



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

Asignación A-0088-M-Campo Chipilín  
Dictamen Técnico de la modificación al Plan  
de Desarrollo para la Extracción de  
Hidrocarburos

Pemex Exploración y Producción

Octubre 2018

  
777  
sus

## Contenido

<b>CONTENIDO</b> .....	<b>2</b>
<b>I. DATOS GENERALES DEL ASIGNATARIO</b> .....	<b>3</b>
<b>II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN</b> .....	<b>5</b>
<b>III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN</b> .....	<b>6</b>
<b>IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN</b> .....	<b>7</b>
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 .....	8
C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS .....	8
D) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO .....	9
E) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO .....	12
F) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO .....	14
G) COMPARATIVO DEL CAMPO CHIPILÍN A NIVEL INTERNACIONAL .....	14
H) EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	15
I) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS .....	19
J) COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS .....	27
K) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL .....	27
<b>V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN</b> .....	<b>27</b>
<b>VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS</b> .....	<b>31</b>
<b>VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL</b> .....	<b>31</b>
<b>VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO</b> .....	<b>32</b>
A) ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS .....	32
AL SER UN CAMPO MADURO CHIPILÍN, SERVIRÁ COMO REFERENCIA TÉCNICA PARA EL DESARROLLO DE OTRAS ASIGNACIONES EN EL PERIODO JURÁSICO, QUE PRESENTEN COMPLEJIDAD SIMILAR A LA DE DICHA ASIGNACIÓN, ESTO CONTRIBUIRÁ AL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS .....	32
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 .....	32
C) LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN Y, A PARTIR DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS .....	32
D) PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS .....	32
E) LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES .....	32
F) EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL .....	33
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% .....	33
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 .....	33
G) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS .....	33

## I. Datos generales del Asignatario

El Asignatario promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en la Asignación A-0088-M – Campo Chipilín, es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, 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 de la Asignación se muestran en la Tabla 1.

Concepto	
Nombre	A-0088-M - Campo Chipilín
Estado y municipio	Tabasco, Comalcalco
Área de Asignación	42.2141 km <sup>2</sup>
Fecha de emisión	25 de julio de 2016
Vigencia	20 años a partir del 13 de agosto de 2014
Tipo de Asignación	Extracción de hidrocarburos
Profundidad para extracción	6,000 metros
Yacimientos y/o Campos	Cretácico Medio y Jurásico Superior Kimmeridgiano
Colindancias	A-0046-M – Campo Bellota, A-0226-M – Campo Mora y A-0119-M – Campos Edén Jolote

Tabla 1. Datos generales del Asignatario

El área del título de Asignación A-0088-M - Campo Chipilín se encuentra localizada geográficamente en el estado de Tabasco a 24 km al Suroeste de la ciudad de Comalcalco. Colinda al Sur con el campo Edén, al Oeste con el campo Mora y al Este con el campo Bellota. Figura 1.

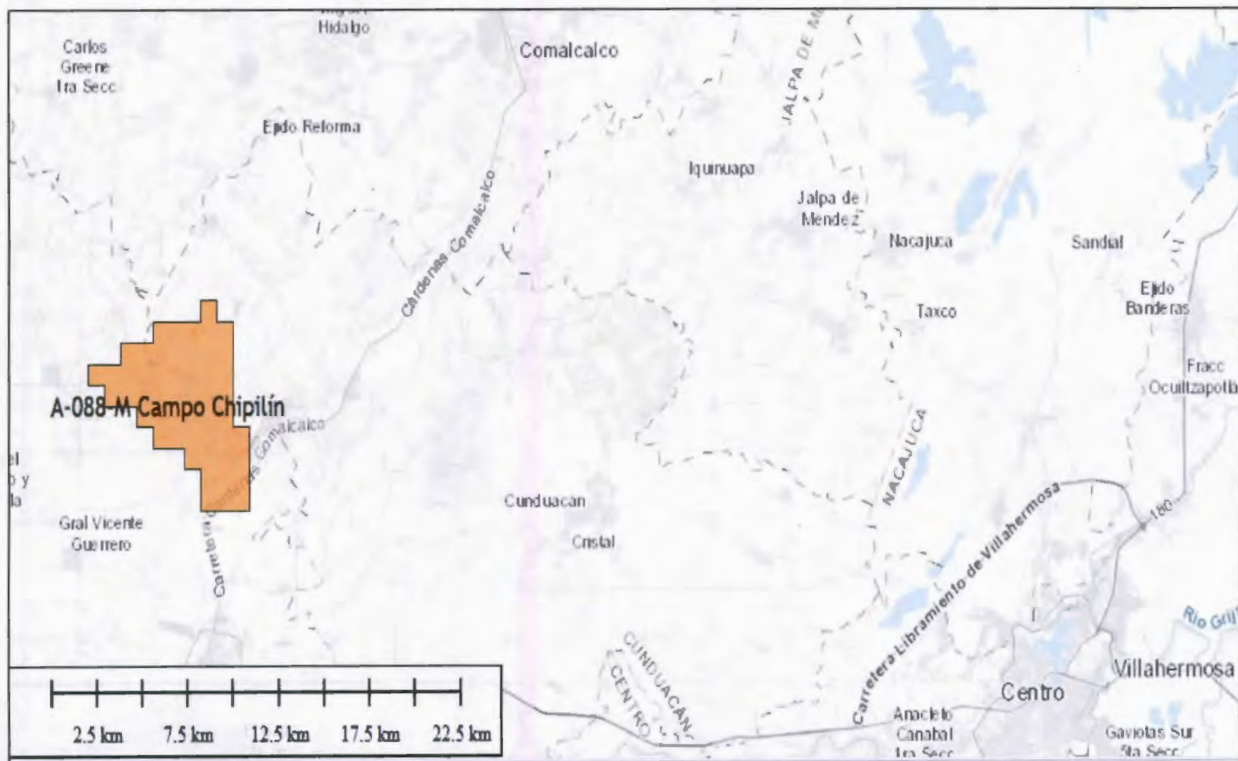


Figura 1. Ubicación de la Asignación A-0088-M - Campo Chipilín. (Fuente: CNH)

Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas que se muestran en la Tabla 2.

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93° 22' 00"	18° 09' 00"	13	93° 24' 30"	18° 06' 00"
2	93° 22' 00"	18° 08' 30"	14	93° 24' 30"	18° 06' 30"
3	93° 21' 30"	18° 08' 30"	15	93° 25' 30"	18° 06' 30"
4	93° 21' 30"	18° 06' 00"	16	93° 25' 30"	18° 07' 00"
5	93° 21' 00"	18° 06' 00"	17	93° 26' 00"	18° 07' 00"
6	93° 21' 00"	18° 04' 00"	18	93° 26' 00"	18° 07' 30"
7	93° 22' 30"	18° 04' 00"	19	93° 25' 00"	18° 07' 30"
8	93° 22' 30"	18° 05' 00"	20	93° 25' 00"	18° 08' 00"
9	93° 23' 00"	18° 05' 00"	21	93° 24' 00"	18° 08' 00"
10	93° 23' 00"	18° 05' 30"	22	93° 24' 00"	18° 08' 30"
11	93° 24' 00"	18° 05' 30"	23	93° 22' 30"	18° 08' 30"
12	93° 24' 00"	18° 06' 00"	24	93° 22' 30"	18° 09' 00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación A-0088-M Campo Chipilín (Fuente: CNH con información de PEP, 2018).

## II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación de la información

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del dictamen de la modificación al Plan de Desarrollo propuesto por PEP, involucró la participación de cuatro unidades administrativas de la Comisión: La Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Medición, la Dirección General de Comercialización, la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica. Además de, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), quien es la autoridad competente para evaluar el Sistema de Administración de Riesgos y la Secretaría de Economía (en adelante, SE), quien es la autoridad competente para evaluar el porcentaje de Contenido Nacional.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto del Plan de Desarrollo presentado por PEP para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0069/2018 Dictamen Modificación Plan De Desarrollo A-0088-M Campo Chipilín, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

