



Asignación A-0089-M-Campo Chuc

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

PEMEX Exploración y Producción

Diciembre de 2019



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number "777" and "41".

I.	IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA ASIGNADA.....	4
II.	ELEMENTOS GENERALES DEL PLAN.....	6
III.	RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN	7
IV.	CRITERIOS DE EVALUACIÓN.....	8
V.	ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN	9
I.	CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN.....	9
II.	MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN.....	11
III.	VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS.....	12
IV.	COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO.....	15
V.	COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO.....	18
VI.	ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	22
VII.	EVALUACIÓN ECONÓMICA	24
VIII.	MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	29
IX.	PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL.....	40
VI.	MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN.....	46
VII.	SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	50
VIII.	PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL.....	51
IX.	SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO.....	52
A)	ACCELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS	52
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.....	52
C)	LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN Y, A PARTIR DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS	52

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number '2' at the bottom.

D) *PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS*..... 52

E) *LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES*..... 52

F) *EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL*..... 53

G) *MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS*
53

X. RECOMENDACIONES..... 56

XI. OPINIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL ANEXO 2 DEL TÍTULO DE ASIGNACIÓN 57

Handwritten notes and signatures in blue ink, including the number 777 and a checkmark.

I. Identificación del Operador y del Área Asignada

El Asignatario promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en la Asignación A-0089-M - Campo Chuc, es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP o Asignatario), 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 Diario Oficial de la Federación (DOF) el 5 de enero de 2017. Los datos de la Asignación se muestran en la Tabla 1.

Concepto	Datos de la Asignación
Nombre	A-0089-M - Campo Chuc
Estado y municipio	Aguas someras Golfo de México frente a las costas de Tabasco y Campeche
Área de Asignación	61.940 km ²
Fecha de modificación de Título	29 abril de 2016
Vigencia	20 años a partir del 13 de agosto 2014
Tipo de Asignación	Extracción de Hidrocarburos
Yacimientos y/o Campos	Paleoceno Cretácico Superior - Medio - Inferior Jurásico Superior Kimmeridgiano
Colindancias	Campo Tumut, Campo Abkatún, Campo Pol

Tabla 1. Datos generales de la Asignación.

(Fuente: PEP)

La Asignación A-0089-M-Campo Chuc se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas de los estados de Tabasco y Campeche, aproximadamente a 122 km al noreste de la Terminal Marítima Dos Bocas, en Paraíso, Tabasco y a 76 km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche Figura 1.

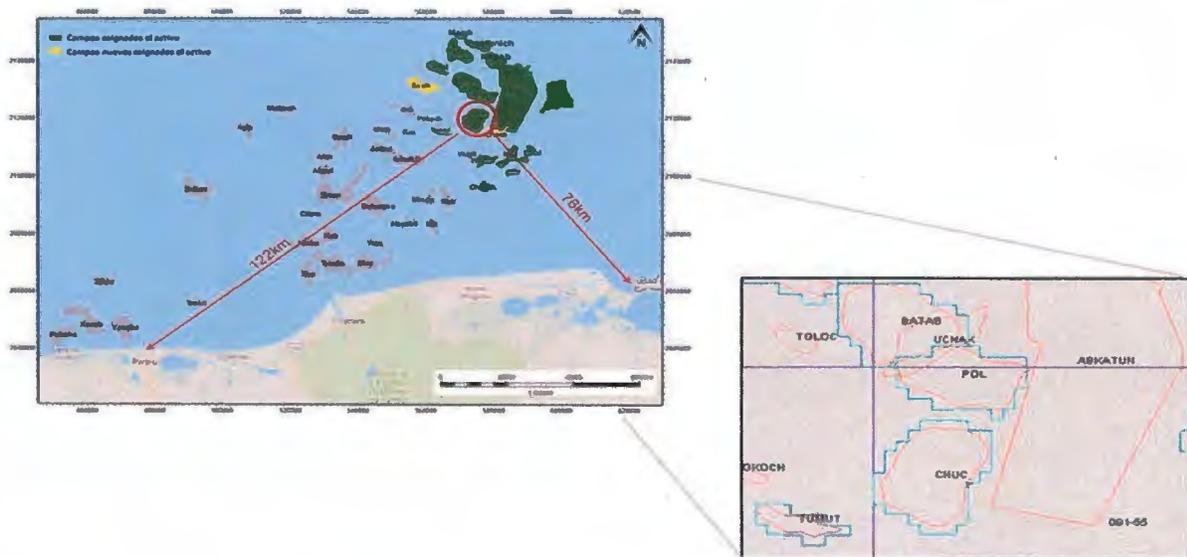


Figura 1. Ubicación de la Asignación A-0089-M - Campo Chuc.

(Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, en adelante referida como Comisión o CNH)

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

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

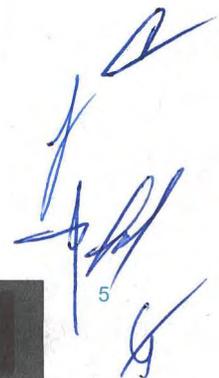
Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	92°16´00"	19°12´30"
2	92°16´00"	19°12´00"
3	92°15´00"	19°12´00"
4	92°15´00"	19°10´00"
5	92°15´30"	19°10´00"
6	92°15´30"	19°09´30"
7	92°16´00"	19°09´30"
8	92°16´00"	19°07´30"
9	92°16´30"	19°07´30"
10	92°16´30"	19°07´00"
11	92°18´00"	19°07´00"
12	92°18´00"	19°07´30"
13	92°18´30"	19°07´30"
14	92°18´30"	19°08´00"
15	92°19´30"	19°08´00"
16	92°19´30"	19°08´30"
17	92°20´00"	19°08´30"
18	92°20´00"	19°10´00"
19	92°19´30"	19°10´00"
20	92°19´30"	19°11´00"
21	92°19´00"	19°11´00"
22	92°19´00"	19°11´30"
23	92°18´30"	19°11´30"
24	92°18´30"	19°12´00"
25	92°18´00"	19°12´00"
26	92°18´00"	19°12´30"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación A-0089-M - Campo Chuc (Fuente: CNH con información de PEP).

Cabe señalar que por Resolución CNH.08.004/14 del 14 de agosto de 2014, la Comisión aprobó el Plan de Desarrollo para la Extracción para diversos campos petroleros, entre ellos el asociado a la entonces Asignación A-0089 Campo Chuc.

En este sentido, con fecha 29 de abril de 2016, la Secretaría de Energía, modificó previa opinión del Asignatario y de esta Comisión, el Título de Asignación, emitiendo el nuevo identificado como A-0089-M-Campo Chuc, el cual se encuentra vigente.


777


5

II. Elementos generales del Plan

Alcance

La propuesta de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0089-M-Campo Chuc contempla recuperar un volumen de aceite de 7.3 mmb y 9.5 mmpc de gas en el periodo 2019 - 2027, alcanzando factores de recuperación finales de 47.4% para el aceite y de 46.9% para el gas.

