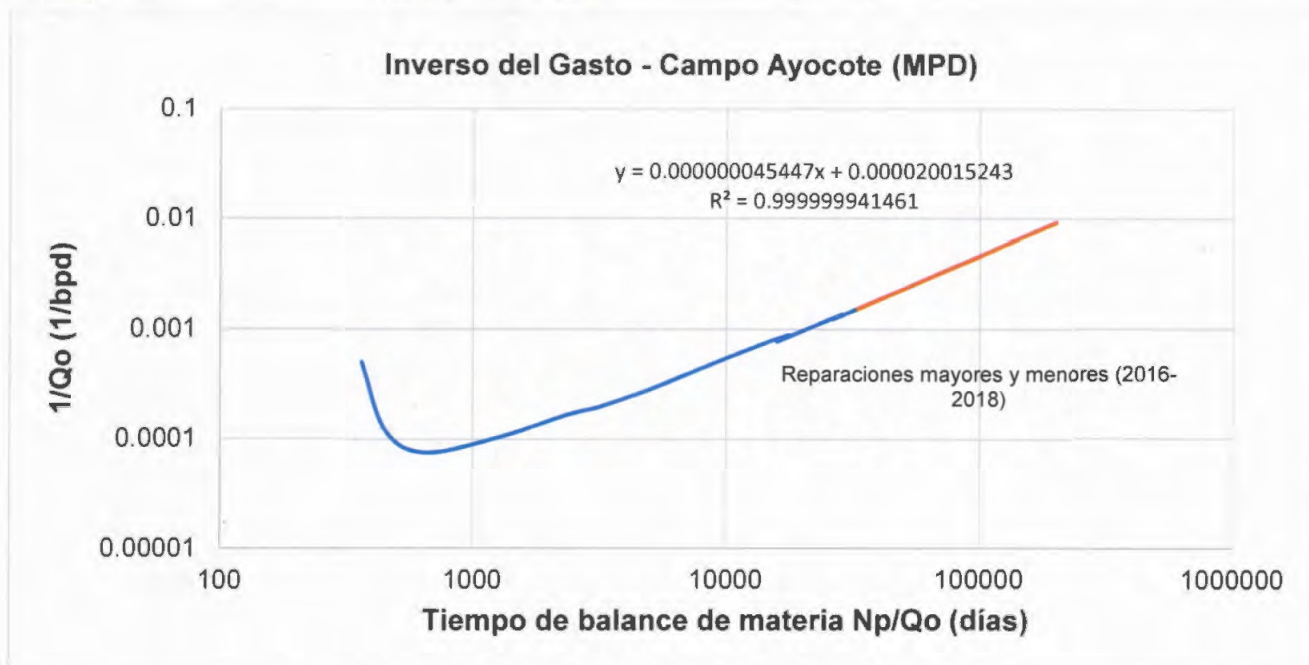


Figura 25. Análisis de Gasto inverso. (Fuente: CNH).

Por lo anterior, la modificación planteada en el Plan de Desarrollo representa una mejora en la administración del yacimiento al proponer la obtención del volumen máximo de petróleo y de gas natural en el largo plazo procurando el cuidado del campo, en condiciones económicamente viables

La Comisión recomienda realizar trabajos selectivos de control de agua, que permitan recuperar una mayor cantidad de hidrocarburos en los pozos con menor corte de agua, ya que resulta evidente que los pozos en donde se ha incrementado la producción de agua serán sujetos a una posible invasión de agua en el intervalo productor como ha ocurrido en otros pozos de la Asignación.

h) Comparativo del Campo Ayocote a nivel nacional e internacional

Con el objeto de poder comparar el esquema de desarrollo, así como el desempeño del campo Ayocote, se buscaron yacimientos que, por sus características de presión, temperatura, litología e hidrocarburos producidos, pudieran fungir como campos análogos, en este sentido se encontró que los campos Guaricho y Bacal cumplen con lo descrito. Dichos campos encuentran ubicados en el estado de Tabasco y se ocuparán para tal efecto. En la Tabla 10 se muestran los parámetros utilizados para la selección del campo análogo, así como las características de los Campos Guaricho y Bacal.

Concepto	Criterios utilizados	Campo Guaricho	Campo Bacal
Tipo de fluido	Productor de Aceite 34.1-36°API	Productor de Aceite 36 °API	Productor de Aceite 34-39 °API
Tipo de ubicación	Terrestre	Terrestre	Terrestre
Litología	Areniscas	Areniscas	Areniscas
Presión inicial del yacimiento	332 kg/cm ²	248 kg/cm ²	340 kg/cm ²
Temperatura inicial del yacimiento	97.7 °C	90 °C	102 °C
Porosidad promedio %	20-22	29	20
Factor de recuperación de aceite %	54.8	50.1	57.3

Tabla 10. Criterios de selección del análogo y características de los Campos Guaricho y Bacal. (Fuente: CNH).

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and several smaller initials.

La estrategia de desarrollo del de los campos Guaricho y Bacal, consistió en un esquema de explotación primaria, donde los pozos son productores a través de sistemas artificiales de producción, específicamente Bombeo Neumático, muy similar a la estrategia planteada por PEP para el campo Ayocote.

Una vez analizados los campos Guaricho y Bacal como análogos del campo Ayocote, se concluye que, de acuerdo con el factor de recuperación de cada uno, 50.1%, 57.3% y 54.8 respectivamente, la estrategia de desarrollo del campo Ayocote llevado a cabo por PEP resulta adecuada para las condiciones con las que cuenta la Asignación.

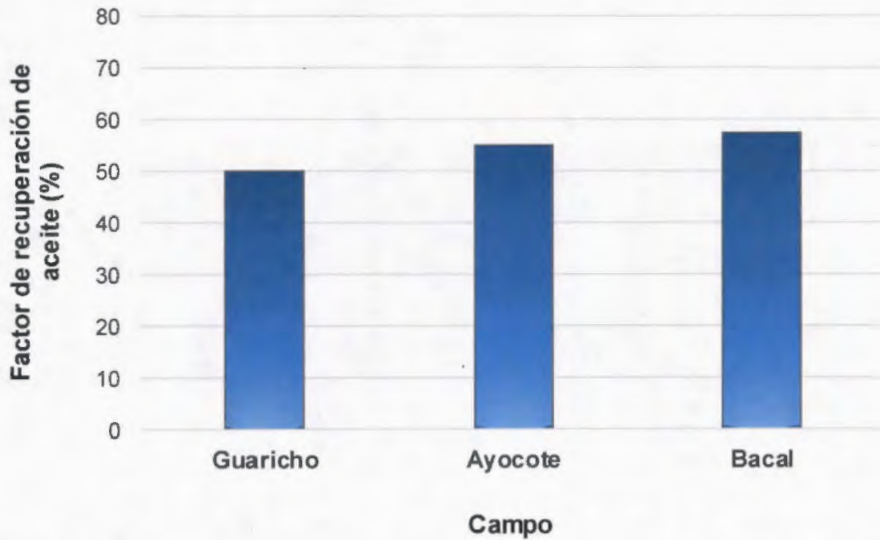


Figura 26. Comparativo de factores de recuperación en campos a nivel nacional. (Fuente: CNH con información de la base de datos institucional).

Así mismo, esta Comisión revisó la base de datos institucional DAKS para realizar un comparativo de factores de recuperación de aceite a nivel internacional considerando que produjeran aceite ligero, fueran campos ubicados en zonas terrestres, de la misma edad geológica (Mioceno) y que la roca almacén fuera similar (Areniscas). De los resultados obtenidos, se deriva la siguiente figura:

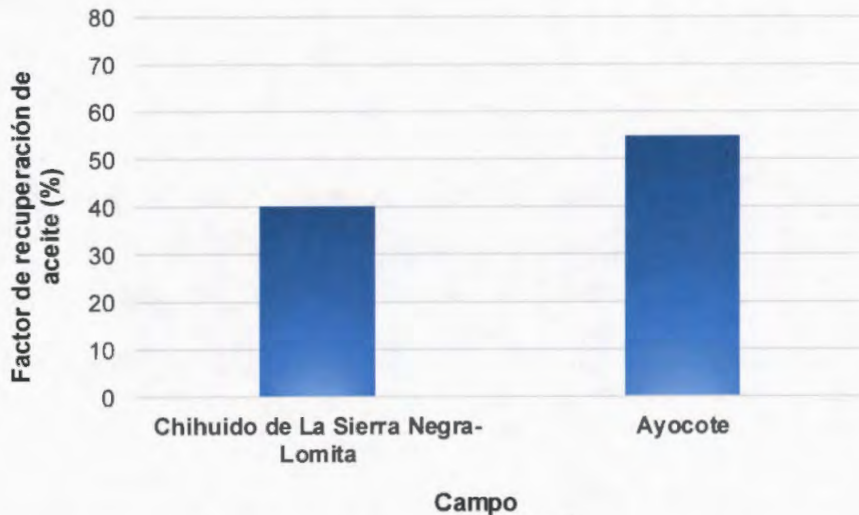


Figura 27. Comparativo de factores de recuperación en campos a nivel internacional. (Fuente: CNH con información de la base de datos institucional)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature on the left, initials 'J' and 'B3' on the right, and the number '777' in the center.