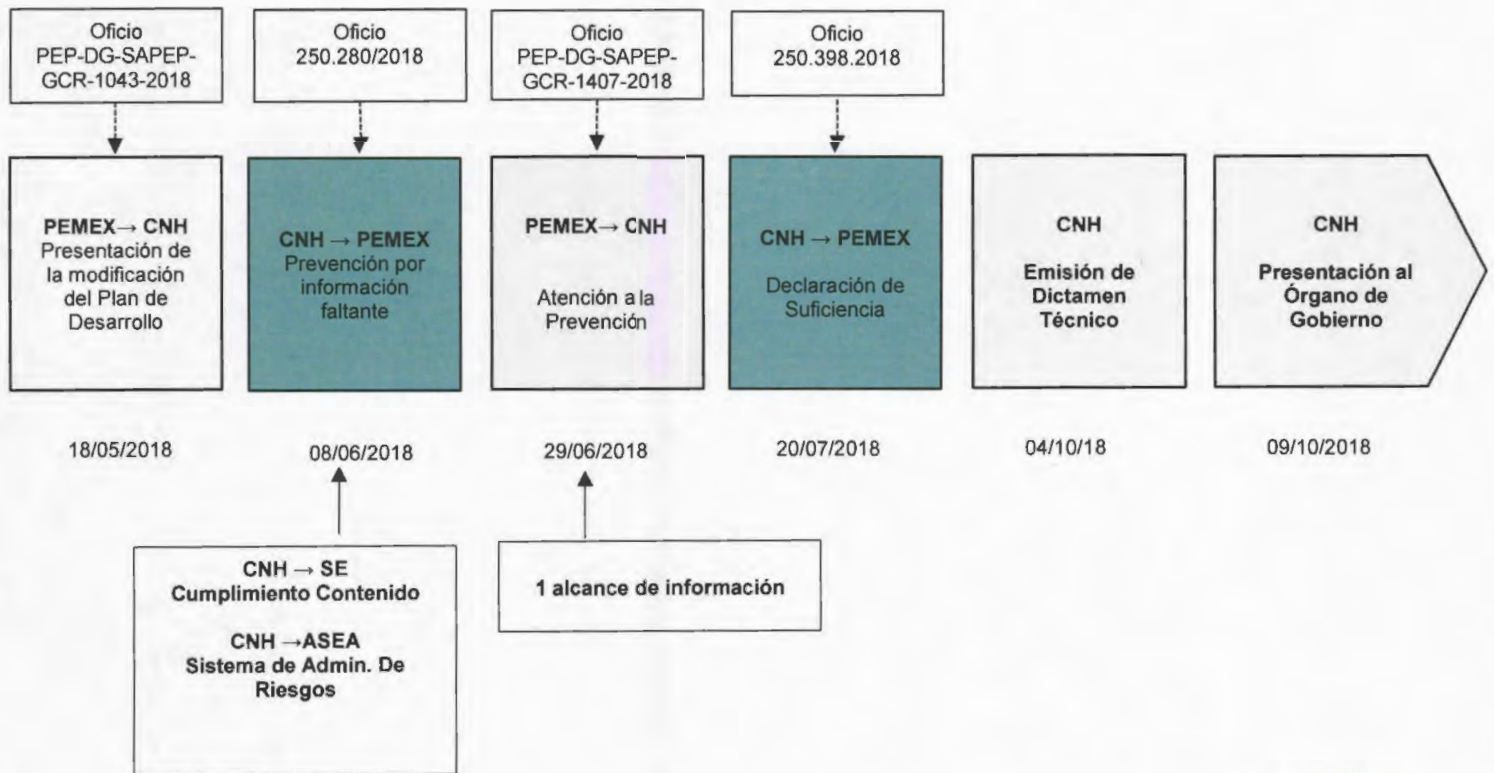


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución.

### III. Criterios de evaluación

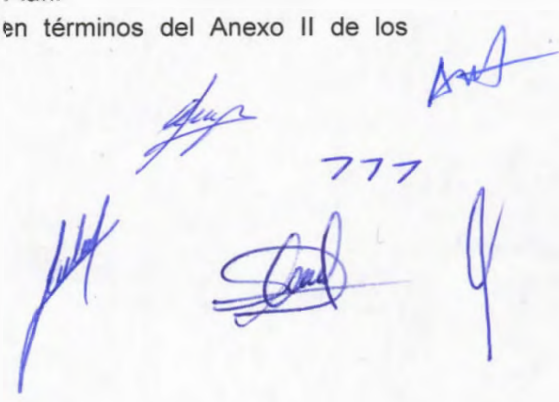
Se verificó que las modificaciones propuestas por PEP fueran congruentes y se alinearan a lo señalado en el Artículo 44 fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Plan de Desarrollo propuesto 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 fracción II 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, se advierte que las modificaciones propuestas por PEP al Plan de Desarrollo cumplen con los requisitos establecidos en los artículos 7, fracciones I, II, III y VI, 8, fracción II, incisos a), b), c), d), e), f), g) y h), 40, fracción II, inciso h), 41, y el Anexo II de los Lineamientos.

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, inciso h) 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.

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

El campo Chipilín es una estructura de tipo anticlinal, limitada en sus flancos Noreste y Suroeste por dos fallas de tipo inverso y en su porción Norte-Noroeste por el contacto agua aceite. Atraviesa rocas que van del Plio-Pleistoceno (formación Paraje Solo) hasta el Jurásico Superior Kimmeridgiano, en donde el yacimiento es productor.

Las principales características generales geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y yacimientos, así como el factor de recuperación de la Asignación A-0088-M Campo Chipilín se muestran en la Tabla 3.

Características generales	Yacimiento JSK
Área (km <sup>2</sup> )	9.5
Año de descubrimiento	1986
Fecha de inicio de explotación	1986
Profundidad promedio (m)	6,000
Pozos	
Número y tipo de pozos perforados	5 (verticales)
Estado actual de pozos	1 productor
Tipo de sistemas artificiales de producción	Bombeo Neumático Autoabastecido
Marco Geológico	
Era, periodo y época	Mesozoico/Cretácico-Jurásico/KM-JSK
Cuenca	Pilar Reforma-Akal
Play	Comalcalco
Régimen tectónico	Compresional
Ambiente de depósito	Plataforma
Litología almacén	Caliza dolomitizada
Propiedades petrofísicas	
Mineralogía	Arcilla, Caliza, Dolomita, Anhidrita
Saturaciones (Especificar tipo de saturación como inicial, irreductible, de agua, gas, aceite, etc.)	10-20% Sw Inicial
Porosidad y tipo	2 - 4 Intergranular
Permeabilidad (md) (Especificar tipo como absoluta, vertical, horizontal, etc.)	120 Absoluta
Espesor neto y bruto promedio (m)	92 / 582
Relación neto/bruto	0.15
Propiedades de los fluidos	
Tipo de hidrocarburos	Aceite Volátil
Densidad API (a condiciones de yacimiento y de superficie)	38.6 / 39.8
Viscosidad (cp) (a condiciones de yacimiento y de superficie)	1.02 / 2.84
Relación gas - aceite inicial y actual	279 / 635
Bo inicial y actual	1.86 / 2.01
Calidad y contenido de azufre	S.D.
Presión de saturación o rocío	271.8 kg/cm <sup>2</sup>
Factor de conversión del gas	0.24778
Poder calorífico del gas (BTU/p <sup>3</sup> )	1,243.6
Propiedades del yacimiento	
Temperatura (°C)	154.4

Presión inicial (kg/cm <sup>2</sup> )	684
Presión actual (kg/cm <sup>2</sup> )	390
Mecanismos de empuje principal y secundario	Hidráulico / Expansión roca-fluidos
<b>Extracción</b>	
Métodos de recuperación secundaria	N/D
Métodos de recuperación mejorada	N/D
Gastos actuales	572 bd / 2.04 MMpcd
Gastos máximos y fecha de observación	5.88 Mbd /13.05 MMpcd enero 1991
Corte de agua (%)	67.7

\*Cifras de FR de Aceite al 1 de enero de 2018

Tabla 3. Características generales de la Asignación

(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

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

El título de Asignación A-0088 -Campo Chipilín, fue adjudicado a Petróleos Mexicanos (PEMEX) el 13 de agosto de 2014; posteriormente el 25 de julio del 2016, PEMEX manifestó que está de acuerdo en continuar con el proceso de modificación del título de Asignación A-0088-M - Campo Chipilín, ajustando el área y la actividad física para realizar actividades de extracción de hidrocarburos, estableciendo dentro del título de Asignación A-0088-M-Campo Chipilín el compromiso mínimo de trabajo para el área asignada.

El motivo de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE) de la Asignación A-0088-M-Campo Chipilín se debe a que la inversión ejercida entre 2015 – 2017 alcanzo el monto autorizado en Ronda Cero por lo que esta modificación incrementa un 103% la inversión, respecto al Plan vigente. La diferencia de inversión es ocasionada principalmente por actividades para el mantenimiento a la producción (limpiezas de aparejo, optimizaciones, tomas de información, reparaciones mayores, etc), mantenimiento a ductos y el reacondicionamiento de pozos para la operación del sistema artificial bombeo neumático autoabastecido (BNA).

Como consecuencia de los anteriores puntos, Pemex Exploración y Producción requiere de la modificación del plan de desarrollo para la extracción, con objeto de adecuarlo a las condiciones vigentes de mercado, presupuestales y comportamiento del campo dentro del área de Asignación A-0088-M-Campo Chipilín.

La modificación contempla el mantenimiento a la producción base y una reparación mayor con una inversión de 6.4 MMUSD y un gasto de operación total de 4.1 MMUSD, que permitirán recuperar en el periodo 2018-2025 un volumen de 0.6 MMb de aceite y 1.7 MMMpc de gas en reserva 1P.

## c) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

La Asignación tiene una producción acumulada al 31 diciembre del año 2017 de 23.9 MMb de aceite y 41.4 MMMpc de gas natural; la producción promedio al 2017 es de 0.5 Mbd de aceite y 1.8 MMpcd de gas a diciembre de 2017.

Las reservas remanentes 1P certificadas al 01 de enero de 2018 en el yacimiento Jurásico son de 0.6 MMb de Aceite y 1.7 MMMpc de gas y se muestran en la siguiente Tabla 4.

Campo	Volumen Original		Categoría de Reservas	Factor de Recuperación Actual		Reserva Remanente				Producción Acumulada	
	Aceite MMb	Gas Natural MMMpc		Aceite %	Gas %	Aceite MMb	Gas Natural MMMpc	Condensado MMbls	PCE MMb	Aceite MMb	Gas Natural MMMpc
Chipilín	80.0	122.0	1P	30.6	35.4	0.6	1.7	0.0	1.0	23.9	41.4
Chipilín	80.0	122.0	2P	30.6	35.4	0.6	1.7	0.0	1.0	23.9	41.4
Chipilín	80.0	122.0	3P	30.6	35.4	0.6	1.7	0.0	1.0	23.9	41.4

Tabla 4. Volumen original y Reservas al 01 de enero de 2018



A continuación, en la Figura 3 y Figura 4 se puede observar respectivamente, las Reservas de aceite y gas, para la Asignación A-0088-M-Campo Chipilín.