Con respecto a las reservas oficiales al 01 de enero 2019, se consideran reservas de tres yacimientos: Bp-km-ki, Oeste-Bp-km-ki y Jurásico Superior Kimmeridgiano (en adelante, JSK), sin embargo, para el plan propuesto no se considera la reserva del JSK debido al resultado de la evaluación técnica-económica, misma que se describirá más adelante.

La duración del Plan Modificado contempla el periodo de 2019-2042, dado que se espera concluir con las actividades de abandono para el año 2040, debido a que esta Asignación comparte instalaciones con las asignaciones Homol, Chuhuk, Che y Etkal, sin embargo, la producción de hidrocarburos finaliza en el año 2027. Adicionalmente, se contempla en el rubro de "otros egresos" el aporte para el abandono y mantenimiento de las asignaciones Pol y Abkatún, los cuales concluyen en el año 2042.

La propuesta de modificación al Plan de Desarrollo solo considera mantener la producción base de la Asignación mediante reparaciones menores: intervenciones y estimulaciones, así como actividades de taponamiento de 30 pozos, inertización de 7 ductos, desmantelamiento y recuperación de 3 estructuras marinas.

La inversión del Plan Modificado será de 368.4 mmUSD, mientras que los gastos de operación serán de 23.49 mmUSD.

777

III. Relación Cronológica del proceso de revisión

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 tres direcciones generales de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, y la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica. Además, se consultó a 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 a 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 CNH:5S.7/3/54/2019 dictamen Modificación Plan de Desarrollo A-0089-M- Campo Chuc, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

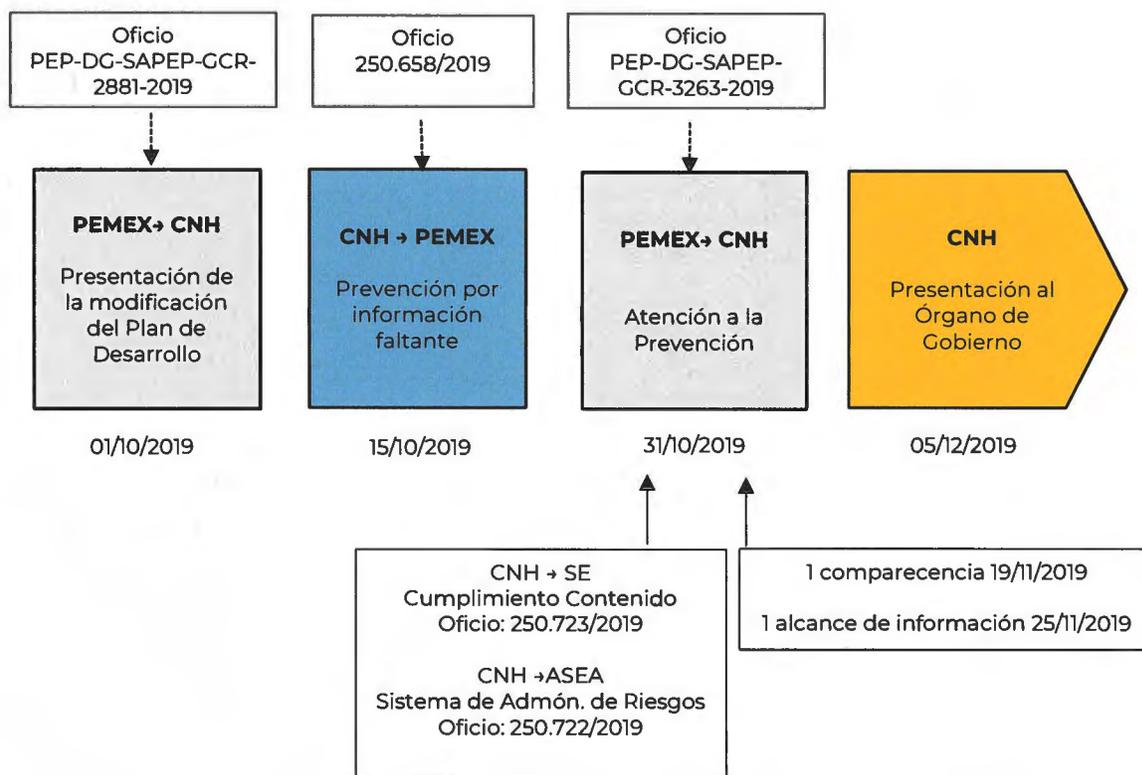


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución.
(Fuente: Comisión)

IV. Criterios de evaluación

Se verificó que las modificaciones propuestas por PEP fueran congruentes y cumplieran con 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 previstos en los artículos 19, 22, 25, 26, 59, 62, fracción III y IV de los "LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos" (en adelante, Lineamientos) publicados en el DOF el 12 de abril de 2019.

Adicionalmente, a la modificación del Plan de Desarrollo se realizó el estudio de la propuesta de Plan de Desarrollo al amparo de las consideraciones establecidas en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH) así como respecto de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos (Disposiciones para el aprovechamiento de gas).

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan de Desarrollo 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 19, 22, 25, 26, 59, 62, fracción III, IV y VII de los "Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan de Desarrollo dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación ya que la vigencia es de 20 años contados a partir del 13 de agosto de 2014.

En consecuencia, la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción cumple con los requisitos establecidos en el artículo 22 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- a) El Asignatario presentó la información mediante el formato MP y el instructivo establecidos por la Comisión;
- b) Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo;
- c) Presentó el documento que integra los apartados del Plan de que sufren modificación, y
- d) El Asignatario presentó una tabla comparativa de los cambios que se proponen, así como la justificación técnica de las modificaciones al Plan aprobado con la información y nivel de detalle establecido.



V. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

I. Características Generales y propiedades de los yacimientos de la Asignación

El campo Chuc es una estructura de tipo anticlinal con orientación NE-SW, de 10.64 km en su parte más larga, 7.33 km de ancho y 6.07 km en la zona más angosta aproximadamente, con una falla normal a nivel Brecha Paleoceno Inferior, paralela al eje mayor de la estructura y caída al SE. Como se puede observar en la Figura 3, el campo se encuentra dividido en dos bloques por una intrusión salina, estos bloques son llamados Este y Oeste. (ver Tabla 3).