Se observa que el factor de recuperación para el campo Ayocote está acorde con otros campos similares a nivel internacional como es el caso del campo Chihuido de La Sierra Negra (formación Mioceno Ígneo Intrusivo, Cuenca Neuquen) en Argentina. Por lo que se concluye que el cambio en la estrategia para el desarrollo del campo Ayocote llevado a cabo por PEP mejora la administración del yacimiento y está en línea con las prácticas internacionales y es económicamente viable.

i) Evaluación Económica

La opinión económica de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0034-M-Campo Ayocote, considera los siguientes conceptos:

- a) Variación del monto de inversión de Ronda Cero respecto a la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo.
- b) Descripción del Programa de Inversiones de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo.
- c) Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo.
- d) Evaluación económica del proyecto de Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo.

a) Variación del monto de inversión Ronda Cero respecto a la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo

El comparativo presentado en esta sección considera horizontes de tiempo a 2029, puesto que éste fue el último año del periodo considerado en Ronda Cero.

El Plan de Desarrollo vigente de la Asignación A-0034-M-Campo Ayocote considera para el periodo 2015-2029 una inversión de 91.17 millones¹

Pemex erogó en el periodo 2015 a 2017 un total de 139.96 millones de dólares, 102.03 de Inversiones y 37.93 de gasto operativo².

Aunado a lo anterior, se tiene que el Operador propone erogar un monto de 105.58 millones de dólares a 2029: 63.70 millones de dólares de gasto operativo y 41.88 millones de dólares de inversión³, éste último monto, considera la totalidad de la Actividad Petrolera de Abandono de todo el proyecto.

Lo anterior, como se muestra en la siguiente figura, significa un incremento del 169.31%, respecto de lo originalmente propuesto en Ronda Cero⁴.

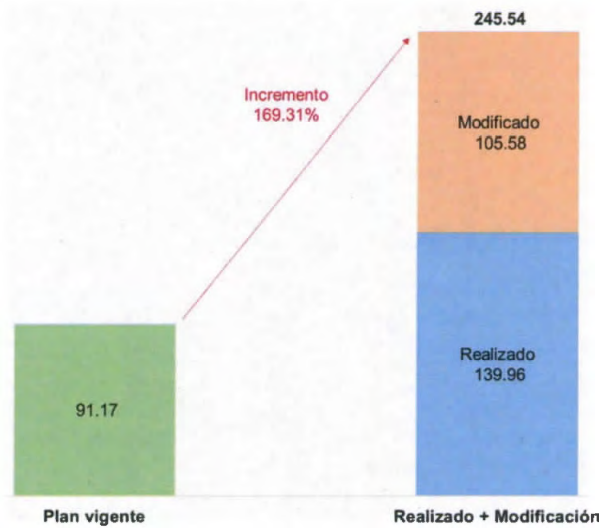
¹ Todos los montos señalados en esta opinión se presentan en dólares del 2018; los pesos en cada caso se convierten a dólares de esa fecha, y posteriormente se actualizan considerando el INPP de Estados Unidos. Lo anterior, para poder realizar los comparativos correspondientes.

² De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Operador en sus reportes mensuales.

³ De esta cifra: 41.88 millones de dólares; 39.64 millones corresponden a inversión en el periodo 2018-2029; y 2.24 millones de dólares relacionados a la actividad de Abandono con un horizonte de tiempo de 2034. Se considera el total del monto de abandono (a 2034), en virtud de la obligación que tiene el Operador de realizar tal actividad independientemente del periodo a considerar.

⁴ En virtud de que el total de inversión a erogar en Ronda Cero llega a 2029, el comparativo se realiza considerando inversiones y gasto operativo hasta tal año. Por lo que no se consideran 5.39 millones de dólares correspondientes a los años restantes presentados en la solicitud, es decir de 2030-2034.

**Comparativo de Inversión y Gasto Operativo
Ronda Cero vs. Modificación
(millones de dólares)**



*Figura 28. Comparativo de gastos totales Ronda Cero respecto a Modificación al Plan (millones de dólares).
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).*

Así, la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 40, fracción II, inciso h) de los Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de Exploración y de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, así como sus modificaciones.

b) Descripción del Programa de Inversiones de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo

En esta sección se considera un horizonte de tiempo a 2034, es decir hasta la vigencia de la Asignación.

En la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo, PEP propone desarrollar actividades a partir de 2018 con una inversión de 43.85 millones de dólares y 46.90 millones de dólares de gasto operativo⁵, ambas hasta 2034.

El Programa de Inversiones de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo presentada por el Asignatario, desglosado por Actividad y Sub-actividad Petroleras se presenta a continuación, esto de conformidad con lo establecido en los Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos; de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Lineamientos de Hacienda).

⁵ En su solicitud, el Asignatario reportó un gasto de 20.23 MMUSD por concepto de "Reserva Laboral", dicho monto no se consideró en la descripción del Programa de Inversiones presentada en esta sección.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

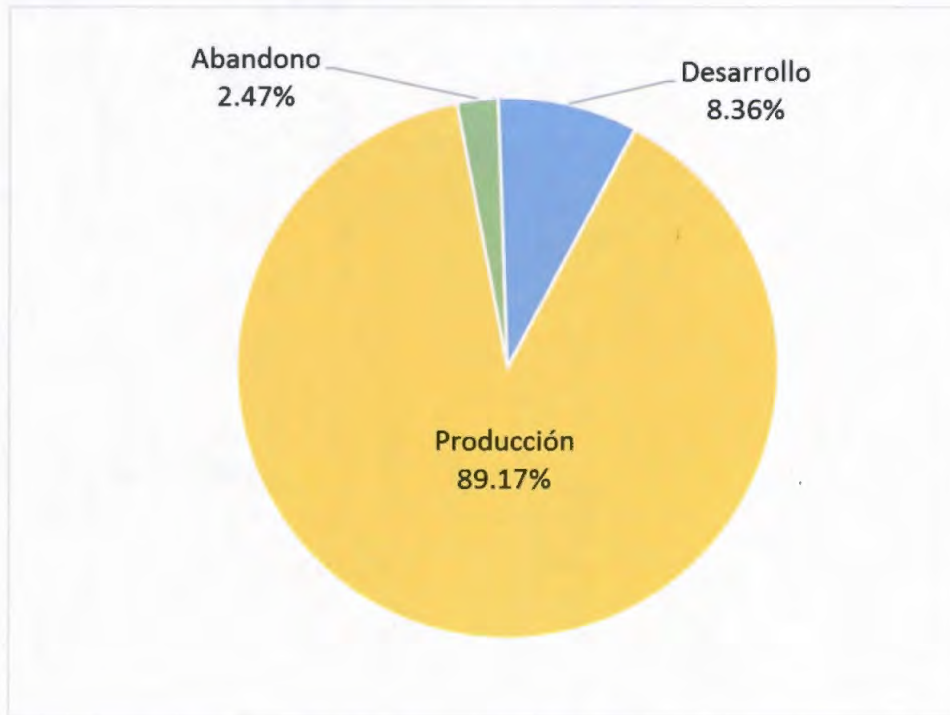


Figura 29. Distribución del Programa de Inversiones y gasto por Actividad Petrolera \$ 90.75 millones de dólares.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Actividad	Sub-actividad	Total (millones de dólares)
Desarrollo	Construcción Instalaciones	1.12
	General*	3.67
	Perforación de pozos	2.79
Producción	Construcción Instalaciones	0.43
	Ductos	0.46
	General**	56.58
	Intervención de Pozos	19.21
	Operación de instalaciones de producción	3.94
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0.31
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	2.24
Gastos totales		90.75

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

*Considera un monto por 1.13 MMUSD de inversión y 2.54 MMUSD de gasto operativo.

**Considera un monto por 12.22 MMUSD de inversión y 44.35 MMUSD de gasto operativo. Asimismo, se aclara que, en su solicitud, el Asignatario reportó un gasto de 20.23 MMUSD por concepto de "Reserva Laboral", dicho monto no se consideró en esta descripción del Programa de Inversiones.