Figura 3 Evolución de las Reservas de Aceite de la Asignación A-0088-M-Campo Chipilín  
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

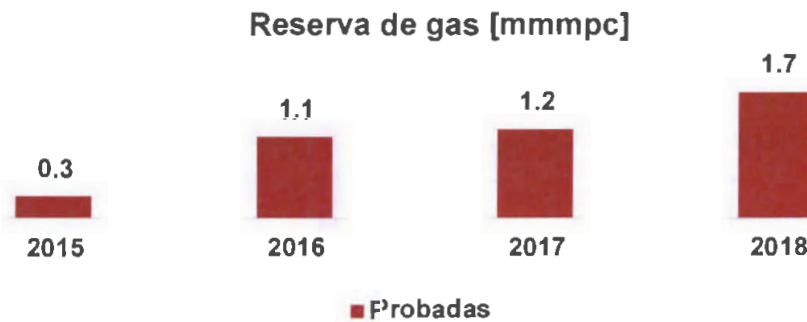


Figura 4. Evolución de las Reservas de Gas Natural de la Asignación A-0088-M-Campo Chipilín  
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

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

En la Tabla 5 se presenta un comparativo de la actividad física del plan de desarrollo para la Extracción vigente, la actividad física real llevada a cabo por el Asignatario a 2017 y en la Tabla 6 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 el Plan Vigente, se advierte que a la fecha PEP ha realizado dos reparaciones mayores (anexo de intervalos) en los años 2015 y 2016 respectivamente, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo incluye 1 RMA, el abandono de 2 pozos y 28 RME.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature on the right and several smaller ones at the bottom right.]*

*[Handwritten signature in blue ink at the bottom left.]*

Concepto	Plan Vigente	Real	Plan Propuesto
	2015-2021	2015-2017	2018-2025
Reparaciones mayores	0	2	1
Toma de información	0	0	0
Reparaciones menores	0	0	28
Taponamientos	0	0	2

Tabla 5. Comparativo de actividad física entre Planes.  
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Plan	Actividad	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Modificado	Perforación	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Terminación	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ductos	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Infraestructura	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	RMA	0	1	0	0	0	0	0	0	1
	RME	3	2	6	6	6	4	1	0	28
	Plantas Estaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Taponamientos	0	0	0	0	0	1	0	1	2

Tabla 6. Propuesta de actividad para la modificación del Plan de Desarrollo. (Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Derivado del análisis de la información remitida por PEP, la modificación al Plan de Desarrollo considera una reparación mayor y el mantenimiento de la producción base mediante reparaciones menores debido a que el yacimiento tiene problemas de incrustaciones y conificación de agua.

En la

Figura 5 y

Figura 6 se observa el comparativo de los escenarios Ronda Cero, producción histórica real y el escenario propuesto en la modificación del Plan de Desarrollo, para aceite y gas.

	Plan R0 2015-2021	Plan Modificado 2018-2025	NP [MMB] (1986-2025)
Volumen a recuperar [mmb]	0.9	0.65 real +0.60 modificado=1.3	24.5

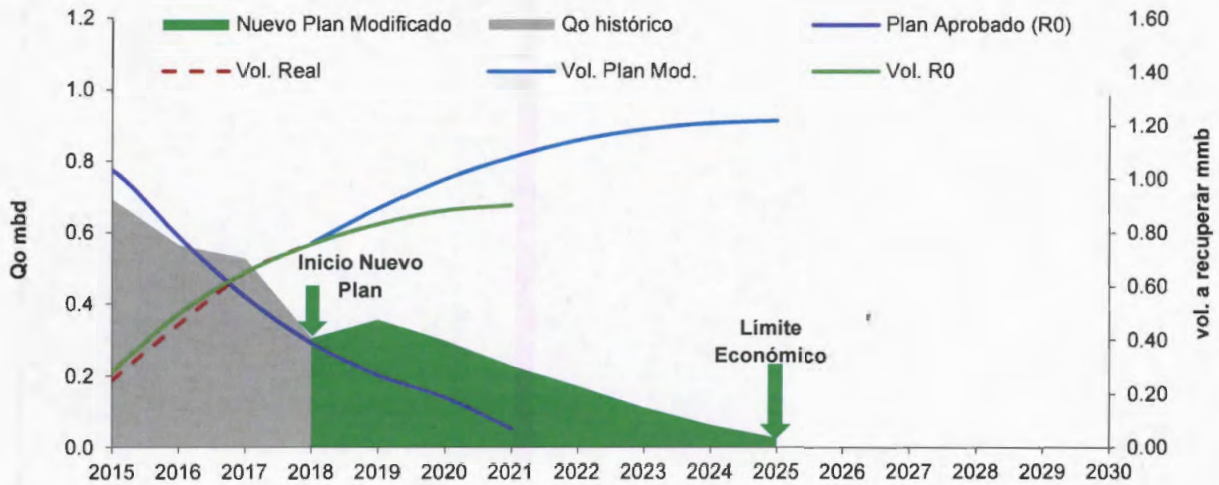


Figura 5. Perfiles de producción de aceite.  
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

	Plan R0 2015-2021	Plan Modificado 2018-2025	GP [MMMPC] (1986-2025)
Volumen a recuperar [mmmpc]	1.4	Real 1.69 + P. mod. 1.68=3.3	43.1

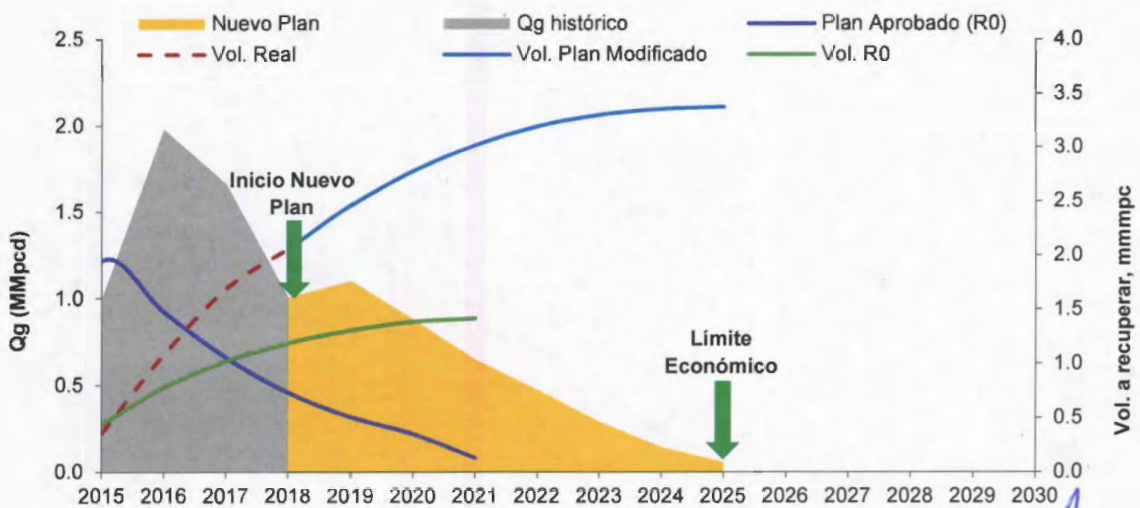


Figura 6. Perfiles de producción de gas.  
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signatures and initials]*

777

Cabe hacer mención que el Plan de Desarrollo para la Extracción vigente no contempla la ejecución de reparaciones mayores, sin embargo, tal como lo señala PEP en su Solicitud, a la fecha se han ejecutado dos Reparaciones mayores adicionales.

Por lo antes expuesto, esta Comisión toma conocimiento de la ejecución de dichas actividades y da vista a la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones de la Comisión a efecto de que determine lo conducente en el ámbito de sus atribuciones.

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

El campo se compone de un solo tipo de pozo y actualmente opera con Bombeo Neumático Autoabastecido (BNA) que ayuda a levantar la columna pesada de líquido por el alto corte de agua, de igual manera se analizó la implementación de otro SAP de acuerdo con las alternativas: Bombeo Hidráulico tipo Jet (BHJ), Bombeo electrocentrífugo (BEC). Por las condiciones actuales del aparejo de producción por la anomalía que presenta no existe hermeticidad por la cual no es posible la inyección de un fluido motor en el caso del sistema BHJ. En caso del sistema BEC por la profundidad del pozo los costos son muy elevados.

#### Equipos de proceso:

La Asignación A-0088-M–Campo Chipilín no cuenta con su propia infraestructura por lo cual el único pozo productor fluye a batería Mora. Actualmente por estrategia operativa se plantea la rehabilitación de un ducto que fluye del pozo Chipilín 1 a pozo Bellota 159 que va a batería Bellota.

Derivado del análisis anterior se establecieron las siguientes alternativas técnicas de explotación son las siguientes.

**Alternativa 1:** Se considera la explotación de la reserva PDP con el sistema artificial actual (BNA) y la reserva PDNP que consiste en una reparación mayor sin equipo. Adicionalmente contempla la rehabilitación del ducto que va de Chipilín al pozo Bellota 159 por estrategia de explotación. Todo ello para recuperar una reserva de 1.0 MMbpce.

Derivado de las condiciones que presenta el campo Chipilín de incremento en la producción de agua, se determinó la opción de reparación mayor sin equipo consiste en efectuar cementación forzada para la exclusión de agua en los intervalos abiertos y posteriormente redisparar las zonas con oportunidades de producción; el aparejo de producción sencillo de 3 1/2" equipado con empacador y camisa, puede ir acondicionado para el sistema artificial de producción bombeo neumático.