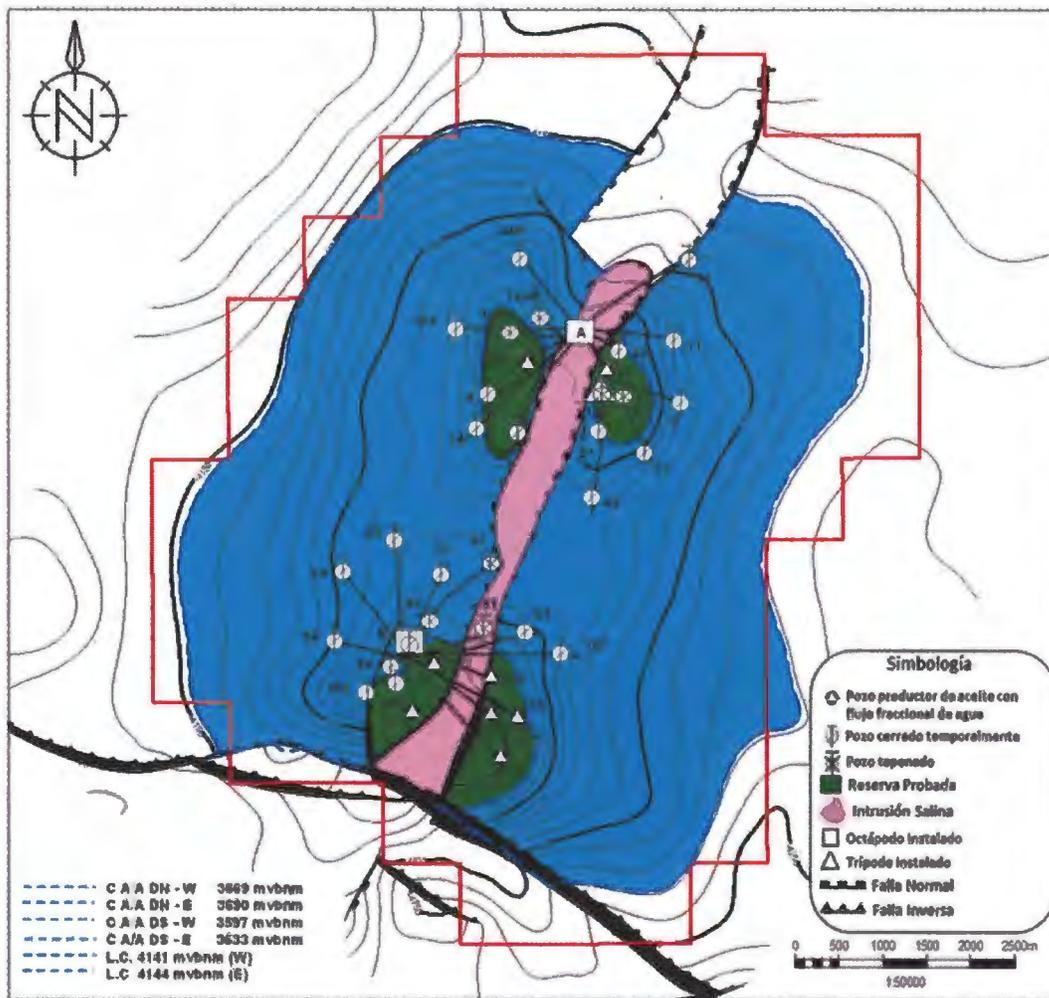


Figura 3. Asignación A-0089-M - Campo Chuc.
(Fuente PEP: Ronda Cero)

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

Asignación o Contrato	A-0089-M- Campo Chuc	
Campo	Chuc	
Yacimientos	Bp-km-ki	Oeste Bp-Km-ki
Área km ²	22.7	20.3
Año de Descubrimiento	1982	1985
Fecha de inicio de producción	1982	1984
Profundidad promedio (m)	3,985	3,985
Tipo de Yacimiento	Aceite Negro	Aceite Negro
Pozos		
Productores	5	3
Cerrados con posibilidades	0	2
Cerrados sin posibilidades	10	10
Taponados	3	0
Marco geológico		
Era	Mesozoico	Mesozoico
Periodo	Cretácico	Cretácico
Época	Superior, medio e inferior	Superior, medio e inferior
Cuenca	Pilar de Akal	Pilar de Akal
Play	BKS, Cretácico Medio Y Cretácico Inferior	BKS, Cretácico Medio Y Cretácico Inferior
Régimen tectónico	Compresivos	Compresivos
Ambiente de depósito	Bks: Brechas de talud. km: Cuenca euxínica. Ki: Plataforma de mar abierto.	Bks: Brechas de talud. km: Cuenca euxínica. Ki: Plataforma de mar abierto
Litología	BKS: Dolomía de aspecto brechoide. Km: Dolomiña Microcristalina. Ki: Dolomía microcristalina a mesocristalina.	BKS: Dolomía de aspecto brechoide. Km: Mudstone-Wackestone arcilloso recristalizado. Ki: Mudstone-Wackestone arcilloso recristalizado.
Propiedades petrofísicas		
% Saturación inicial promedio de agua	21.1	25
Porosidad promedio %	6.88	5.35
Permeabilidad promedio (mD)	807	798
Espesor bruto promedio (m)	356.79	334.55
Espesor neto promedio (m)	264.08	264.08
Relación neto/bruto	74	79
Propiedades de los fluidos		
Densidad °API	31.69	31.7
Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento CP	0.318	0.5589
Contenido de azufre %	0.639	0.783
Factor de volumen de aceite inicial (Boi) (m ³ @cy/m ³ @cs)	1.64	1.504
Relación de solubilidad inicial (Rsi) (m ³ /m ³)	214	185
Factor de compresibilidad del gas (Z)	0.832	0.816
Densidad relativa del gas	0.916	0.95
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	1542.7	1542.7
Presión de saturación o rocío (Kg/cm ²)	235	213
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (b/Mpc)	0.177968217	0.177968217

777


Propiedades del Yacimiento		
Temperatura °C	138	137
Presión inicial (Kg/cm ²)	396	350
Presión actual (Kg/cm ²)	214.63	201.34
Mecanismo de empuje principal	Acuífero	Acuífero
Mecanismo de empuje secundario	Exp. Roca Fluido	Exp. Roca Fluido

Tabla 3. Características generales de la Asignación.

(Fuente: PEP)

II. Motivo y Justificación de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción

El Título de Asignación A-0089-Campo Chuc, fue adjudicado a Petróleos Mexicanos (en adelante referido como PEMEX o Asignatario) el 13 de agosto de 2014; posteriormente el 29 de abril del 2016, la Secretaría de Energía otorgó la Modificación del Título de Asignación, siendo esta A-0089-M-Campo Chuc. La presente modificación del Plan se realiza en virtud de cumplir los supuestos III, IV, VII y IX del artículo 62, Capítulo II de los Lineamientos, por existir:

III. Un incremento o decremento del quince por ciento o más de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente (...)

Tomando como base el mes y año en que fue aprobado el Plan; durante el periodo 2015-2018, se ha erogado un total de 438.6 millones de dólares, lo cual, representa una disminución de aproximadamente 30% respecto a la inversión total vigente para el mismo periodo.

IV. Una variación del treinta por ciento o más del volumen de Hidrocarburos a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo año.