Tabla 11. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera
(millones de dólares).

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large '9' and several illegible signatures.

c) Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la Solicitud de modificación

Al respecto, se revisó y corroboró que la información económica fuera consistente con las actividades propuestas y estuviera presentada de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Hacienda.

d) Evaluación económica del proyecto de Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo

PEP presentó la evaluación económica correspondiente al proyecto propuesto en su solicitud de modificación. Al considerar las premisas propuestas por PEP para la alternativa de desarrollo seleccionada (con un horizonte de tiempo de 2018 a 2034) de producción, costos e inversiones, y al realizar la evaluación económica del proyecto, esta DGEEE, obtiene los siguientes resultados considerando un precio de 60 dólares por barril y 3 dólares por mmpc:

Indicador	Antes Impuestos	Después Impuestos
VPN (mmUSD)	379.23	68.66
TIR	Indeterminada	Indeterminada
VPI (mmUSD)	31.42	
VPN/VPI	12.07	2.19

Tabla 12. Indicadores económicos obtenidos a partir de las premisas e información de PEP.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

A partir del análisis correspondiente a la evaluación económica, se observa que de las estimaciones propuestas deriva un proyecto rentable y económicamente viable, considerando lo establecido en los Títulos Tercero y Cuarto de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos, en cuanto al régimen fiscal aplicable; como sin considerarlo.

j) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

Actualmente la Asignación A-0034-M-Campo Ayocote, determina y asigna los volúmenes y calidad de los Hidrocarburos basándose en la metodología de balance presentada con el Séptimo Transitorio de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante LTMMH) donde son considerados como Puntos de Medición los mencionados en el anexo 3 de los mismos.

Derivado de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0034-M- Campo Ayocote y de conformidad con lo establecido en los artículos 19, 42, 43 y 44 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, la Dirección General de Medición llevó a cabo el análisis y revisión de la información presentada por PEP, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Medición actual

Dentro de las instalaciones de la Asignación A-0034-M-Campo Ayocote, hasta julio de 2018, se encuentran operando 13 pozos como productores de aceite y gas asociado, manejando una producción promedio diaria de aceite de 6.6 Mbpd de 36 °API, 12.3 MMpcd de gas y una producción de agua de 4.3 Mbpd, de los cuales 4 son fluyentes y se dispone de un Sistema Artificial de Producción de Bombeo Neumático y Bombeo Hidráulico tipo jet.

Los pozos están distribuidos en tres macroperas con Cabezales de Recolección Periféricos, y cada una de ellas cuenta con colector de grupo y prueba. Los oleogasoductos de grupo de 8" Ø y de prueba de 4" Ø con origen en el Cabezal de Recolección Periférico Ayocote 5 y destino el Cabezal de Recolección

Periférico Ayocote 1, transportan los hidrocarburos producidos hasta el Cabezal de Recolección Periférico Ayocote 1, donde se interconectan a dos oleogasoductos de 8" Ø con origen el del Cabezal de Recolección Periférico Ayocote 1 y destino el Cabezal primario de Batería de Separación Guaricho. Los hidrocarburos producidos por los pozos que confluyen al Cabezal de Recolección Periférico Ayocote 17, también se interconectan a los oleogasoductos de 8" Ø con origen en el Cabezal de Recolección Periférico Ayocote 1 y destino Cabezal primario de la Batería de Separación Guaricho, a través de un oleogasoducto de 8" Ø y otro de 4" Ø.

Identificando que la función principal de las instalaciones de la Asignación A-0034-M-Campo Ayocote es recolectar la producción de hidrocarburos en tres cabezales periféricos de recolección, estos cabezales de recolección cuentan con un colector de grupo y otro de prueba, los cuales permiten efectuar medición de los hidrocarburos producidos por cada uno de los pozos con equipo de medición convencional o multifásica. Es necesario resaltar que el Operador Petrolero manifiesta que esta Asignación no cuenta con infraestructura para el acondicionamiento de los hidrocarburos producidos por lo que son enviados a la Batería de Separación Guaricho para el inicio del proceso.

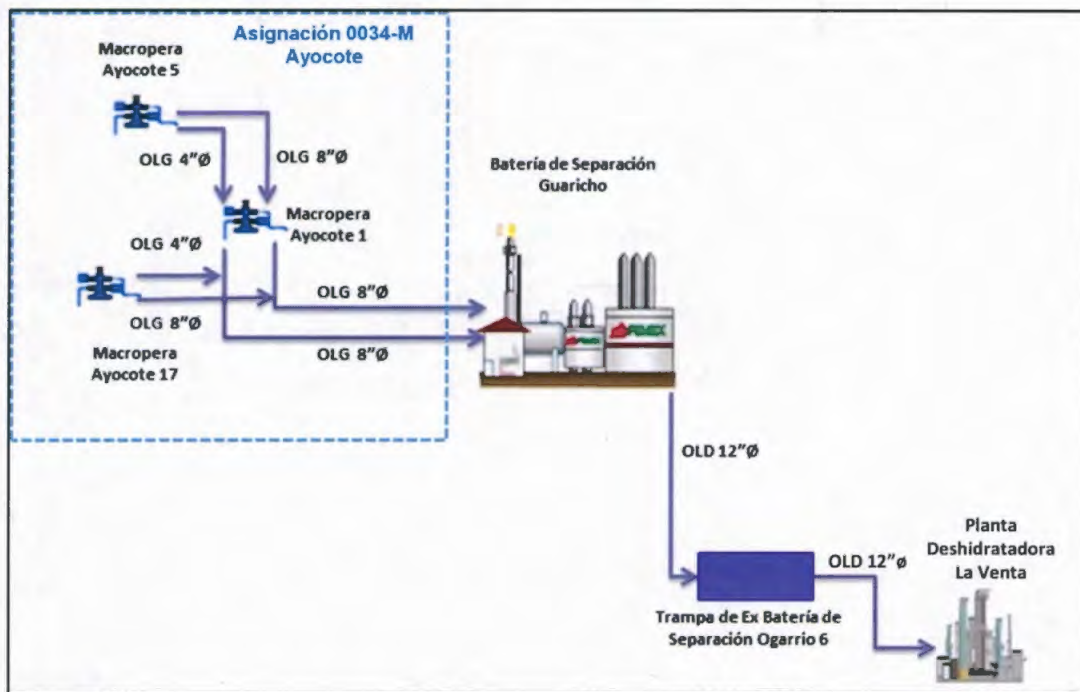


Figura 30. Esquema de infraestructura Aceite de la Asignación A-0034-M-Campo Ayocote. (Fuente PEP).

En cuanto a la mezcla de hidrocarburos y agua que pasa por una sola etapa de separación en la Batería para posteriormente ser enviado hacia la torre estabilizadora o hacia tanques de almacenamiento, ésta es enviada mediante bombeo hacia la Planta de Deshidratación La Venta para su deshidratación, desalado y estabilización antes de ser enviado al Punto de Medición, donde en su trayecto se une a otras corrientes provenientes de las Asignaciones Guaricho, Arroyo Prieto, Tiunut y Ogarrio. En cuanto al Gas separado es enviado en la Batería de separación a una etapa de rectificación para la recuperación de líquidos y pasarlo a la Estación de Compresión Guaricho donde se maneja además el Gas proveniente de los campos Arroyo Prieto y Guaricho, el Gas comprimido es enviado en un 90 % aproximadamente como Gas Húmedo Dulce para su uso en la red de bombeo neumático para los pozos de los campos Ayocote, Guaricho, Ogarrio y Arroyo Prieto, y el 10 % restante es enviado al Centro Procesador de Gas La Venta.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