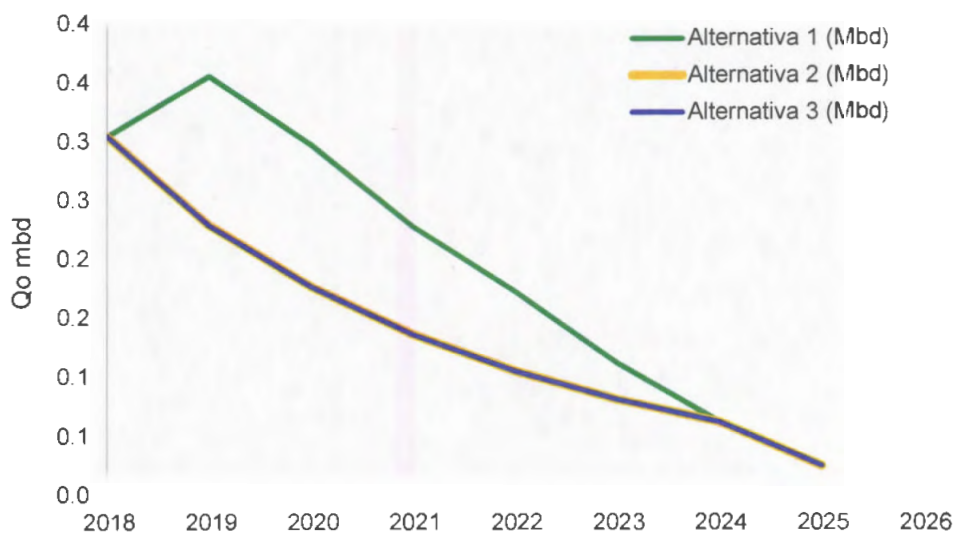
**Alternativa 2:** Se considera la explotación de la reserva PDP con el sistema artificial actual (BNA) y la rehabilitación del ducto que va de Chipilín al pozo Bellota 159 por estrategia de explotación. Todo ello para recuperar una reserva de 0.7 MMbpce.

**Alternativa 3:** Se considera la explotación de la reserva PDP. Además, se contempla realizar una reparación menor (RME) que consiste en el cambio de aparejo de producción y considerar el sistema artificial Bombeo Hidráulico Jet (BHJ). El diseño del BHJ considera un equipo de 300 Hp y una combinación de diversas geometrías (boquilla y garganta) y una presión de inyección de 180 kg/cm<sup>2</sup>. Todo ello para recuperar una reserva de 0.7 MMbpce.

A pesar de que la alternativa 2 y 3 representan una oportunidad, la alternativa 1 logra ser la más rentable debido a que se contempla recuperar la mayor cantidad de reserva que tiene la Asignación A-0088-M-Campo Chipilín en un periodo de 2018-2025. Evaluación de las alternativas en Tabla 7.

Características	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3
<b>Metas Físicas (Número)</b>			
Intervenciones Mayores a Pozos	1	-	-
Sistema artificial de bombeo	BNA	BNA	BHJ
Rehabilitación de ducto	1	1	-
RME	Limpiezas y estimulaciones	Limpiezas y estimulaciones	Limpiezas y estimulaciones
Cambio de aparejo			1
<b>Producción</b>			
Aceite (MMb)	0.6	0.4	0.4
Gas (MMMpc)	1.7	1.2	1.2
<b>Gastos de operación (MMusd)</b>	4.1	3.0	5.9
<b>Inversiones (MMusd)</b>	6.4	5.9	6.7
<b>Indicadores económicos</b>			
VPN AI (MMusd)	29.5	20.1	17.1
VPN DI (MMusd)	5.8	2.6	-0.4
VPI (MMusd)	5.1	4.6	7.6
VPN/VPI AI (MMusd)	5.8	4.4	2.3
VPN/VPI DI (MMusd)	1.1	0.6	-0.2

Tabla 7. Resumen de las alternativas propuestas para la extracción



Plan Pronóstico	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	(MMb)
Alternativa 1 (Mbd)	0.31	0.36	0.30	0.23	0.17	0.11	0.06	0.03	0.6

Alternativa 2 (Mbd)	0.31	0.23	0.18	0.14	0.11	0.08	0.06	0.03	0.4
Alternativa 3 (Mbd)	0.31	0.23	0.18	0.14	0.11	0.08	0.06	0.03	0.4

Figura 7. Pronóstico de las alternativas propuestas por PEP

### f) Análisis técnico de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo

Bajo la metodología del gasto inverso, se graficó (1/qo) contra (Np/qo) de la producción del Campo Chipilín, en la curva obtenida se observan inflexiones que representan un cambio de estrategia en el desarrollo del yacimiento, en este caso fue la perforación de 1 pozo (Chipilín-3), los incrementos en las pendientes nos indica que la recuperación de aceite será menor, esto se debe a la irrupción del agua debido a que está asociado a un acuífero activo, por lo que la estrategia se centra en seguir operando con el pozo existente Chipilín-3.

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 amarilla se obtiene una EUR (Reserva recuperable estimada) de 25 mmb lo que es cercano a un factor de recuperación final de 31.3%, el Asignatario prevé que su factor de recuperación final sea 30.6 % por lo que se encuentra dentro del rango (Figura 8 y Tabla 8).

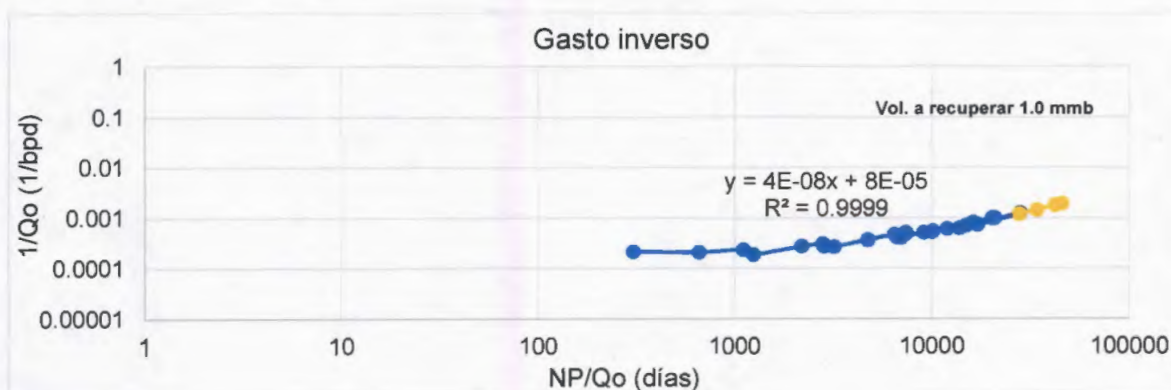


Figura 8. Análisis de Gasto inverso

Asignación Chipilín	Cálculo CNH	PEMEX
EUR (MMbbl) total	25	24.5
Factor recuperación (%)	31.2	30.6

Tabla 8. Factores de recuperación, cálculo CNH y estimado por PEMEX

### g) Comparativo del Campo Chipilín a nivel internacional

Con el objeto de poder comparar el desempeño del campo Chipilín, se buscaron Campos, que por sus características, petrofísicas, litología e hidrocarburos producidos, pudieran fungir como campos análogos, lo que arrojó al campo Bellota, el cual se encuentran ubicado en Tabasco y se ocupará para tal efecto. En la Tabla 9 se muestran los parámetros utilizados para la selección del campo análogo, así como sus respectivas características.

	Criterios utilizados	Bellota
Tipo de fluido	Productor de Aceite 35-40 °API	Productor de Aceite 39°API
Ubicación	Terrestre	Terrestre
Litología	Carbonatos	Carbonatos
Recuperación	Primaria	Primaria
Porosidad promedio %	5	4
Presión inicial kg/cm2	500-600	581
Factor de recuperación	30-40	33

Tabla 9. Criterios de selección para los campos Análogos (Fuente: CNH)

Así mismo, esta Comisión realizó un comparativo, de factores de recuperación de aceite a nivel internacional y nacional considerando que produjeran aceite de 35 a 40 °API, fueran campos ubicados en zonas terrestres, de la misma edad geológica (Jurásico) que la roca almacén fuera similar (Carbonatadas). De los resultados obtenidos, se deriva la siguiente Figura 9.

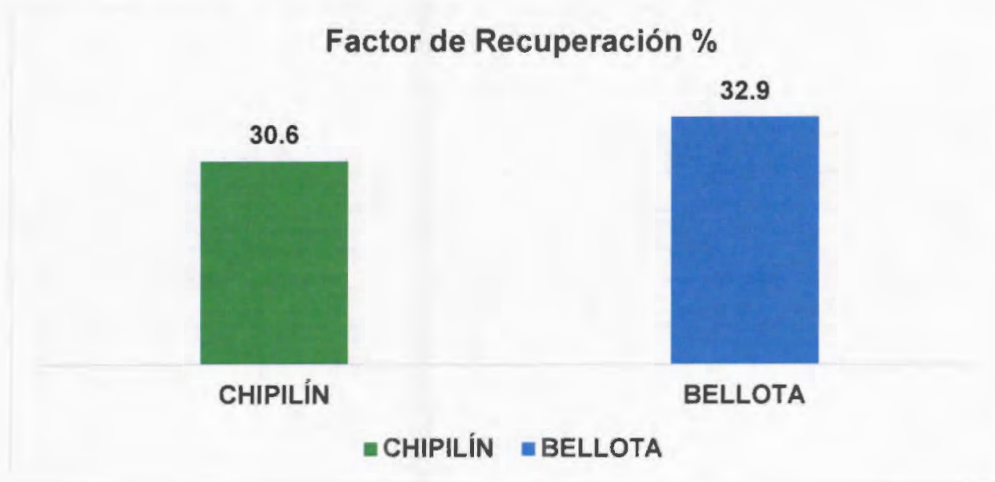


Figura 9 Comparativo de factores de recuperación para campos con características similares a Chipilín

Una vez analizados los campos análogos, se concluye que, de acuerdo con el factor de recuperación final esperado, el desarrollo del campo llevado a cabo por PEP está en línea con las prácticas internacionales y es económicamente viable.