En la Tabla 4 se presenta la comparación del volumen de hidrocarburos a producir anualmente para el plan vigente y el plan propuesto, donde se puede observar que, a excepción del año 2022, en el resto de los años existe una variación mayor al treinta por ciento.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Plan Vigente (mmbpce)	7.4	4.3	2.3	1.1	0.3	0.2	0	0	0
Plan Propuesto (mmbpce)	4.9	2.7	1.6	1.1	0.8	0.6	0.4	0.2	0.1
Variación (%)	-34	-36	-33	4	219	162	100	100	100

Factor de conversión a BPCE: 5 MPC/BPCE.

Tabla 4. Comparativo de producción entre Planes.

(Fuente: CNH).

La variación a la baja de los volúmenes de hidrocarburos a producir se debe principalmente a la cancelación de las actividades siguientes:

- Perforación de los pozos Chuc-66 y Chuc-67 en el yacimiento Chuc Oeste-Bp-km-ki.
- Proyecto de recuperación mejorada de inyección de gas natural.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number '777' at the top.

- Proyecto de la instalación de equipos tipo Booster en Chuc A Compresión.
- Reparación mayor del pozo Chuc-22 en el yacimiento Chuc Oeste-Bp-km-ki.
- Desincorporación de las reservas del yacimiento Chuc JSK.
- Cambio en los volúmenes originales de aceite y gas por actualización de propiedades PVT. Desfase de actividades y riesgo operativo derivado del equipo modular Rig-5 ubicado en la plataforma Chuc-A.

VII. La implementación de algún método de recuperación secundaria o mejorada o bien, considere la implementación de algún método diferente al que está aprobado en el Plan vigente.

En el Plan Vigente PEP tenía programado extraer los hidrocarburos a través de un método de recuperación mejorada mediante inyección de gas natural, mismo que se cancela derivado de los puntos siguientes:

- Atrasos en la terminación de las obras requeridas (adecuación de las instalaciones, obra electromecánica, paquete de regulación, compresor y endulzadora).
- Baja de precios de hidrocarburos y aumento en los costos operativos.
- Diferimiento de la producción.

Derivado de lo anterior, PEP ahora propone implementar un método de recuperación diferente al aprobado en el Plan Vigente, a través de una recuperación por comportamiento primario.

IX. Cambios en las condiciones de seguridad industrial, seguridad operativa, protección al medio ambiente, o cualquier otra que implique una modificación (..)

Como parte de las actividades propuestas en la modificación del Plan, se realizarán intervenciones para restablecer la operabilidad de la válvula de tormenta y/o medio árbol, de algunos pozos, adicionalmente, se tiene programada la conversión a BN.

III. Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

La Asignación tiene una producción acumulada al 31 de julio del año 2019 de 1,009.05 mmb de aceite y 1,129.92 mmmmpc de gas natural. Únicamente cuenta con Reservas en la categoría probada de 7.31 mmb de aceite y de 9.49 mmmmpc de gas, mismas que, para esta modificación el Asignatario presenta Reservas propuestas con fecha de corte al 31 de julio de 2019, las cuales difieren por obra de la producción de enero a julio 2019, de las reservas Oficiales Consolidadas al 01 de enero de 2019 (ver Tabla 5).

Se presenta un cambio en los volúmenes originales presentados en el Plan Vigente, disminuyendo aproximadamente en 15.19 mmb para aceite y aumentando 332.51 mmmmpc para el gas. Los cambios fueron generados, principalmente por la utilización de un PVT distinto para el yacimiento Bp-km-ki, utilizando diferentes valores volumétricos ($Bo_i = 1.64 \text{ m}^3/\text{m}^3$ y $R_{si} = 214 \text{ m}^3/\text{m}^3$) que en el bloque Oeste-Bp-km-ki.

Las Reservas de la Asignación A-0089-M-Campo Chuc, han sufrido, variaciones desde 2015 derivado principalmente, del cambio de estrategia de desarrollo, la cancelación del proyecto de recuperación mejorada de inyección de gas natural, el cambio en los volúmenes originales de aceite y gas por actualización de propiedades PVT, la

desincorporación de las reservas del yacimiento Chuc JSK entre otros. La Figura 4 y la Figura 5, muestran la evolución de las Reservas oficiales de aceite y gas de la Asignación, desde 2015 a 2018 y las propuestas por el Operador en el Plan de Desarrollo con corte al 31 de julio de 2019.

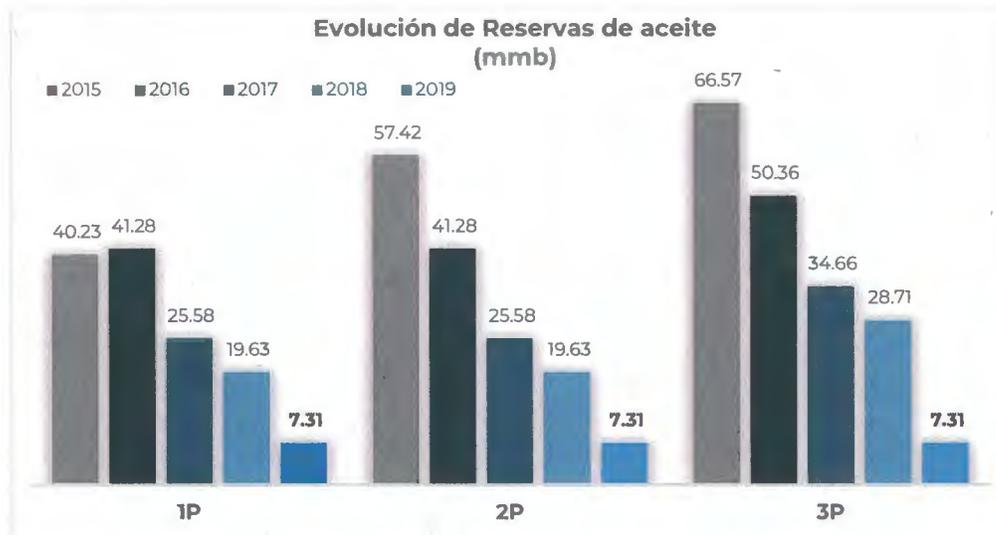


Figura 4. Evolución de las Reservas de Aceite de la Asignación A-0089-M-Campo Chuc. (Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

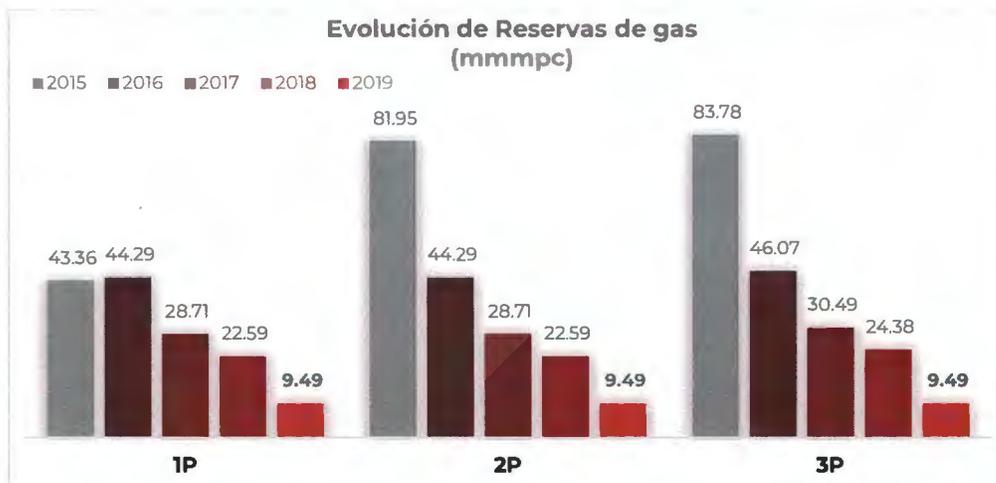


Figura 5. Evolución de las Reservas de Gas Natural de la Asignación A-0089-M-Campo Chuc. (Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