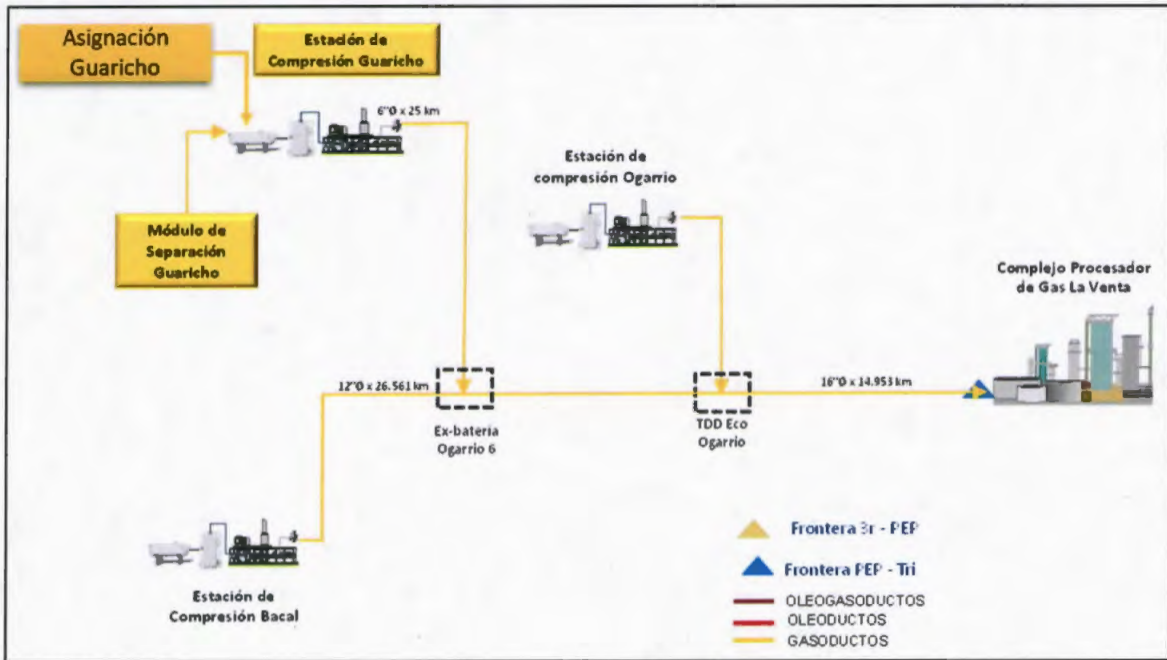


Figura 31. Esquema de infraestructura Gas Asignación A-0034-M-Campo Ayocote. (Fuente PEP).

Medición de Aceite

Derivado de que la Asignación Ayocote no cuenta con infraestructura o instalaciones y que su producción de Aceite es manejada en la Batería de Separación Guaricho se presenta el siguiente esquema para la identificación del manejo de los Hidrocarburos desde el pozo hasta el Punto de Medición.

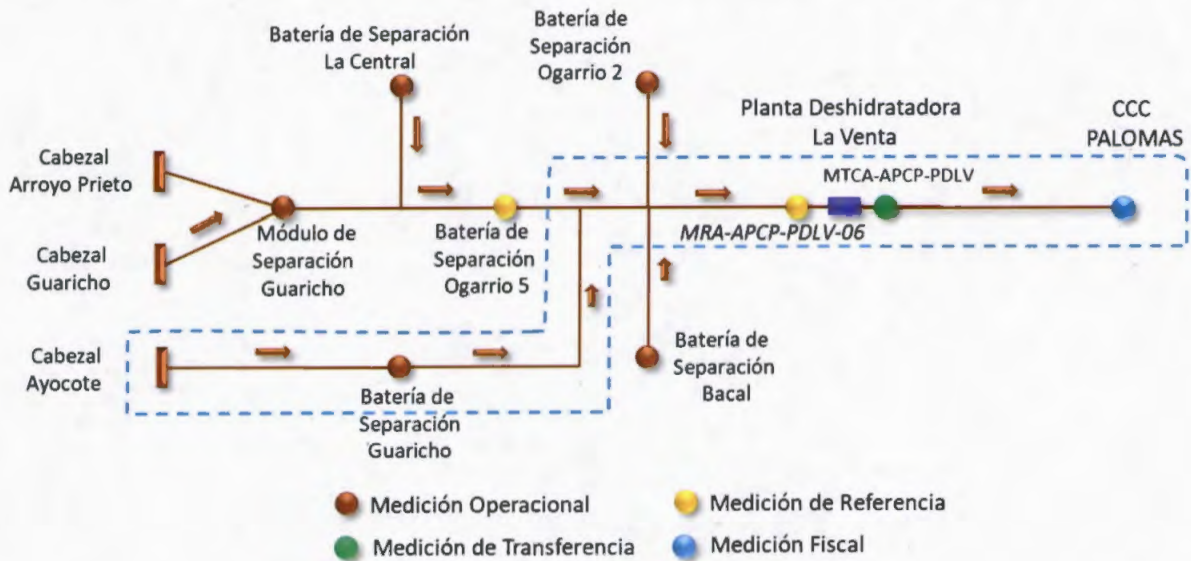


Figura 32. Manejo del Aceite desde pozo hasta el Punto de Medición Campo Ayocote. (Fuente PEP).

Punto de Medición de Aceite

La medición fiscal del Aceite es llevada a cabo a través de los siguientes sistemas de medición ubicados en el Punto de Medición propuesto para la Asignación:

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

- Sistemas de medición instalados en el Centro Comercializador de Crudo Palomas (CCC Palomas), PA-100, 200, 300, 500, 700 y 1700.

Los cuales cuantifican los volúmenes integrados por las diferentes corrientes de hidrocarburos líquidos que llegan a este CCC Palomas, además de los volúmenes enviados desde la Terminal Marítima Dos Bocas.

En la Terminal Marítima Dos Bocas, se lleva a cabo el proceso para estabilizar y acondicionar el aceite separando el agua, gas en solución y los sedimentos que llegase a contener. Una vez acondicionado el producto, este adquiere las condiciones de calidad exigidas para su comercialización para ser enviado y medido en la TMDB, a través de los sistemas de medición SM-800 para su Transferencia hacia Centro Comercializador de Crudo Palomas.

La evaluación de estos sistemas de medición para el cumplimiento de los LTMMH, son presentados en el Anexo I (evaluación de los Mecanismos de Medición). Los Sistemas de Medición instalados en el Centro Comercializador de Crudo Palomas compuesto por 6 paquetes de medición, todos compuestos por elementos primarios de tipo ultrasónico de 6" a 10" de Ø.

CCC Palomas	PA-100	Ultrasónico	5	10"	0.22 %
CCC Palomas	PA-200	Ultrasónico	4	8"	0.22 %
CCC Palomas	PA-300	Ultrasónico	3	8"	0.22 %
CCC Palomas	PA-500	Ultrasónico	4	6"	0.30 %
CCC Palomas	PA-700	Ultrasónico	3	8"	0.30 %
CCC Palomas	PA-1700	Ultrasónico	3	8"	0.35 %

Tabla 13. Sistemas de Medición. Punto de Medición en el CCC Palomas. (Fuente: PEP).

Cabe resaltar que el Operador Petrolero presenta los programas relacionados para la actualización de las incertidumbres, así como la calibración de los sistemas de medición presentados, los cuales fueron revisados y evaluados en el anexo I del presente dictamen. A continuación, se presenta la ubicación del Punto de Medición propuesto para aceite.

CCC Palomas	-94.29820576	18.07655068
-------------	--------------	-------------

Tabla 14. Ubicación del Punto de Medición. (Fuente: PEP).

La Medición de Transferencia, llevada a cabo en la Planta Deshidratadora La Venta, donde se realizan los procesos de deshidratación, desalado, estabilizado, bombeo y medición de los hidrocarburos provenientes de los pozos de la Asignación A-0034-M-Campo Ayocote, en el Anexo I Evaluación de los Mecanismos de Medición del presente dictamen, en el cual se resumen los elementos primarios y sus componentes que conforman dicho paquete de medición.

La Planta Deshidratadora La Venta recibe en promedio 61,367 bpd de aceite bruto a 24 kg/cm² y 54°C que provienen de las Asignaciones de Rondas 0 y 1.3 así como de CEE Magallanes del Activo Integral de la Producción Bloque S04 (AIPB S04).

SM-903	Transferencia	Ultrasónico	1	6"	0.49%
SM-904	Transferencia	Ultrasónico	1	6"	0.45%

Tabla 15. Sistemas de medición de transferencia Planta Deshidratadora La Venta. (Fuente: PEP).

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'J' and 'B' on the right side.]

La Medición Referencial del aceite crudo se realiza a la llegada del Complejo Procesador de Gas La Venta para su posterior envío a la Planta Deshidratadora La Venta para su tratamiento, corriente que es medida en el medidor referencial de la corriente Ogarrio-Bacal, la cual se mide en conjunto con las corrientes de los campos Bacal, Arroyo Prieto y Ogarrio mediante un medidor tipo Coriolis, esto a través de un oleoducto de 12" Ø.

TAG	Clasificación	Tipo de Medidor	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
FT-06	Referencia	Coriolis	1	N/D	N/D

Tabla 16. Sistema de medición referencial CPG La Venta. (Fuente: PEP).