#### h) Evaluación Económica

La opinión económica de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0088-M-Campo Chipilín, considera los siguientes conceptos:

- Variación del monto de inversión de Ronda Cero respecto a la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo.
- 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 2021, puesto que éste fue el último año del periodo considerado en Ronda Cero.

- El Plan de Desarrollo vigente de la Asignación A-0088-M-Campo Chipilín considera para el periodo 2015-2021 una inversión total de 7.10 millones de dólares: 1.05 millones de ellos en Inversión y los restantes 6.05 de gasto operativo<sup>1</sup>.
- Pemex erogó en el periodo 2015 a 2017 un total de 7.03 millones de dólares, 6.44 de Inversiones y 0.59 de gasto operativo<sup>2</sup>.

Aunado a lo anterior, se tiene que el Operador propone erogar un monto de 7.42 millones de dólares a 2021: 3.18 millones de dólares de gasto operativo y 4.24 millones de dólares de inversión<sup>3</sup>, 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 103.49%, respecto de lo originalmente propuesto en Ronda Cero<sup>4</sup> Figura 10.

<sup>1</sup> 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.

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

<sup>3</sup> De esta cifra, 4.24 millones de dólares, 3.19 millones corresponden a inversión en el periodo 2018-2021; y 1.05 millones de dólares relacionados a la actividad de Abandono con un horizonte de tiempo de 2025. Se considera el total del monto de abandono (a 2025), en virtud de la obligación que tiene el Operador de realizar tal actividad independientemente del periodo a considerar.

<sup>4</sup> En virtud de que el total de inversión a erogar en Ronda Cero llega a 2021, el comparativo se realiza considerando inversiones y gasto operativo hasta tal año. Por lo que no se consideran 3.11 millones de dólares correspondientes a los años restantes presentados en la solicitud, es decir de 2022-2025.



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

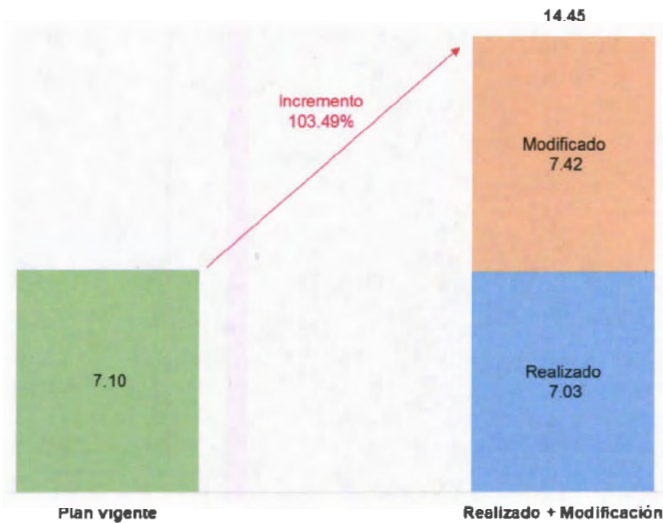


Figura 10. Comparativo de inversiones totales y gastos operativos Ronda Cero respecto a Modificación al Plan (millones de dólares) (Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Así, la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo referente a la inversión ya que se supera un 103% adicional a lo ejercido y se fundamenta 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 2025 puesto que éste fue el último año considerado en la solicitud de modificación. En la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo, PEP propone desarrollar actividades a partir de 2018 con una inversión de 6.41 millones de dólares y 2.87 millones de dólares de gasto operativo<sup>5</sup>, ambas hasta 2025.

El Programa de Inversiones de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo Figura 11 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) Tabla 10.

<sup>5</sup> En su solicitud, el Asignatario reportó un gasto de 1.25 MMUSD por concepto de "Reserva Laboral", dicho monto no se consideró en la descripción del Programa de Inversiones presentada en esta sección.

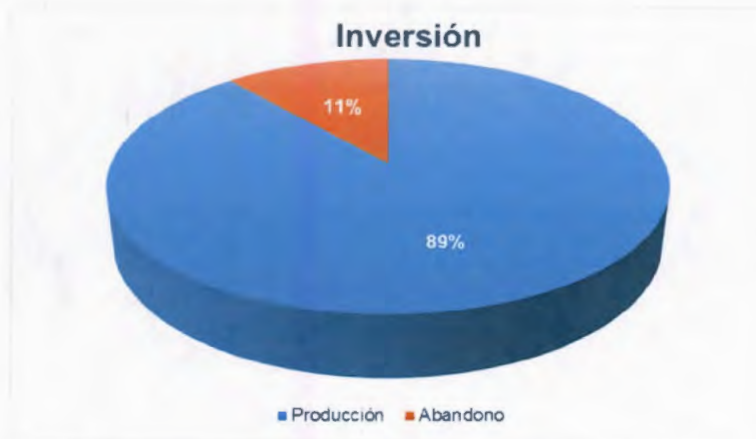


Figura 11. Distribución del Programa de Inversiones y gasto por Actividad Petrolera \$ 9.28 millones de dólares.  
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Actividad	Sub-actividad	Total
		(millones de dólares)
Producción	Construcción Instalaciones	0.40
	Ductos	0.90
	General*	3.17
	Ingeniería de Yacimientos	0.40
	Intervención de Pozos	3.36
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	1.05
<b>Gastos totales</b>		<b>9.28</b>

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

\*La Sub-Actividad General considera un monto por 0.30 MMUSD de inversión y 2.87 MMUSD de gasto operativo. Asimismo, se aclara que en su solicitud, el Asignatario reportó un gasto de 1.25 MMUSD por concepto de "Reserva Laboral", dicho monto no se consideró en esta descripción del Programa de Inversiones.

Tabla 10. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera (millones de dólares)

**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 y Crédito Público.

**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 1, que fue la seleccionada para el desarrollo (con un horizonte de tiempo de 2018 a 2025) 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 Tabla 11:

*J.P.C.*

*[Handwritten signatures and initials]*

Indicador	Antes Impuestos	Después Impuestos
VPN (mmUSD)	24.20	2.10
TIR	Indeterminada	Indeterminada
VPI (mmUSD)	4.71	
VPN/VPI	5.14	0.45

Tabla 11. 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.

### i) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

Actualmente la Asignación A-0088-M-Campo Chipilín, 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-0088-M- Campo Chipilín y de conformidad con lo establecido en los artículos 42, 43 y 44 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, la Dirección General de Medición llevo 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.

Es necesario comentar que para el análisis y evaluación de la información presentada se identificó que los objetivos de la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo donde se identifican mantenimiento a la producción base y una reparación mayor con una inversión de 6.4 MMUSD y un gasto de operación total de 4.1 MMUSD, que permitirán recuperar en el periodo 2018-2025 un volumen de 0.6 MMB de petróleo y 1.7 MMPCD de Gas Natural en reservas 1P.

#### Medición actual

Dentro de las instalaciones de la Asignación A-0088-M-Campo Chipilín, hasta el año de 2017, se manejó una producción promedio diaria de aceite de 500 BPD, 0.5 MMPCD de gas y lo pronosticado para la etapa de modificación del Plan, considera una producción de 600 Bpd y 1 MMPCD proveniente de solamente 1 pozo productor operando actualmente.

El manejo de la producción de los pozos de la Asignación Chipilín va hacia la Batería de Separación Mora donde es separada trifásicamente la producción para los líquidos ser enviados a la Batería Cardenas Norte a través de un oleoducto de 12" de diámetro con una longitud de 12.3 km.

El Gas Natural derivado de la separación es enviado a una etapa de rectificación donde posteriormente son comprimidos y enviados a la Batería Cárdenas Norte a través de un gasoducto de 16" de diámetro con una longitud de 11.6 km. En la misma Batería Cárdenas Norte son incorporados los gases recuperados en la misma batería para posteriormente ser enviados en conjunto a la Estación de Compresión Paredón donde es comprimido el Gas y enviado mediante un gasoducto de 36" de diámetro con una longitud de 21.9 km. al Centro Petroquímico de Gas Cactus donde finalmente es acondicionado a parámetros Comerciales.

*J.N.C.*

*[Handwritten signatures and initials]*

Por su parte el petróleo derivado del proceso de separación en la Bateria Mora, es enviado y estabilizado en la Bateria Cárdenas Norte junto con la producción de otras asignaciones que ahí convergen; aquí el agua asociada al petróleo es separada por medio de gravedad y esta misma se inyecta al pozo inyector Paredón 11 a través de un saloducto de 8" de diámetro y una longitud de 14.2 km. El petróleo estabilizado es enviado directamente a la Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus a través de un oleoducto de 16" de diámetro y una longitud de 31.7 km, en donde es deshidratado, desalado y almacenado Figura 12.