En la Figura 6, podemos apreciar la evolución de las Reservas 3P de aceite, los marcadores anaranjados nos permiten apreciar el volumen de reservas esperado, descontándole únicamente el efecto de la producción.

Handwritten notes and signatures in blue ink, including the number '777' and several illegible signatures.



Figura 6. Reservas de 3P aceite de la Asignación A-0089-M-Campo Chuc.

Cabe señalar que, los volúmenes de Reservas propuestos por el Asignatario al 31 de julio de 2019, son menores a las cifras de reservas oficiales para la Asignación al 1 de enero de 2019, como podemos observar en la *Tabla 5*. El cambio de las reservas del yacimiento JSK, es debido a la desincorporación de este, producto de la reducción de más de 80% del volumen original 3P por los resultados en la actualización del modelo geocelular. Además del avance del contacto agua-aceite y cambios en las propiedades petrofísicas.

	Yacimiento	Tipo de yacimiento	Categoría	Volumen original		Reservas al límite económico			
				Aceite (mmb)	Gas natural (mmmpc)	Aceite (mmb)	Gas natural (mmmpc)	Condensado (mmb)	PCE (mmb)
Reservas Certificadas al 01 de enero 2019	Bp-km-ki	Aceite negro	1P = 2P = 3P	1,164.43	1,424.63	2.72	3.72	0.06	3.38
	Oeste Bp-Km-Ki	Aceite negro	1P = 2P = 3P	895.14	929.49	8.63	11.42	0.20	10.66
	JSK	Aceite negro	1P = 2P	17.73	3.55	-	-	-	-
3P			106.78	21.36	11.96	2.35	0.04	12.37	
Reservas Propuestas al 31 de julio de 2019	Bp-km-ki	Aceite negro	1P = 2P = 3P	1,246.60	1,497.81	0.94	1.32	0.02	1.18
	Oeste Bp-Km-Ki	Aceite negro	1P = 2P = 3P	898.72	933.49	6.37	8.17	0.14	7.83

Tabla 5. Volumen original y Reservas al 01 de enero de 2019 y al 31 de julio de 2019. (Fuente: PEP)

IV. Comparativo de la actividad física del Plan vigente contra la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo

El Plan de Desarrollo vigente para la Asignación es el aprobado en Ronda Cero, el cual consideraba la realización de las actividades mostradas en la Tabla 6. Para realizar las metas físicas mostradas, se solicitó una inversión total para el período de 2015-2029 de 630 millones de dólares y 105 millones de dólares de gastos de operación; para recuperar un volumen de producción de 54.78 mmb de aceite y 82.05 mmpc de gas, en el periodo 2015-2024.

Actividad	
Perforación de pozos	2
Compresor	1
Endulzadora	1
Equipo booster para compresión	1
Reparaciones mayores	8

Tabla 6. Metas físicas del Plan de Desarrollo vigente para la Asignación A-0089-M-Campo Chuc. (Fuente: PEP)

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

1Gas hidrocarburo (se restaron los componentes: H2S, CO2 y N2 de las bases de producción proporcionada por la Dirección General de Medición)

2Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados a pesos@2019. El factor de inflación utilizado para la actualización es de 0.959

3Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a pesos@2019. Los factores de inflación utilizados para la actualización son:

2015 = 1.159804

2016 = 1.124386

2017 = 1.088317

2018 = 1.038597

La Tabla 7 muestra la comparación entre las metas físicas e inversiones previstas en el Plan de Desarrollo vigente y las reales ejecutadas en el periodo 2015-2018, en la cual podemos observar que no se llevaron a cabo las dos perforaciones y terminaciones que se tenían contempladas originalmente, se realizaron 2 RMA de un total de 8 que se tenían planeadas desarrollar y que se ejecutaron 13 RME que no se tenían planeadas llevar a cabo en tal periodo. Para el caso de la inversión, únicamente se ejerció aproximadamente el 74% de lo que se tenía previsto en el mismo periodo (2015-2018).

777

Año	Qo (mbd)		Qg (mmpcd)		Perf. (número)		Term. (número)		RME (número)		RMA (número)		Inversión (mmusd)		Gastos de Op. (mmusd)	
	Plan	Real	Plan	Real'	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan ²	Real ³	Plan ²	Real ³
2015	30.7	31.3	37.2	30.7	0	0	0	0	0	12	6	1	147.4	183.43	22.30	24.74
2016	29.4	29.0	46.3	32.4	1	0	1	0	0	0	1	1	161.79	125.94	22.88	22.09
2017	31.7	16.1	51.2	18.8	1	0	1	0	0	1	1	0	305.85	63.64	30.73	6.77
2018	25.4	15.0	41.6	14.9	0	0	0	0	0	0	0	0	23.32	98.44	22.45	2.43

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

1Gas hidrocarburo (se restaron los componentes: H2S, CO2 y N2 de las bases de producción proporcionada por la Dirección General de Medición)

2Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados a pesos@2019. El factor de inflación utilizado para la actualización es de 0.959

3Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a pesos@2019. Los factores de inflación utilizados para la actualización son:

2015 = 1.159804

2016 = 1.124386

2017 = 1.088317

2018 = 1.038597

Tabla 7. Comparación del Plan vigente vs real ejecutado, en la Asignación A-0089-M-Campo Chuc.

(Fuente: CNH con información de PEP)

La Modificación del Plan de Desarrollo no contempla la realización de perforaciones y terminaciones, reparaciones mayores o instalación de ductos o plataformas. Únicamente contempla 7 reparaciones menores como actividades para el mantenimiento de la producción base. Las cuales, contribuirán a la recuperación de 7.3 mmb de aceite y 9.5 mmpcd de gas durante el periodo 2019-2027. Cabe señalar que la vigencia de la Asignación es al año 2034.

Las actividades de abandono (taponamiento de 30 pozos, inertización de 7 ductos, desmantelamiento y recuperación de 3 estructuras marinas), se contemplan desde el año 2036 y hasta el año 2040, debido a que comparte instalaciones con las Asignaciones Homol, Chuhuk, Che y Etkal que fluyen a través de Chuc-A hacia el Centro de Proceso Pol-A. La calendarización de las actividades contempladas en el Plan de desarrollo se muestra en la Tabla 8.