La Medición Operacional de los pozos de la Asignación A-0034-M-Campo Ayocote, se realiza mediante una red de recolección que confluye a la Batería de Separación Guaricho, en la cual se realiza la separación de fluidos, donde el aceite es enviado a tanques de almacenamiento para su posterior bombeo hacia la Planta Deshidratadora La Venta, la cual se encuentra en el Centro Procesador de Gas La Venta. Esta Batería cuenta con medición del tipo operacional para la determinación de los volúmenes totales de líquidos y la identificación de la interface agua, medición que es realizada de manera estática en tanque vertical mediante medición manual apegada al estándar API MPMS 3.1A.

Instalación	Tipo de medidor	Capacidad nominal (BLS)	CONDICIÓN OPERATIVA
Batería de Separación Guaricho			
TV1-GRAL	Tanque vertical	20,000	Operando
TV2-PBA (medición)	Tanque vertical	5,000	Operando

Tabla 17. Sistemas de medición operacional B.S. Guaricho. (Fuente: PEP).

Medición de Gas

El gas producido en la Asignación A-0034-M-Campo Ayocote es medido en los sistemas de medición del Centro Procesador de Gas La Venta y al no contar con infraestructura o instalaciones para el manejo y procesamiento del Gas este es enviado a la Batería de Separación y Estación de Compresión Guaricho, para lo cual a continuación se muestra en la Figura 33 la infraestructura utilizada desde el pozo hasta el Punto de Medición para el Gas.

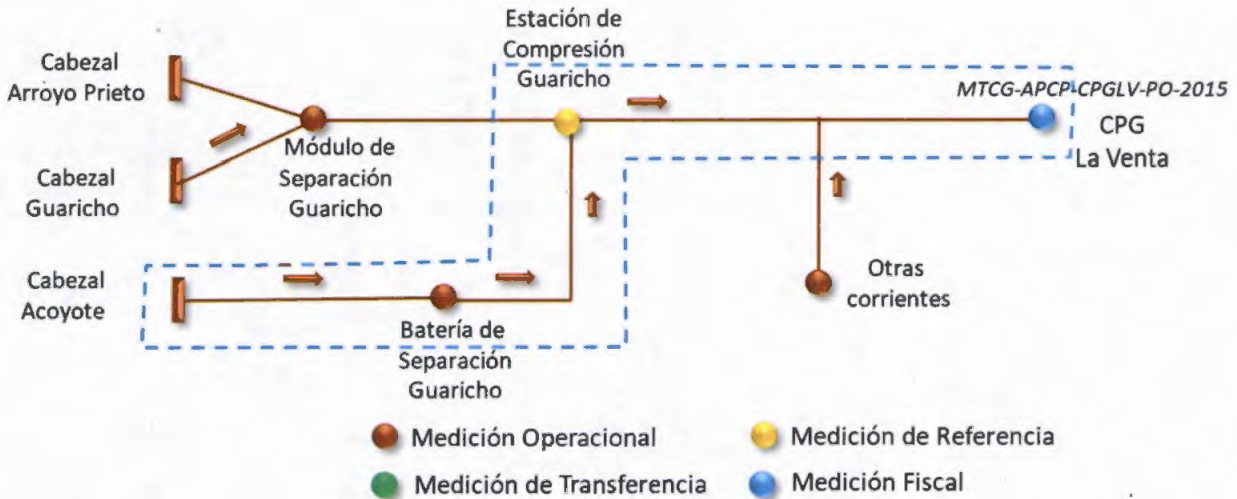


Figura 33. Esquema de Medición Operacional, referencial, transferencia y fiscal de Gas. (Fuente: PEP).

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

La Medición del tipo fiscal se ubica en el CPG La Venta, identificando que la medición del gas húmedo dulce se encuentra ubicada en el área de trampas oriente, a la llegada de las líneas que transportan el Gas Húmedo Dulce del Activo Integral de Producción BS04, se cuenta con un sistema de recuperación de líquidos que consta de separadores de líquidos, filtro y almacenamiento de condensados, para acondicionar el flujo de gas para la medición fiscal, el sistema de medición cuenta con tres sistemas de medición, FE-101, FE-1012 y FE-103, cada uno con fitting tipo senior de 12" Ø y placa de orificio como elemento primario, transmisores electrónicos de presión diferencial, de presión estática y temperatura para cada uno de los sistemas; un computador de flujo y un cromatógrafo en línea para analizar la corriente del gas húmedo dulce proveniente de los campos de producción del AIPS04.

TAG	Clasificación	Tipo de Medidor	Tamaño	Incertidumbre
MTCG-APCP-CPGLV-PO-101	Fiscal	Placa de Orificio	12"	0.59%
MTCG-APCP-CPGLV-PO-102	Fiscal	Placa de Orificio	12"	0.97%
MTCG-APCP-CPGLV-PO-103	Fiscal	Placa de Orificio	12"	0.97%

Tabla 18. Puntos de Medición Fiscal de Gas. (Fuente: PEP).

A continuación, se presenta la ubicación del Punto de Medición propuesto para aceite.

Punto de Medición	Longitud	Latitud
Centro Procesador de Gas La Venta	-94.04328412	18.09221523

En cuanto a la medición de transferencia el Operador Petrolero manifiesta no contar con ella para la medición del Gas.

Para la medición de referencia, en la Batería de Separación Guaricho, donde el Gas separado proveniente de la Asignación Ayocote es enviado a rectificación y medido mediante un sistema de medición con elemento primario del tipo placa de orificio, Gas que es enviado a la Estación de Compresión Guaricho para su inyección a BN y el excedente enviado al Centro Procesador de Gas La Venta. Este gas comprimido es medido por paquetes de medición compuestos por mecanismos de tipo placa de orificio con el objetivo de cuantificar el gas producido de la instalación.

TAG	Clasificación	Tipo de Medidor	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
FE-901, descarga de compresores	Referencia	Placa de Orificio	1	N/D	N/D
Red BN	Referencia	Placa de orificio	1	N/D	N/D

Tabla 19. Sistemas de medición referencial en la Estación de Compresión Guaricho. (Fuente: PEP).

La Medición Operacional de los pozos de la Asignación A-0034-M-Campo Ayocote, se realiza bajo el esquema de separación de fases con separadores de prueba, para lo cual la medición operacional es llevada a cabo con medidores ubicados a la salida de los separadores (aceite y gas), o bien mediante medición multifásica a través de la prestación del servicio. La medición multifásica de pozos es un método que no requiere de la separación de fases de hidrocarburos para cuantificar la cantidad de aceite, gas y agua producidos por un pozo petrolero; el flujo Multifásica está compuesto por 3 componentes, dos en fase líquida y uno en fase gaseosa.

Esta medición es necesaria, ya que en algunos casos no se puede realizar la separación de fases, además de que en algunos casos se cuenta con altas presiones y temperaturas de acuerdo con lo manifestado por el Operador Petrolero, medición que es realizada en un circuito o sistema cerrado para evitar riesgos operativos en el manejo de los Hidrocarburos en superficie.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Cabe resaltar que el Operador Petrolero presenta los programas relacionados para la actualización de las incertidumbres, así como la calibración de los sistemas de medición presentados, los cuales fueron revisados y evaluados en el anexo I del presente dictamen.

Medición de Condensados

En cuanto a la medición se identifica que derivado de su filosofía operativa y aunado a que la primer separación de los Hidrocarburos es en la batería de separación Guaricho, del cual los líquidos recuperados son nuevamente inyectados a la corriente de aceite por no contar con infraestructura para la recuperación de Condensados, la determinación del volumen de Condensados en la corriente de Gas, se realizará de manera teórica bajo el sustento de la norma API MPMS 14.5 (en tanto no se sustituya la normatividad vigente) de conformidad con lo establecido en los LTMMH, en la descarga de la Estación de Compresión Guaricho, para lo cual el Operador utilizará como insumo los resultados de los análisis de cromatografía en los puntos de muestreo, así como el volumen determinado en esta instalación.

Medición de Agua

Para la medición del agua, el Plan de Desarrollo de la Asignación Ayocote considera la determinación del volumen del agua mediante su medición en pozos, sin embargo, no se cuenta con la infraestructura para el manejo del agua, por lo que esta es enviada por los oleo gasoductos hasta la Planta Deshidratadora La Venta.

Determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos

Para la determinación de los volúmenes de hidrocarburos líquidos y gaseosos el Operador Petrolero presenta los procedimientos correspondientes los cuales están basados en la normatividad API 5.6 medidores tipo Coriolis, API 12.2.2 y 20.1 para hidrocarburos líquidos y AGA 3, API 14.3 para placas de orificio y AGA 9 medidores del tipo ultrasónicos, para la medición de hidrocarburos gaseosos, los volúmenes serán determinados mediante los procedimientos presentados por el Operador llamado "Procedimiento de medición volumétrica para hidrocarburos líquidos" y "Procedimiento de medición volumétrica para hidrocarburos gaseosos" en los cuales se contempla la normatividad correspondiente para el muestreo y análisis de los hidrocarburos, las cuales cumplen con lo establecido en el anexo II de los LTMMH, como lo son ASTM 1945 cromatografía de gases y ASTM-1298 densidad API, ASTM D-4007 agua y sedimento, ASTM D-4006 agua en petróleo.

Para la elaboración del balance de los hidrocarburos producidos en la Asignación Ayocote, el Operador Petrolero propone el procedimiento denominado "Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de la Producción y Distribución de Aceite Pesado en la Subdirección de Campos Terrestres", donde se considera la producción de aceite bruta, neta y el corte de agua.

Adicionalmente a los procedimientos anteriores, el Operador Petrolero presentó los procedimientos para asignación de los volúmenes de gas y condensado a partir del balance de la medición volumétrica realizada en los Puntos de Medición hacia los pozos del campo Ayocote.

Cabe resaltar que, derivado del análisis a la información presentada para la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos, se puede concluir que mediante estos procedimientos presentados se da cumplimiento a los requerimientos solicitados para la determinación de volumen y calidad de los hidrocarburos conforme a los LTMMH.

Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.479/2018 de fechas 29 de agosto de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-129 con fecha del 7 de septiembre de 2018, se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el PEP, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a dos premisas, 1) determinar el volumen y calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida y, 2) la incorporación de una metodología de bancos de calidad .

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y el Punto de Medición propuestos por el Operador Petrolero cumplen con lo establecido en los LTMMH, es decir, es posible llevar a cabo la medición y determinación del volumen y calidad de cada tipo de Hidrocarburo del Área de Asignación, en términos del presente análisis técnico y su Anexo I Evaluación de los Mecanismos de Medición correspondiente.

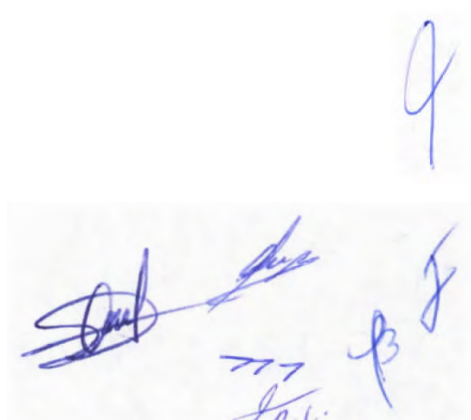
k) Comercialización de Hidrocarburos

Conforme a la información presentada por el Asignatario en la solicitud de modificación al Plan relacionada con Comercialización de Hidrocarburos, después de revisar y analizar dicha información por parte de la Comisión se determinó que se mantienen en los términos y condiciones establecidos en el Plan vigente, por lo que no se presenta modificación alguna en este apartado.

l) Programa Aprovechamiento del Gas Natural

Previo a la presentación de la Solicitud de la modificación al Plan de Desarrollo, el 20 de junio de 2018, la Comisión aprobó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación mediante Resolución CNH.E.37.002/18 por lo que, dicho Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, se mantiene vigente en los términos aprobados anteriormente.

Todo lo especificado en el presente Dictamen se puede corroborar con las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0097/2018 DICTAMEN MODIFICACIÓN PLAN DE DESARROLLO ASIGNACIÓN A-0034-M CAMPO AYOCOTE, a cargo de esta Dirección General de Dictámenes de Extracción.



V. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la extracción y métricas de evaluación de la modificación al Plan

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación del Plan de Desarrollo, a continuación, en la Tabla 24 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme al artículo 12, fracción II de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos y artículo 33, fracciones IV y VI de los Lineamientos:

Característica	Tiempo de perforación de un pozo	Tiempo de reparaciones en pozo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de perforación de un pozo real con respecto al programado	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de las reparaciones en pozo con respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$\frac{TP-(TP_{real}-TP_{plan})}{(TP_{plan})} * 100$	$\frac{TRP-(TRP_{real}-TRP_{plan})}{(TRP_{plan})} * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación-terminación de un pozo	Al finalizar la reparación-terminación de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral
Característica	Tasa de éxito de perforación para los pozos de desarrollo	
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de pozos de desarrollo exitoso con respecto al número total de pozos de desarrollo perforados El éxito se considera cuando el pozo contribuye a la producción del yacimiento	
Unidad de medida	Porcentaje	
Fórmula o descripción del indicador	$TEPD = \frac{\text{Pozos delimitadores exitosos}}{\text{Total de Pozos del desarrollo}} * 100$	
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	
Característica	Tasa de éxito de reparaciones	Reparaciones Mayores
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de reparaciones exitosas con respecto al número total de reparaciones hechas El éxito se considera cuando existe optimización de la producción en el pozo	Porcentaje de la diferencia entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TER = \frac{\text{Reparaciones exitosas}}{\text{Total de reparaciones}} * 100$	$DRMA = \frac{RM_{real}-RM_{plan}}{RM_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral
Característica	Tiempo de perforación de un pozo	Tiempo de reparaciones en pozo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre los pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje de la diferencia entre los pozos terminados en el año respecto a los programados en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPP = \frac{PP_{real}-PP_{plan}}{PP_{plan}} * 100$	$DTP = \frac{TP_{real}-TP_{plan}}{TP_{plan}} * 100$

Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral
Característica	Producción	Gasto de operación
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \frac{PAreal - PPplan}{PAplan} * 100$	$DGO = \frac{GOreal - GOplan}{GOplan} * 100$
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral
Característica	Desarrollo de reservas	
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado	
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	
Fórmula o descripción del indicador	$DDR = \frac{DRreal - DRplan}{DRplan} * 100$	
Frecuencia de medición	Semestral	
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	
Característica	Factor de recuperación	Productividad
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Barriles por día (bd)
Fórmula o descripción del indicador	$DFR = \frac{FRreal - FRplan}{FRplan} * 100$	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral
Característica	Contenido Nacional	Aprovechamiento de Gas Natural
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DCN = \frac{CNreal - CNplan}{CNplan} * 100$	$DAGN = \frac{AGNreal - AGNplan}{AGNplan} * 100$
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral

Tabla 20. Indicadores de desempeño para el Plan de Desarrollo
(Fuente: PEP).

Conforme al análisis de las actividades que se contemplan en el Plan, la Comisión determinó los siguientes indicadores de desempeño para la revisión de la eficiencia operativa.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 7 fracción II y III de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Asignatario en la Asignación, con el fin de verificar que el proyecto que este último lleve a cabo, esté de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento al Plan.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 21.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación	1		
Terminación	1		
RMA	22		
RME	10		
Ductos	1		
Plataformas	0		
Abandono			
Taponamientos	20		
Abandono de líneas	1		

Tabla 21. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas (Fuente: Comisión).

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 22.

Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones s/ ejercidas
Desarrollo			
i. Construcción Instalaciones	1.12		
ii. General*	3.67		
iii. Perforación de Pozos	2.79		
Producción			
iv. Construcción Instalaciones	0.43		
v. Ductos	0.46		
vi. General**	56.58		
vii. Intervención de Pozos	19.21		
viii. Operación de instalaciones de producción	3.94		
ix. Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0.31		
Abandono			
x. Desmantelamiento de instalaciones	2.24		

Tabla 22. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera (Fuente: Comisión).

- iii) Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas al incremento de la producción en la Asignación, mismo que está condicionado al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivada de ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 23.

Fluido	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Producción de aceite programada (mbd)	6.0	5.1	3.7	2.1	1.5	1.3	1.2	1.1	1.3
Producción de aceite real (mbd)									
Porcentaje de desviación									
Producción de gas programada (mmpcd)	4.9	4.0	2.9	2.0	1.5	0.9	0.8	0.6	0.9
Producción de gas real (mmpcd)									
Porcentaje de desviación									

Fluido	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total 2018-2034 (MMb y MMMpc)
Producción de aceite programada (mbd)	1.0	0.7	0.8	0.7	0.4	0.2	0.1	0	9.9
Producción de aceite real (mbd)									
Porcentaje de desviación									
Producción de gas programada (mmpcd)	0.8	0.7	0.7	0.4	0.4	0.4	0.1	0	7.9
Producción de gas real (mmpcd)									
Porcentaje de desviación									

Tabla 23. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada
(Fuente: Comisión).