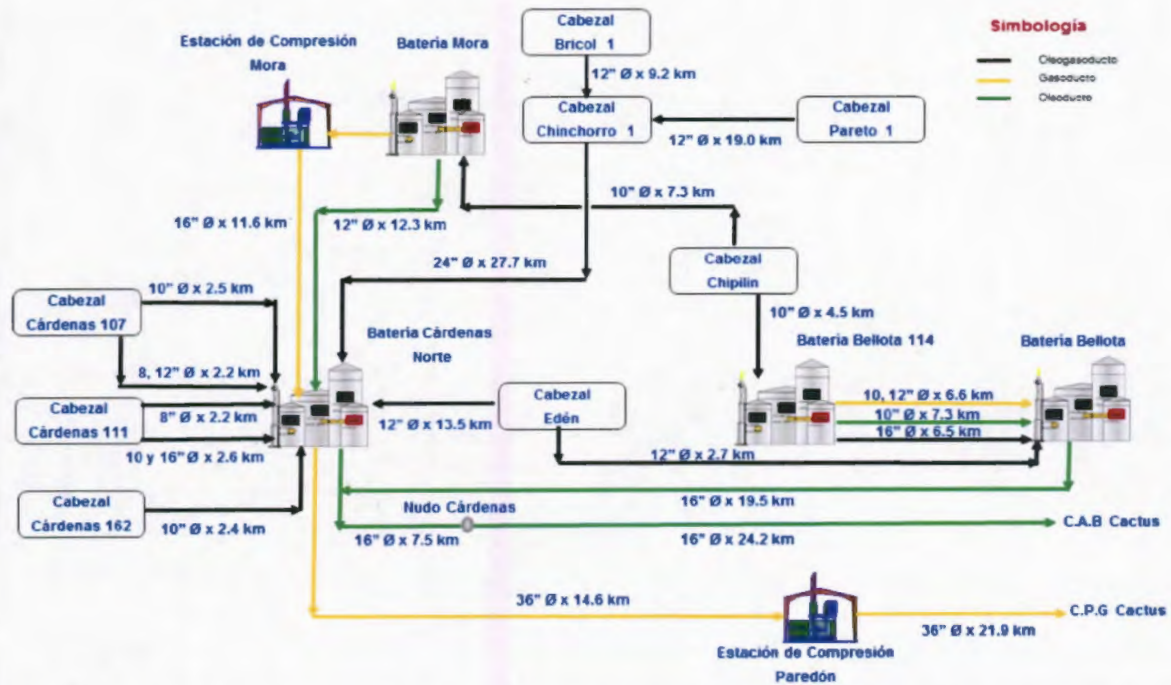


Figura 12. Diagrama de infraestructura de producción de la Asignación A-0088-M Campo Chipilín (Fuente: PEP)

### Medición de Aceite

Derivado de que la Asignación Chipilín no cuenta con infraestructura o instalaciones y que su producción de Aceite actualmente es manejada en la Bateria Mora se presenta el siguiente esquema para la identificación del manejo de los Hidrocarburos desde el pozo hasta el Punto de Medición para la situación actual y futura Figura 13 y Figura 14.

*J.M.*

*[Handwritten signatures and notes]*  
777

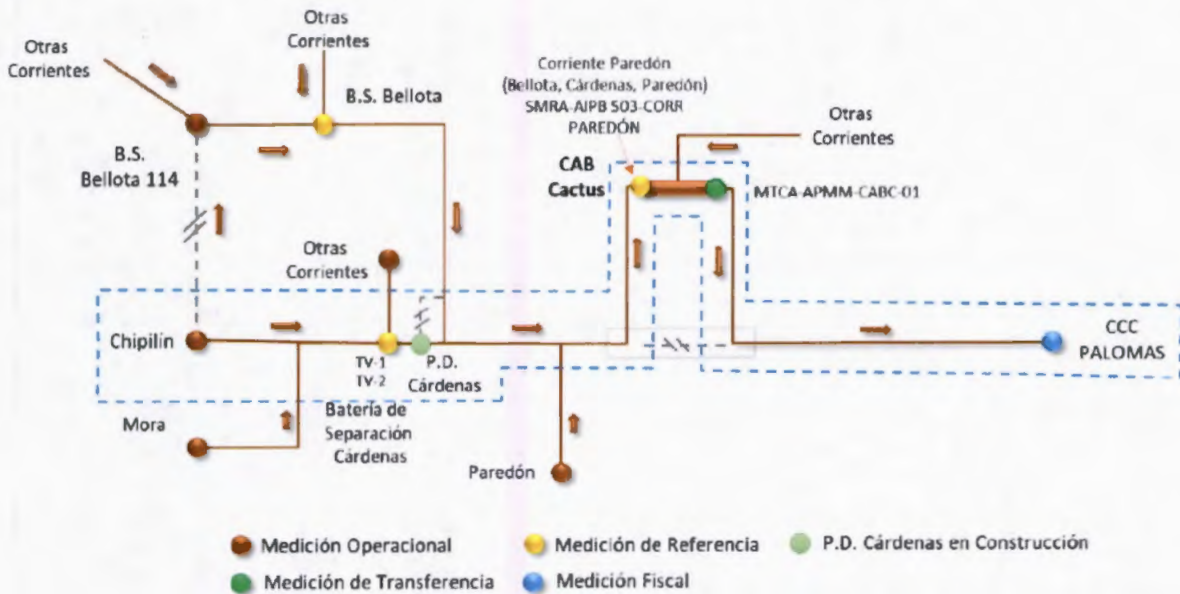


Figura 13. Manejo del Aceite desde pozo hasta el Punto de Medición Campo Chipilín, condición actual (Fuente PEP).

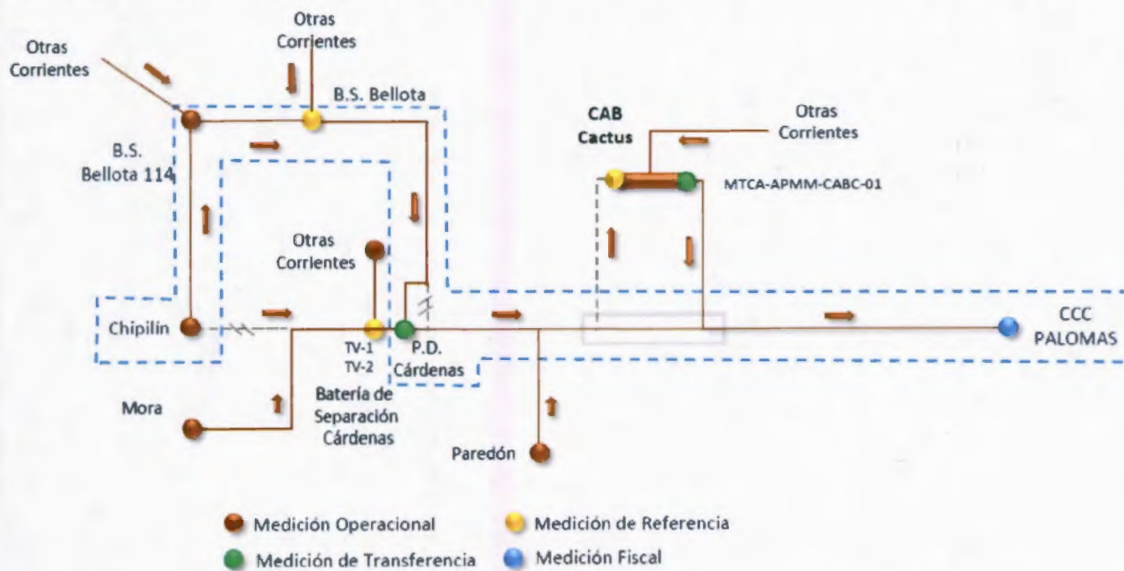


Figura 14.- Manejo del Aceite desde pozo hasta el Punto de Medición Campo Chipilín, condición futura (Fuente PEP).

### 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:

- 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.

*J.P.L.*

*[Firmas manuscritas]*

En la Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus, se lleva a cabo el proceso para estabilizar y acondicionar el aceite deshidratándolo en frío con productos químicos desemulsificantes para eliminar las parafinas 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 el CCC Palomas, a través de los sistemas de medición PA-100, PA-200, PA-300, PA-500, PA-700 y PA-1700, los cuales cuantifican los volúmenes integrados por las diferentes corrientes de hidrocarburos líquidos de las asignaciones de confluencia, entre ellas la producción de la Asignación Chipilín.

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 Tabla 12.

Tabla 12. Sistemas de Medición, Punto de Medición en el CCC Palomas. Fuente. PEP.

Ubicación	TAG del paquete	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
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 %

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 Tabla 13.

Tabla 13. Sistemas de Medición, Punto de Medición en el CCC Palomas. Fuente. PEP.

Instalación	Sistema de Medición	Longitud	Latitud
Centro Comercializador de Crudo Palomas	SM-100	-94.29820576	18.07655068
	SM-200		
	SM-300		
	SM-500		
	SM-700		
	SM-1700		

La Medición de Transferencia del petróleo se realiza después de la estabilización en los tanques de almacenamiento de la Batería Cárdenas Norte la cual es enviada a la Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus, en esta CAB es donde se realiza la medición y se transfiere la propiedad del petróleo producido. Las propiedades y características del Sistema de Medición se presentan en la siguiente Tabla 14:

Tabla 14. Sistemas de Medición, Transferencia de aceite (actual) en CAB Cactus. Fuente. PEP.