Actividad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Total	
RME		5			1			1																7
Taponamientos		2	9	6	10	1	1			1														30
Abandono																		2		5		3	10	

Tabla 8. Propuesta de actividad para la Modificación del PDE.

(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

En las Figuras 7 y 8 se observa el comparativo de los escenarios de producción de aceite y gas del Plan Vigente, la producción histórica real y el escenario propuesto en la Modificación del Plan de Desarrollo el cual contempla como periodo de ejecución 2019-2042.

En la Figura 7 las líneas muestran los gastos diarios promedio de los diferentes planes de desarrollo, así como la producción real observada en el periodo 2015-2018. La producción se contempla finalice en 2027, sin embargo, la vigencia de la Asignación concluye 7 años después (2034). Las áreas sombreadas son los volúmenes a recuperar; en gris el del Plan

de Desarrollo Vigente, el cual contemplaba recuperar en el periodo 2015-2024, 54.78 millones de barriles de aceite; el área turquesa muestra el volumen acumulado real producido (enero de 2015 a julio de 2019) de 35.16 mmb y el volumen propuesto a recuperar en la Modificación al Plan de Desarrollo (MPD) de 7.3 mmb (agosto de 2019 a abril de 2027), lo cual nos da un total de 42.47 mmb para el periodo 2015-2027. Este volumen es aproximadamente 22.5% menor que el contemplado recuperar en el Plan vigente de Ronda Cero.

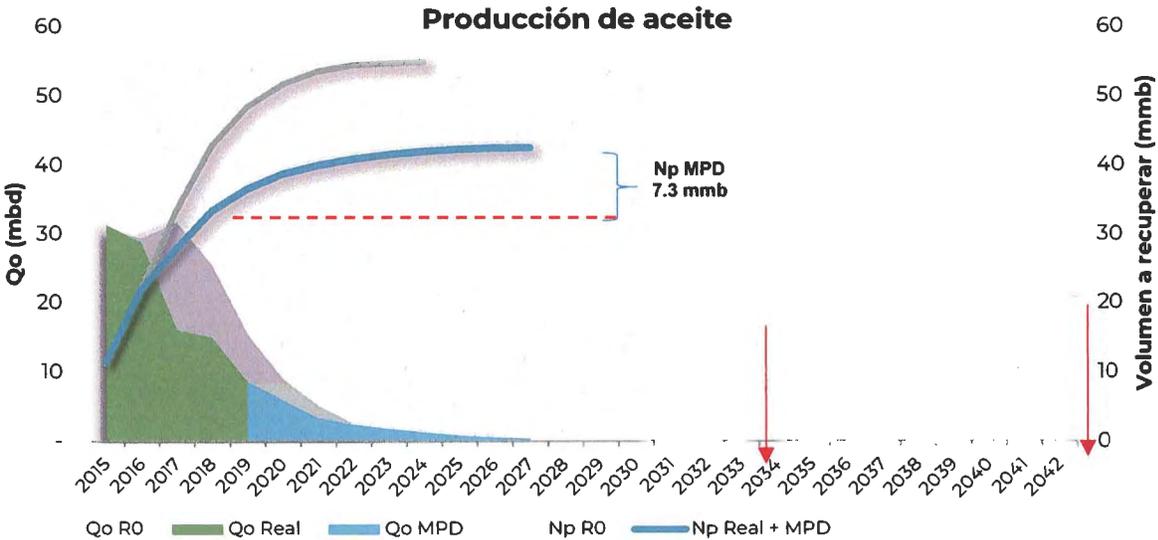


Figura 7. Pronóstico de producción de aceite.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

De la misma manera, en la Figura 8 las líneas muestran los gastos diarios promedio de los diferentes planes de desarrollo, así como la producción real de gas observada en el periodo 2015-2018. La producción se contempla finalice en 2027, la vigencia de la Asignación es en 2034. Las áreas sombreadas son los volúmenes acumulados a recuperar; en gris el del Plan de Desarrollo Vigente, el cual contemplaba recuperar en el periodo 2015-2024, 82 mmmopc de gas; el área roja muestra el volumen acumulado real producido (enero de 2015 a julio de 2019) de 38.9 mmmopc y el volumen propuesto a recuperar en la MPD de 9.5 mmmopc (agosto de 2019 a abril de 2027), lo cual nos da un total de 48.4 mmmopc para el periodo 2015-2027. Este volumen es aproximadamente 41% menor que el contemplado recuperar en el Plan vigente de Ronda Cero. La Tabla 9, muestra los gastos esperados para aceite y gas de la Modificación del Plan de Desarrollo.

Handwritten blue ink signatures and scribbles on the right side of the page.

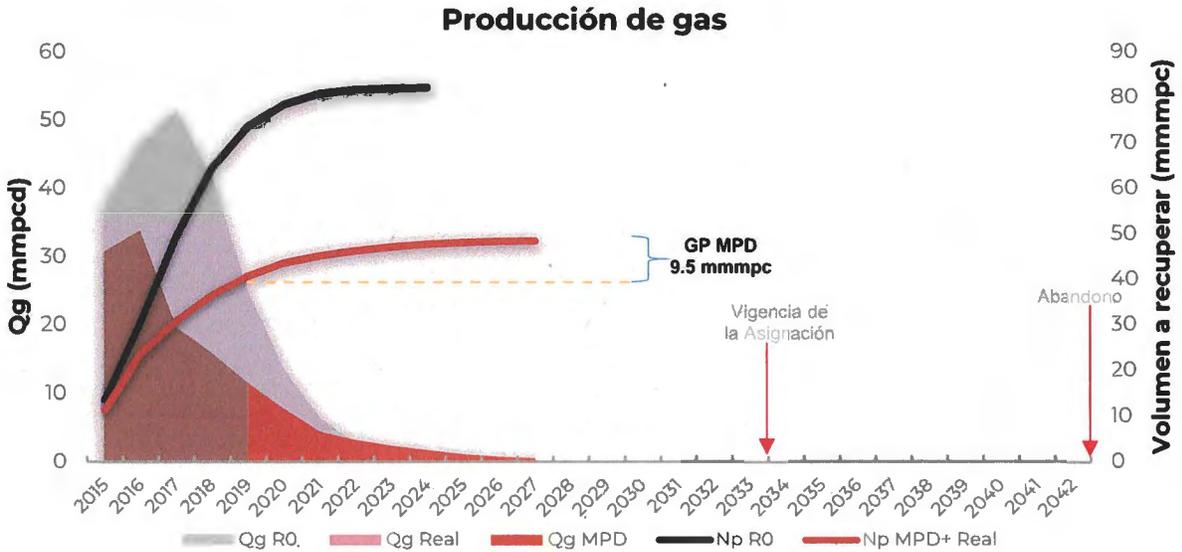


Figura 8. Pronóstico de producción de gas.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

Gastos diarios	2019*	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027*	Total
Qo (mbd)	8.67	5.962	3.452	2.432	1.8	1.282	0.82	0.53	0.39	7.3 mmb
Qg (mmppcd)	11.45	7.77	4.41	3.13	2.32	1.66	1.06	0.68	0.50	9.5 mmmpc

* 2019 (agosto-diciembre)
2027 (enero-abril)

Tabla 9. Pronóstico de producción de aceite y gas de la modificación al Plan.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP).