VI. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0034-M-Campo Ayocote, sin perjuicio de la obligación de PEP de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

En relación con el Sistema de Administración de Riesgo, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0537/2018, de fecha 22 de mayo de 2018, la Agencia señala que por oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017, del 13 de julio de 2017, autorizó el Sistema de Administración de Riesgos de PEP, el cual se basa en las actividades que el Asignatario tiene aprobadas por la Comisión en los Planes de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. Así mismo el oficio en mención, establece que la Asignación A-0034-M Campo Ayocote se encuentra amparada en la autorización número ASEA-PEM16001C/AI0417 ubicada en la Unidad de Implantación denominada Activo Integral de producción Bloque S04, con número de identificación ASEA-PEM16001C/AI0417-06.

Adicionalmente a lo anterior la Agencia indicó en el Resolutivo Tercero: *"Previo a la ejecución de las actividades que no cuentan con la aprobación de la COMISIÓN, la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada PEMEX Exploración y Producción, deberá presentar ante la AGENCIA la resolución con la aprobación que en su caso otorgue la COMISIÓN; para efectos de encontrarse amparadas por la autorización emitida por dicho órgano desconcentrado."*

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature, the initials 'S.L.', and other marks.

VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0034-M-Campo Ayocote, sin perjuicio de la obligación de PEP de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

En relación con la opinión emitida por la Secretaría de Economía mediante oficio UCN.430.2018.392 de fecha 12 de octubre de 2018, suscrito por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional, informa que es probable que se cumpla con las obligaciones de Contenido Nacional establecidas en el Título de Asignación para el periodo de tiempo 2018-2026, en consecuencia, tienen una opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento para el periodo de Extracción de la Asignación A-0034-M Campo Ayocote.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right, a signature below it, and initials 'S.I.' and 'B.F.' at the bottom right.

VIII. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 6,7,8 fracción II,11,20, 40, fracción II, incisos a), b), g) y 41 de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación.

a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país

En la realización de actividades de extracción dentro de la Asignación, particularmente durante la perforación del pozo propuesto, se llevará a cabo la toma de información, y la ejecución de pruebas de producción en zonas estratégicas del campo, lo cual permitirá mediante la actualización de los modelos estático y dinámico, desarrollar un conocimiento sólido sobre el yacimiento del Campo Ayocote, lo cual tendrá como resultado acelerar el desarrollo del potencial petrolero de la Asignación.

Asimismo, y como se ha mencionada anteriormente, la Asignación, presenta incremento de flujo fraccional de agua, producto del avance del contacto agua aceite, lo cual afecta la producción de hidrocarburos de esta. Las lecciones aprendidas de esta situación servirán como referencia técnica para el desarrollo de otras asignaciones, que presenten complejidad similar a la de dicha Asignación, contribuyendo al conocimiento del potencial petrolero del país.

b) Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables

El desarrollo de las actividades físicas propuestas por el Asignatario que consisten en la perforación y terminación de un pozo, 22 reparaciones mayores, 7 reparaciones menores y la construcción de un ducto, aunado a la producción que proviene del yacimiento existente, contribuyen a elevar el factor de recuperación de aceite y gas actual, de 34.1 a 54.8%, equivalentes a recuperar 9.9 millones de barriles de aceite (MMb) y 7.9 mil millones de pies cúbicos de gas (MMMpc).

No se omite mencionar que el volumen a recuperar en el Plan propuesto representa un incremento significativo respecto al escenario de Ronda Cero, siendo este incremento de aproximadamente 14.7 MMb de aceite y 14.7 MMMpc de gas.

c) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos

Derivado del cambio de estrategia propuesto se pretende recuperar un volumen de aceite de 9.9 MMb y 7.9 MMMpc de gas a la fecha de término de la vigencia de la Asignación, lo cual representa la totalidad de las Reservas de aceite y gas natural al 1 de enero de 2018. Por otro lado, la toma de información y la actualización de los modelos dinámico y estático propuestos por el Asignatario podrían permitir la identificación de zonas con oportunidad de incorporar o reclasificar reservas dentro de otras áreas de la Asignación, contribuyendo a una futura reposición de reservas para la Nación.

d) Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país

Las actividades planteadas por PEP para llevar a cabo dentro de la Asignación durante la ejecución de la modificación del Plan de Desarrollo consisten en la perforación y terminación de un pozo, la construcción de 1 ducto, la realización de 22 reparaciones mayores y 10 reparaciones menores. Dichas actividades se están encaminadas a resolver la problemática de la irrupción de agua, por lo que se determina que la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo promueve el desarrollo de las actividades de exploración y extracción.

- e) La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables

Una vez analizada la información remitida por el Asignatario, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar por el Asignatario respecto a la ingeniería de yacimientos y producción, son adecuadas para realizar las actividades de Extracción de Hidrocarburos, las cuales, podrán contribuir a maximizar el factor de recuperación, asimismo, derivado de la evaluación económica realizada a la modificación del Plan de Desarrollo se determina que se la relación beneficio costo los ingresos representan 2.9 veces los egresos asociados al desarrollo del proyecto, lo cual deriva que el proyecto se ejecute en condiciones económicamente viables.

- f) El programa de aprovechamiento del Gas Natural

El 20 de junio de 2018, previo a la presentación de la Solicitud, la Comisión aprobó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación mediante Resolución CNH.E.37.002/18, con una meta de 98%.

Cabe hacer mención que la Solicitud no considera modificación respecto de dicho programa de Aprovechamiento de Gas natural, por lo que se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión en la Resolución de referencia.

- g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presenta por PEP respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación A-0034-M-Campo Ayocote en la solicitud de modificación a su Plan de Desarrollo, consiste en ejecutar las actividades de planeación, conceptualización y ejecución de obras para la construcción e implementación de los Sistemas de Medición y Mecanismos de Medición propuestos durante los años 2018 a 2034, comprometiéndose a la fechas de entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados y contenidos en la evaluación de los Mecanismos de Medición del Anexo I del presente dictamen, en los términos que establecen los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, cumpliendo con la normatividad vigente para la medición dinámica de los hidrocarburos a producirse.

Al respecto, de la información presentada por PEP y del resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y los Sistemas de Medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Operador, conforme al apartado de medición que antecede y el Anexos I de la evaluación de los Mecanismos de Medición del presente Dictamen, en atención a las siguientes consideraciones:

Respecto a las actividades propuestas por PEP en el Plan de Desarrollo, se concluye lo siguiente:

- i. Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por PEP para el Plan de Desarrollo, en términos de artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:
- ii. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 9, 19, fracciones I, II, III, IV, V, 21, 22, 23, 24, 25, fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, fracciones I, II, 29, 30, 34, 35, 36, 38, 39, 40 y 42.
- iii. Se analizó la información proporcionada por PEP respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.

- iv. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por PEP.
- v. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.214/2018 de fechas 09 de mayo de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-129 con fecha del 7 de septiembre de 2018 se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el PEP, "*... siempre que los mecanismos y puntos de medición propuestos por el Asignatario permitan determinar el volumen y la calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida de conformidad con los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos expedidos por esa Comisión, y dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diversas, prevean la incorporación de una metodología de bancos de calidad, que permitan imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de asignación o áreas contractuales de las que provengan*", por lo que se advierte que sólo en tanto se cumplan las premisas antes mencionadas esta Secretaría estará de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos. Resaltando que la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos se puede determinar de conformidad con lo establecido en los LTMMH, y que la metodología por el banco de calidad deberá ser implementado.
- vi. En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos por PEP, cumplen con las disposiciones previstas en los LTMMH en dichos Puntos de Medición conforme al artículo 42 de los LTMMH, por lo cual se advierte que dicha Secretaría a está de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos.
- vii. Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:
- a) Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional y de Transferencia, la misma se encuentra definida en la figura 32 y 33 del presente dictamen.
- b) Se determina que PEP deberá dar mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
- c) Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los Diagnósticos que serán presentados por parte de PEP, en términos del análisis realizado en el apartado IX del Anexo I del presente Dictamen.
- viii. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para la Asignación A-0034-M Campo Ayocote en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismo, PEP deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Anexo I, por lo que ya no se deberá utilizar la metodología de Balance referida en el Séptimo Transitorio y aprobada en la resolución CNH.E.03.002/16 de fecha 17 de febrero de 2016, así como no se podrá considerar los Puntos de Medición del Anexo 3 de dichos LTMMH, para la medición de cada uno de los Hidrocarburos producidos.