Instalación	Sistema de Medición	Longitud	Latitud
Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus	MTCA-APMM-CABC-01	-93.193523	17.8921

La Medición Referencial del aceite crudo se realiza a la llegada del Batería de Separación Cárdenas para su posterior envío a la Central de almacenamiento Cactus para su tratamiento, en la Batería de Separación Cárdenas Norte, esta batería recibe la producción de crudo de 21 pozos en un cabezal conformado por tuberías de proceso, se recibe una producción de 16,832 bpd. Esta mezcla se recibe en el límite de la batería por diferentes líneas de alimentación de los pozos y se recolecta en cuatro diferentes colectores: colector de medición, colector de súper baja presión, colector de baja presión y el colector de presión intermedia. Los pozos de baja presión son descargados hacia el cabezal de 24" como carga a los separadores horizontales elevados de baja presión Tabla 15.

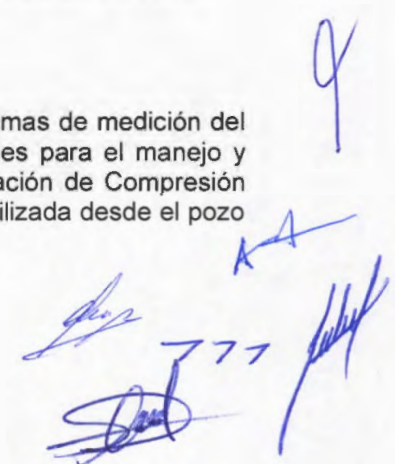
Tabla 15. Sistemas de Medición, Referencial de aceite (actual) en CAB Cactus. Fuente. PEP.

Instalación	Sistema de Medición	Longitud	Latitud
Batería de Separación Bellota	MRA-APBJ-BSBE-1	-93.31512319	18.06247979
Planta Deshidratadora Cárdenas Norte	PA-101	-93.450738	18.002386
Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus	SMRA-AIPB S03-CORR PAREDÓN	-93.18924	17.896097
Batería de Separación Cárdenas Norte	TV-1 TV-2	-93.45095031	18.00251762

La Medición Operacional de los pozos de la Asignación A-0088-M-Campo Chipilín, se realiza mediante medición multifásica, separando la producción en 3 etapas y discretizando las partes de Aceite, agua y Gas Natural. Posteriormente se va la corriente del hidrocarburo a la Batería de Separación Cárdenas Norte.

### Medición de Gas

El gas producido en la Asignación A-0088-M-Campo Chipilín es medido en los sistemas de medición del Centro Procesador de Gas Cactus y al no contar con infraestructura o instalaciones para el manejo y procesamiento del Gas este es enviado a la Estación de Compresión Mora y Estación de Compresión Paredón, para lo cual a continuación se muestra en la Figura 15 la infraestructura utilizada desde el pozo hasta el Punto de Medición para el Gas.



*J.C.*

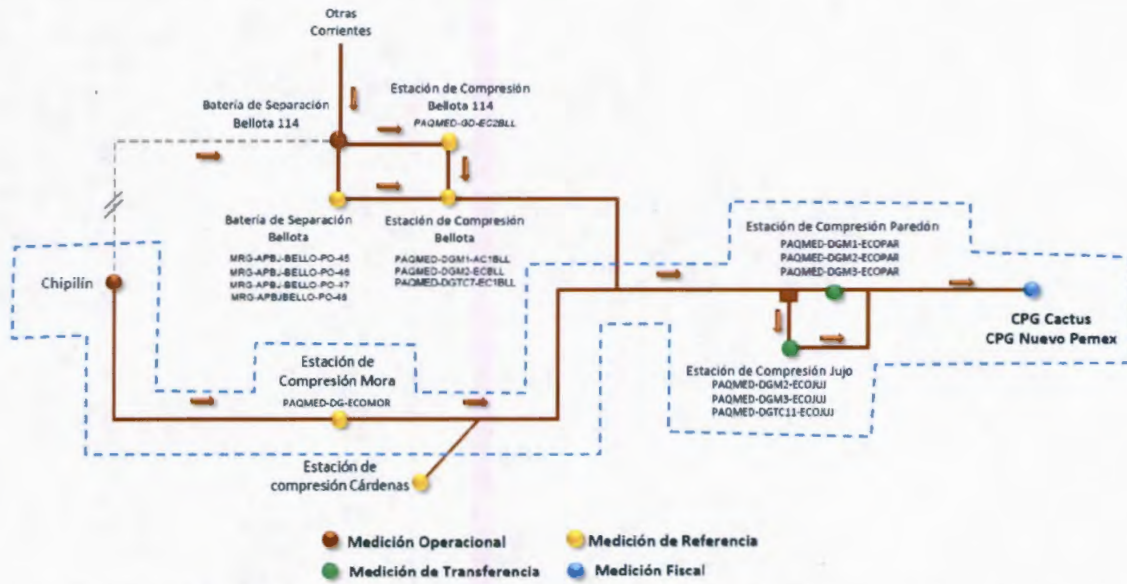


Figura 15. Esquema de Medición Operacional, referencial, transferencia y fiscal de Gas (actual). Fuente: PEP.

La Medición del tipo fiscal se ubica en el Centro Procesador de Gas Cactus el cual está a cargo de la Gerencia de Tratamiento y Logística Primaria Sur. Así también se menciona que los volúmenes cuantificados en este punto de medición son considerados y establecidos en un documento de Acuerdo de Transferencia. La cuantificación de los hidrocarburos se realiza mediante el Procedimiento Operativo para la Medición de Hidrocarburos en la Subdirección de Producción Bloque Sur, se encuentra en proceso de formalización de acuerdo con la Guía operativa para elaborar y actualizar documentos operativos en Pemex Exploración y Producción, clave GO-NO-TC-0001-2017.

Sistemas de medición instalados en el Complejo Procesador de Gas Cactus, PM-01 y PM-66, y Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex, PM-11 Tabla 16.

Tabla 16. Sistemas de Medición Fiscal para el Gas Natural. Fuente: PEP.

Instalación	Sistema de Medición	Longitud	Latitud
Centro de Proceso de Gas Cactus	PM-01 PM-06	-93.18586705	17.89934089
Centro de Proceso de Gas Nuevo Pemex	PM-11	-94.29820576	17.850714

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

Para la medición de transferencia del Gas Natural, se realiza en las Estaciones de Compresión Paredón y Jujo. En la Estación de Compresión Paredón se maneja una producción promedio de 95 MMPCD de baja a alta presión con todas las unidades operando.

El donde se comprime el gas en baja presión que proviene de las Baterías de Separación Paredón y Cárdenas Norte, así como ocasionalmente y por flexibilidad operativa los vapores en Baja Presión de Batería Jujo. Así como se comprime el gas en presión intermedia de la Estación de Compresión Bellota, ambas corrientes se recomprimen en alta presión y son enviadas a los Complejos Procesadores de Gas Cactus y Nuevo Pemex Tabla 17.

*J.M.*

*[Handwritten signatures and initials]*



Tabla 17 Sistemas de Medición de Transferencia del Gas Natural. Fuente PEP.

Instalación	Sistema de Medición	Longitud	Latitud
Estación de Compresión Jujo	PAQMED-DGM2-ECOJUJ PAQMED-DGM3-ECOJUJ PAQMED-DGTC11-ECOJUJ	-93.50074379	17.86647159
Estación de Compresión Paredón	PAQMED-DGM1-ECOPAR PAQMED-DGM2-ECOPAR PAQMED-DGM3-ECOPAR	-93.37439269	17.90815976

La Medición Operacional de los pozos de la Asignación A-0088-M-Campo Chipilín, 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 Tabla 18.

Tabla 18 Sistemas de Medición Operacional del Gas Natural. Fuente PEP.

Instalación	Sistema de Medición	Longitud	Latitud
Estación de Compresión Bellota 114	PAQMED-G D-EC2BLL Cabezal de producción	-93.32517875 -93.32536319	18.11616463 18.11689176

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 primera separación de los Hidrocarburos es en la Batería de Separación Cárdenas, 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, 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

El Plan de Desarrollo de la Asignación Chipilín considera la medición del agua en las Baterías de Separación, en donde se cuenta con medición operacional y esta se realiza mediante la determinación del nivel total de líquido e interface de los niveles del agua y petróleo contenidos en los tanques de almacenamiento. La identificación de nivel de la interface agua-petróleo es realizada a través del instrumento de medición "cinta metálica" y para definir la interface de agua se utiliza una pasta marca agua que al contacto con este líquido cambia de color, la cual nos da como resultado la altura medida de la

interface agua-petróleo, así como los volúmenes contenidos o almacenados para el agua y el petróleo. Lo anteriormente descrito lo podemos verificar en el procedimiento estándar API MPMS 31.4 A, o bien bajo el procedimiento API MPMS 3.1 A sección 7.1.

### **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 5.8 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 para el flujo de medición Aceite Chipilín" y "Procedimiento para el flujo de medición Gas Chipilín" 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 Chipilín, el Operador Petrolero propone el procedimiento denominado "PO-PO-OP-0108-2016\_Procedimiento Balance Aceite" y "PO-PO-OP-0129-2017\_Procedimiento Balance Gas", 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 Chipilín.

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 250.455/2018 de fecha 17 de agosto de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-126 con fecha del 22 de agosto 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.

Para el caso de la opinión emitida por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, se recomienda que el Operador Petrolero desarrolle e implemente la metodología por bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de asignación o áreas contractuales, en cumplimiento con las premisas solicitadas por la SHCP, para lo cual se deberá realizar un programa y cronograma de actividades que den cumplimiento a esto, e informando a la Comisión del desarrollo del programa y su implementación.