V. Comparativo de las alternativas evaluadas para la modificación del Plan de Desarrollo

Se analizaron tres alternativas para la Modificación del Plan de Desarrollo considerando su viabilidad de aplicación, de acuerdo con la información y condición actual de los yacimientos; todas las alternativas propuestas contemplan continuar con recuperación primaria, no consideran perforaciones de pozos nuevos, solo se tienen previstas reparaciones menores y reparaciones mayores. Se analizaron los casos considerando un equipo de perforación fijo y una plataforma autoelevable. No se planteó en ninguna alternativa construir infraestructura adicional.

Los criterios que llevaron a la selección de la mejor alternativa son:

- Escenario de menor riesgo técnico
- Mayor recuperación de reservas de hidrocarburos
- Mejores indicadores económicos
- Condiciones actuales de producción.

A continuación, se describen las alternativas analizadas:

777

f d

f d

f d

Alternativa 1

Esta propuesta tiene como objetivo, continuar con la extracción de hidrocarburos de la Asignación A-0089- M-Campo Chuc, mediante 7 reparaciones menores consideradas para continuar con la operación y mantenimiento de sus pozos. No se proponen perforaciones, ni reparaciones mayores, el método de producción actual en la Asignación es por Bombeo Neumático y flujo natural.

El abandono contempla 3 plataformas, 2 oleoductos, 2 oleogasoductos, 3 gasoductos y el taponamiento de los pozos.

Alternativa 2

Contempla la misma actividad considerada en la Alternativa 1, agregando una reparación mayor del pozo Chuc-1 ubicado en el yacimiento Bp-km-ki y consiste en un cambio de intervalo a la cima del yacimiento con el cual se drena la misma reserva y se acelera la producción.

El abandono contempla 3 plataformas, 2 oleoductos, 2 oleogasoductos, 3 gasoductos y el taponamiento de los pozos.

Alternativa 3

Contempla la misma actividad considerada en la Alternativa 1, agregando una reparación al pozo Chuc-24 ubicado en el yacimiento Oeste Bp-Km-Ki y consiste en una reentrada utilizando el mismo conductor del pozo y posicionándolo en la cima de la estructura con el cual se drena la misma reserva y se acelera la producción.

El abandono contempla 3 plataformas, 2 oleoductos, 2 oleogasoductos, 3 gasoductos y el taponamiento de los pozos.

La alternativa 1, es la seleccionada para el desarrollo para la Asignación A-0089-M Campo Chuc, la cual tiene como objetivo continuar administrando la misma mediante la extracción de los dos yacimientos que la integran, Bp-km-ki y Oeste Bp-Km-Ki; realizando 7 reparaciones menores, el abandono de 3 plataformas, 2 oleoductos, 2 oleogasoductos y 3 gasoductos.

Esta estrategia permitirá recuperar las reservas estimadas del campo en su categoría Probada al 31 de julio de 2019, además, se continúa con la operación y mantenimiento de pozos e infraestructura existentes. La Alternativa 1, ofrece el balance óptimo entre promesa de valor y la eficiencia de inversión ya que se obtiene un VPN AI de 81.7 millones de dólares y una relación VPN/VPI AI de 0.4 antes de impuestos. La Tabla 10 muestra las características comparativas de las alternativas analizadas. La Figuras 9 y 10, presentan el comportamiento de producción de las alternativas analizadas.

Handwritten signature and initials in blue ink, including the number "777" at the top.

Características	Alternativa 1 (Mantenimiento + Continuidad operativa)	Alternativa 2 (Mantenimiento + Continuidad operativa + 1 cambio de intervalo)	Alternativa 3 (Mantenimiento + Continuidad operativa + 1 reentrada)
Metas Físicas			
Terminación de Pozos de Desarrollo	0	0	0
Reparaciones mayores	0	1	1
Reparaciones menores	7	7	7
Estructuras Marinas	0	0	0
Ductos	0	0	0
Actividades de abandono (instalaciones compartidas)			
Plataformas	3	3	3
Oleoductos	2	2	2
Oleogasoductos	2	2	2
Gasoductos	3	3	3
Taponamiento de pozos	30	30	30
Producción			
Aceite (mmb)	7.3	7.3	7.3
Gas (mmmpc)	9.5	9.5	9.5
Inversión y Gasto de Operación			
Gastos de operación (mmusd)	23.49	23.5	23.5
Inversiones (mmusd)	368.4	377.3	397.5
Indicadores económicos			
VPN AI (mmusd)	81.7	73.0	64.9
VPN DI (mmusd)	-188.7	-196.4	-210.3
VPI (mmusd)	231.0	238.1	255.2
VPN/VPI AI	0.4	0.3	0.3
VPN/VPI DI	-0.8	-0.8	-0.8

Tabla 10. Resumen de las alternativas propuestas para la extracción.
(Fuente: PEP)

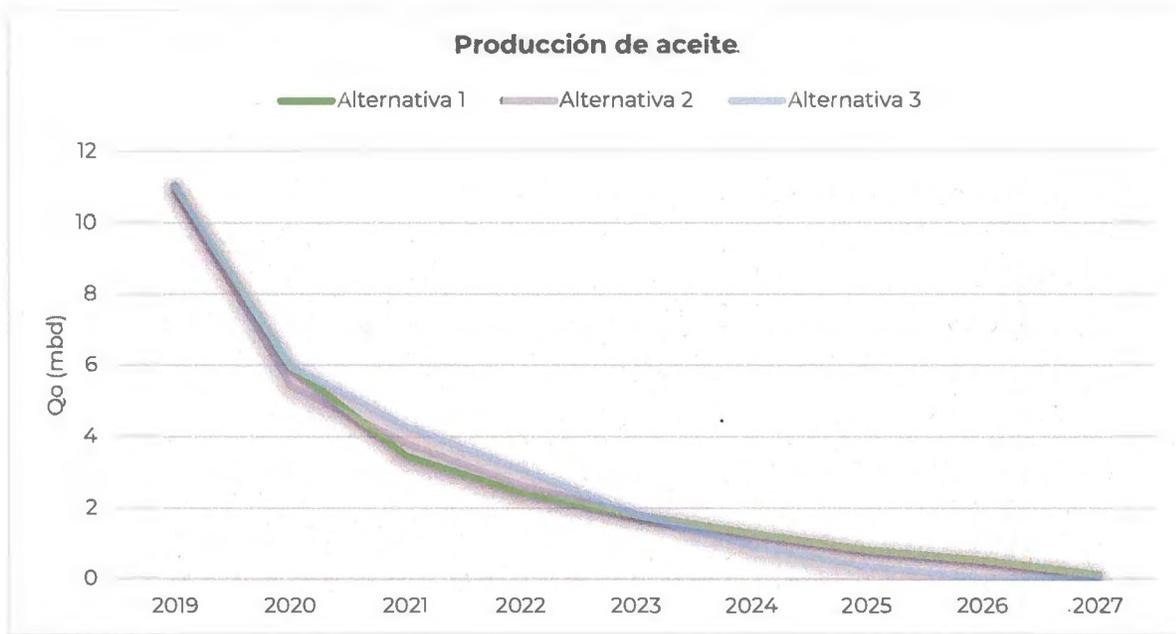


Figura 9. Pronóstico de producción de aceite de las alternativas.
(Fuente: CNH con información de PEP)