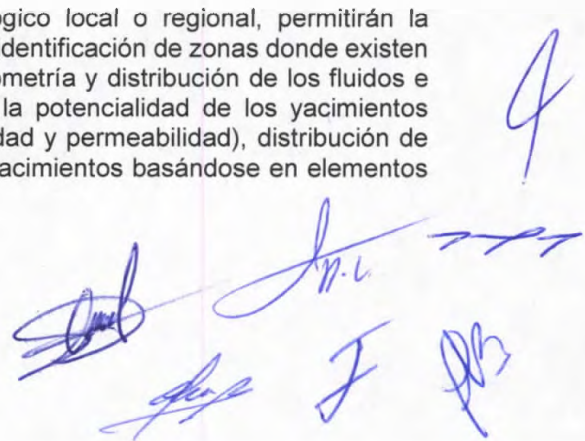
IX. Recomendaciones

Con base en la información que el Asignatario presentó en relación con la modificación del Plan de Desarrollo de la Asignación, así como del análisis que la Comisión efectuó, se emiten las siguientes recomendaciones:

1. Incluir actividades de Evaluación previo al desarrollo en otras áreas de la Asignación, a fin de lograr una caracterización efectiva del yacimiento, evitando modelos y cálculos que sobreestimen las dimensiones y volúmenes de hidrocarburos de los yacimientos, que deriven en una mala administración de los mismos.
2. Incorporar las lecciones aprendidas en esta Asignación en campos similares.
3. Una vez que el Asignatario cuente con un diagnóstico que le permita identificar si la producción de agua es un problema específico o conjunto, deberá aplicar aquella solución tecnológica de tipo mecánico y/o químico para continuar con el control del agua y prolongar la producción de hidrocarburos.
4. Administrar ritmos y gastos de producción para optimizar la producción de hidrocarburos y mitigar el flujo fraccional de agua presente en los pozos.
5. Determinar la factibilidad de realizar un cambio de estrategia en función del empleo de soluciones tecnológicas actuales.
6. Analizar la factibilidad de realizar algún proyecto que le permita implantar algún mecanismo de recuperación adicional de acuerdo con las condiciones del campo, así como optimizar el ritmo de declinación año con año para mejorar la rentabilidad de la extracción de hidrocarburos que le permita maximizar el factor de recuperación hasta la vigencia de la Asignación.
7. Actualizar y afinar los modelos de caracterización estática y dinámica, incorporando la información de los pozos productores y del comportamiento de extracción del campo, para identificar si existe la posibilidad de obtener una restitución de reservas en aquellas áreas donde las actividades de perforación de los últimos 3 pozos ya no obtuvieron producción comercial debido a la falta de heterogeneidad de las formaciones geológicas.
8. Analizar la factibilidad de incorporar durante las actividades de extracción, los 6 pozos con posibilidades de reapertura. Lo anterior, con el fin de optimizar la estrategia de desarrollo de la Asignación tomando en cuenta el gasto de agua por pozo y su comportamiento con la posible incorporación de estos.

Los estudios de caracterización y actualización del modelo geológico local o regional, permitirán la actualización del pronóstico respecto al comportamiento, así como la identificación de zonas donde existen volúmenes de hidrocarburos, reduciendo el riesgo asociado a la geometría y distribución de los fluidos e integrando un modelo que permita visualizar a diferentes escalas la potencialidad de los yacimientos existentes, en términos de continuidad litológica, petrofísica (Porosidad y permeabilidad), distribución de fluidos, mediante un análisis y evaluación de la complejidad de los yacimientos basándose en elementos que conforman el modelo integrado.

Ahora bien, del contenido de la Solicitud, se advierte que:



- I. La cuantificación de las Actividades Petroleras difiere de las señaladas en el Compromiso Mínimo de Trabajo del Título de Asignación vigente;
- II. Las inversiones consideradas son mayores a las originalmente programadas en el Plan de Desarrollo para la Extracción vigente. Por lo anterior, el monto de inversión propuesto en la Solicitud es mayor respecto al monto aprobado y ejercido en el Plan de Desarrollo para la Extracción vigente.

En este sentido, y como se muestra en la Figura 34, las condiciones actuales del campo no son óptimas para desarrollar nueva infraestructura en la Asignación correspondiente a la perforación y terminación de pozos, exceptuando la única perforación y terminación solicitada por PEMEX, para contribuir a la caracterización del acuífero, ni la instalación de peras adicionales a las existentes. Así mismo, se sugiere actualizar los valores de inversión con los presentados en este dictamen.

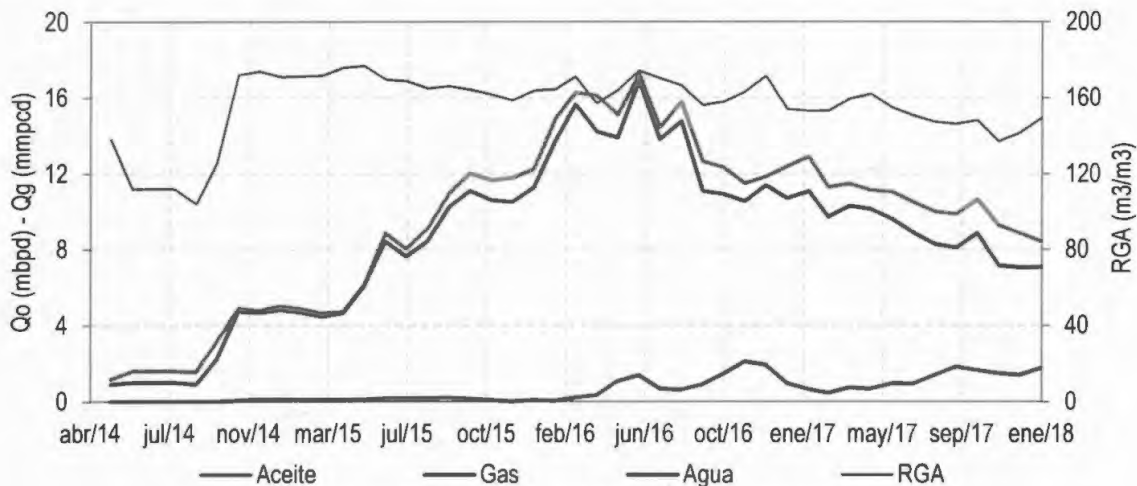


Figura 34. Historia de producción campo Ayocote.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

De conformidad con el análisis técnico realizado en el presente Dictamen, se hace del conocimiento de la Secretaría de Energía, las condiciones actuales del campo, a efecto de que considere lo siguiente:

- 1) De las Actividades Petroleras previstas en el Compromiso Mínimo de Trabajo del Título de la Asignación, PEP tenía comprometidos la perforación de 18 pozos, sin embargo, a la fecha PEP ha perforado 16 pozos, lo cual resulta técnicamente viable.
- 2) Los pozos tenían como objetivo extraer las reservas asociadas las arenas de edad Mioceno, pero debido a la declinación de la presión del campo y a la irrupción del agua debido a la canalización del agua, se plantea cambiar la estrategia de explotación perforando únicamente un pozo más y no dos como indica el Compromiso Mínimo de Trabajo, elevando consigo el factor de recuperación del campo.
- 3) El cambio de estrategia de desarrollo del campo Ayocote consiste en bajar la tasa de perforación de pozos, al perforar solamente un pozo más de los 2 restantes que se tenían contemplados y, enfocarse en la realización de reparaciones mayores y menores en los intervalos actualmente productores, en los pozos con mejores oportunidades.
- 4) Asimismo, PEP implementó el seguimiento dinámico al avance de agua utilizando para ello la producción del pozo y los registros RST, en los cuáles se puede observar el avance progresivo del agua del intervalo analizado.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

ELABORÓ

MTRA. LOURDES JAMIT SENTÍES

Directora de Área

Dirección General de Dictámenes de Extracción

ELABORÓ

LIC. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA

Directora General Adjunta

Dirección General de Estadística y Evaluación Económica

ELABORÓ

ING. JAIME ISRAEL RÍOS CARRIZALES

Subdirector de Área

Dirección General de Medición

REVISÓ

ING. MIGUEL ÁNGEL IBARRA RANGEL

Director General Adjunto

Dirección General de Dictámenes de Exploración

REVISÓ

MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO

Directora General

Dirección General de Medición

REVISÓ

MTRA. MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO

Directora General

Dirección General de Estadística y Evaluación Económica

AUTORIZÓ

MTRO. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ

Titular

Unidad Técnica de Extracción

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 29 y 35 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la modificación al Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0034-M-Campo Ayocote.