## j) 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.

## k) 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.

# 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 las Tablas 26 a 33 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:

Características	Tiempo de reparaciones en pozo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de las reparaciones en pozo con respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$TRP = (TRP_{real} - TRP_{plan} / TRP_{plan}) * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la reparación-terminación de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la reparación-terminación de un pozo

Tabla 19. Indicadores de desempeño en tiempo de reparación de pozos. (Fuente: Asignatario)

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	$TER = (\text{pozos reparación exitosos} / \text{total de pozos reparación}) * 100$	$DRMA = (RMA_{real} - RMA_{plan} / RMA_{plan}) * 100$
Frecuencia de medición	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral
Periodo de reporte a la comisión	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral

Tabla 20. Indicadores clave de desempeño en éxito de reparaciones. (Fuente: Asignatario)

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	$DPA = (PA_{real} - PA_{plan}) / PA_{plan} * 100$	$DGO = (GO_{real} - GO_{plan}) / GO_{plan} * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral
Periodo de reporte a la comisión	Mensual	Trimestral

Tabla 21. Indicadores clave de desempeño en desviación de producción y desviación de gasto de operación. (Fuente: Asignatario)

Característica	Desarrollo de reservas	Factor de recuperación
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación del desarrollo de la reserva real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DDR = (DR_{real} - DR_{plan}) / DR_{plan} * 100$	$DFR = (FR_{real} - FR_{plan}) / FR_{plan} * 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Trimestral
Periodo de reporte a la comisión	Trimestral	Trimestral

Tabla 22 Indicadores clave de desempeño en desviación de desarrollo de reservas y desviación de factor de recuperación. (Fuente: Comisión)

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	$DCN = (CN_{real} - CN_{plan}) / CN_{plan} * 100$	$DAGN = (AGN_{real} - AGN_{plan}) / AGN_{plan} * 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la comisión	Trimestral	Mensual

Tabla 23 Indicadores clave de desempeño en desviación de contenido nacional y desviación de aprovechamiento de gas. (Fuente: Comisión)

### Programa de Índice de Paros No Programados (IPNP)

El cual tiene por objeto medir la fracción de tiempo en la cual los equipos no están disponibles por paros no programados, con ello se busca monitorear en todo momento dichos equipos, de tal manera que podamos anticiparnos ante cualquier falla, por lo tanto, disponer en todo momento con equipos en condiciones óptimas de operación.

El IPNP permite al Operador conocer el porcentaje del tiempo permitido que el equipo puede incurrir en paros que no han sido programados durante un período de análisis, Tabla 24.

Fórmula	Unidad de medida	Frecuencia de medición	MAG, parámetro o referencia de medición	Cuadriles (%)		
$IPNP = \frac{\sum_{t=1}^n H_{TPNPE}}{\sum_{t=1}^n H_{TE}} * 100$	%	mensual	≤ 4.0	4.1 – 5.0	5.1 a 5.9	> 6.0

$H_{TPNPE}$  = Horas Totales de Paros No Programados de Equipos

$H_{TE}$  = Horas Totales por Equipos

Tabla 24 Programa de Indicadores de Paros No Programados. (Fuente Pemex)

Característica	Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Gasto de Operación	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DGO = \left( \frac{GO\ real - GO\ plan}{GO\ plan} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral
Desarrollo de reservas	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DDR = \left( \frac{DR\ real - DR\ plan}{DR\ plan} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral
Factor de recuperación	Porcentaje de diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DFR = \left( \frac{FR\ real - FR\ plan}{FR\ plan} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral
Contenido Nacional	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de desviación	$DCN = \left( \frac{CN\ real - CN\ plan}{CN\ plan} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral

Tabla 25. Indicadores Trimestrales, (Fuente: Comisión)

Característica	Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Variables	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Tiempo de reparación de un pozo*	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de reparaciones en pozo con respecto al programado	Porcentaje de desviación	TPplan TPreal	$TRP = \frac{TRP\ real - TRP\ plan}{TRP\ plan} \times 100\%$	Al finalizar la Reparación	Al finalizar la Reparación

Tabla 26. Indicadores que reportar al terminar la actividad, (Fuente: Comisión)

Característica	Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Variables	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Tasa de éxito de reparaciones*	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	Reparaciones exitosas (Número) Total de reparaciones (Número)	$TER = \frac{Reparaciones\ exitosas}{Total\ de\ reparaciones} \times 100\%$	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Al término de la reparación y prueba de un pozo

Tabla 27. Indicadores que reportar al terminar la actividad, (Fuente: Comisión)

Característica	Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Presión por yacimiento	Caída de la presión por yacimiento	Magnitud de la caída de presión	$\Delta P = P_A$ la fecha de presentación del Plan - $P_{Actual}$	Trimestral	Trimestral

Tabla 28. Indicadores que reportar al terminar la actividad, (Fuente: Comisión)

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.

**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 29**.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación	0		
Terminación	0		
RMA	1		
RME	28		
Abandono			
Taponamientos	2		
Abandono de líneas	2		

Tabla 29. 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 30**.

Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
<b>Producción</b>			
i. Construcción Instalaciones	0.4		
ii. Ductos	0.9		
iii. General	0.3		
iv. Intervención de Pozos	0.9		
v. Operación de instalaciones de producción	2.8		
vi. Otras ingenierías	0		
vi. Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0		
<b>Abandono</b>			
ix. Desmantelamiento de instalaciones	1.0		
<b>Total inversión</b>	<b>6.4</b>		
<b>Total Gasto de operación</b>	<b>4.1</b>		
<b>Total MMUSD</b>	<b>10.5</b>		

Tabla 30. 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 31.

Fluido	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	NP (2018-2025)
Producción de aceite programada (mbd)	0.31	0.36	0.30	0.23	0.17	0.11	0.06	0.03	0.6
Producción de aceite real (mbd)									
Porcentaje de desviación									
Producción de gas programada (mmpcd)	1.01	1.10	0.88	0.65	0.47	0.29	0.14	0.06	1.7
Producción de gas real (mmpcd)									
Porcentaje de desviación									

Tabla 31. 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-0088-M-Campo chipilín, 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 al Sistema de Administración de Riesgo, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0601/2018, de fecha 05 de junio de 2018, la Agencia señala que por oficio número ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017, del 13 de julio de 2017, y en el oficio de modificación ASEA/UGI/DGGEERC/1178/2017 de fecha 27 de noviembre de 2017, autorizó el Sistema de Administración de Riesgos de PEP (ASEA-PEM16001C/AI0417), 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, por lo cual la asignación se encuentra amparada.

En adición a lo anterior la Agencia indico 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."

## 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-0088-M-Campo Chipilín 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.430.2018.261 de fecha 12 de julio 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 2018-2025, en consecuencia, tienen una opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento para el periodo de Extracción de la Asignación A-0088-M-Campo Chipilín.

## 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 Fracciones I, II, III y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 6,7 fracciones I, II, III, VI y VII, 8 fracción II, 11, 20, 40, fracción II, inciso h) 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**

Al ser un campo maduro Chipilín, servirá como referencia técnica para el desarrollo de otras asignaciones en el periodo Jurásico, que presenten complejidad similar a la de dicha Asignación, esto contribuirá 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 Plan establece actividades encaminadas al aseguramiento de la continuidad operativa y de producción a través de reparaciones menores y una reparación mayor, cuyas actividades ayudaran a incrementar el factor de recuperación de la Asignación de 29.8% a 30.6%

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

En la Asignación Chipilín, debido a la irrupción del agua, solo se cuenta con Reservas Probadas, mismas que serán desarrolladas a través de una estrategia de mantenimiento a la producción que consiste en una RMA, implementación de bombeo neumático autoabastecido y 28 RME.

**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 1 RMA y 28 RME que están encaminadas al mantenimiento de la producción debido a la problemática de la formación de incrustaciones y a la irrupción del agua, con lo cual se considera técnicamente viable el desarrollo de las actividades de 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, como es la utilización del sistema artificial bombeo neumático autoabastecido y las reparaciones de pozos son adecuadas para dar continuidad al desarrollo de la Asignación y maximizar el factor de recuperación 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-0088-M-Campo Chipilín en la solicitud de modificación a su Plan de Desarrollo, consiste en ejecutar actividades de planeación y ejecución de actividades para la implementación de los Sistemas de Medición y Mecanismos de Medición 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 y estática de los hidrocarburos a producirse.

El Operador Petrolero deberá de dar aviso a esta Comisión previo a que entren en Operación los procedimientos presentados, objeto de la Medición, Asignación y Balance de la Producción. Así mismo, cuando exista una modificación en cualquiera de los procedimientos presentados, el Operador deberá avisar a esta Comisión y presentar los procedimientos objeto de modificación.

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

- 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, 21, 22, 23, 24, 25, fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, fracciones I, II, 29, 30, 34, 35, 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 250.455/2018 de fecha 17 de agosto de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-126 con fecha del 22 de agosto de 2018 se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por 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 pueden determinar de conformidad con lo establecido en los LTMMH, y que la metodología por el banco de calidad deberá ser implementada.

- 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 3 y 4 del presente dictamen.
  - b. Se determina que PEP deberá 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 Chipilín 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 del 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.

ELABORÓ

**ING. ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ**

Subdirectora de Área

Dirección General de Dictámenes de Extracción

ELABORÓ

**ING. JAIME ISRAEL RIOS CARRIZALES**

Subdirector de Área

Dirección General de Medición

**ELABORÓ**

**LIC. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA**  
Directora General Adjunta  
Dirección General de Estadística y Evaluación  
Económica

**REVISÓ**

**MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO**  
Directora General  
Dirección General de Medición

**REVISÓ**

**ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ**  
Director General  
Dirección General de Dictámenes de Extracción

**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-0088-M-Campo Chipilín.