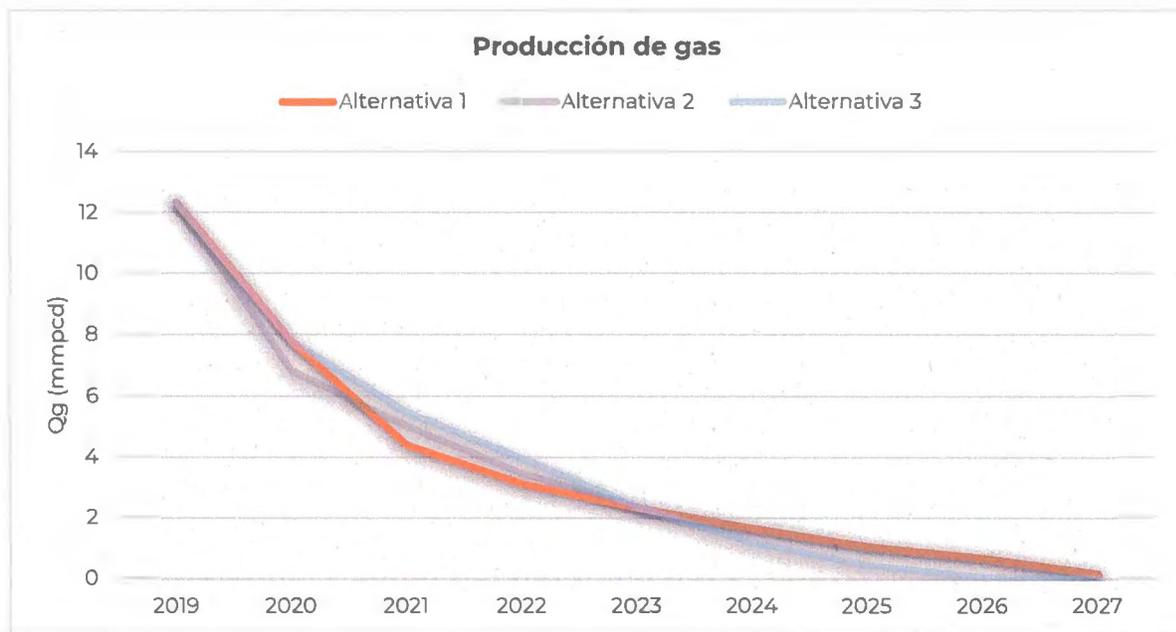


Figura 10. Pronóstico de producción de gas de las alternativas.
(Fuente: CNH con información de PEP)

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

VI. Análisis técnico de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo

Bajo la metodología del gasto inverso (Thomas Blasingame, Valentina Bondar, J.C Palacio), se graficó $(1/q_o)$ contra (Np/q_o) de la producción de la Asignación. En la curva obtenida se observan inflexiones que representan un cambio de estrategia en el desarrollo del yacimiento.

Este análisis sirve para calcular la recuperación final estimada que podría tener la Asignación, es importante mencionar que en este balance de materia no se toma en cuenta el límite económico del proyecto, ya que el cálculo se realiza a través de la pendiente de la ecuación de la curva en la gráfica (Figura 11 y Tabla 11).

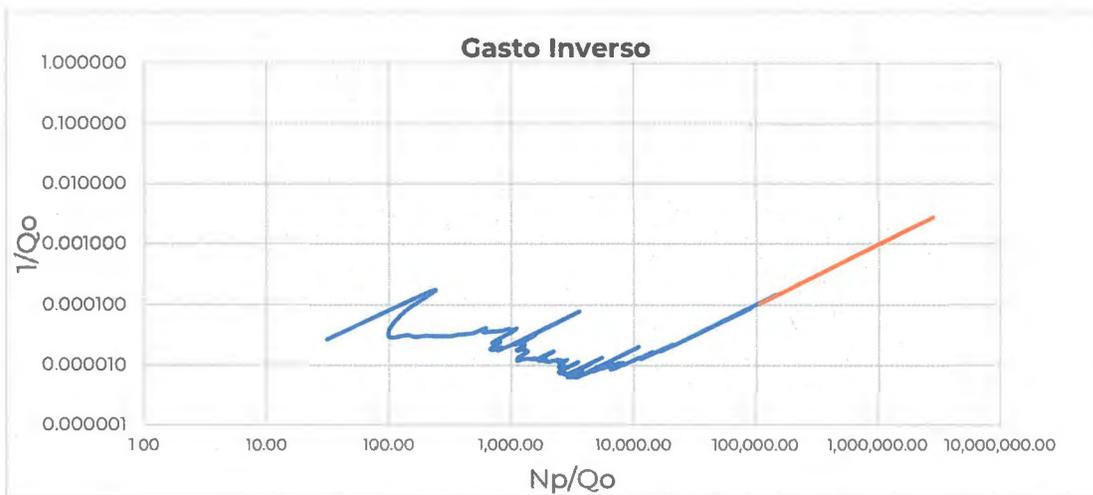


Figura 11. Análisis de Gasto inverso.
(Fuente: CNH)

Asignación A-0089-M- Campo Chuc	Cálculo CNH ¹	PEMEX
Recuperación final estimada de aceite total (mmb)	10	7.3

Tabla 11. Recuperación final estimada cálculo CNH.
(Fuente: CNH)

De los resultados se puede concluir que el volumen a recuperar final estimado por el Asignatario se encuentra dentro del rango calculado a través de la metodología empleada en este análisis.

Mecanismo de empuje de los yacimientos

Cabe destacar que, en lo referente al mecanismo de empuje de los yacimientos Bp-Km-ki y Oeste Bp-Km-ki, el Asignatario define al empuje hidráulico como el mecanismo de producción de ambos. El mantenimiento de presión originado por el tipo de empuje caracterizado ha coadyuvado a que los yacimientos presenten altos factores de recuperación del orden de 45 - 47%, sin embargo, también ha repercutido en la producción de agua. Figura 12 y Figura 13.

¹ No considera el límite económico, es estimada a través de la pendiente de la tendencia final de la curva.

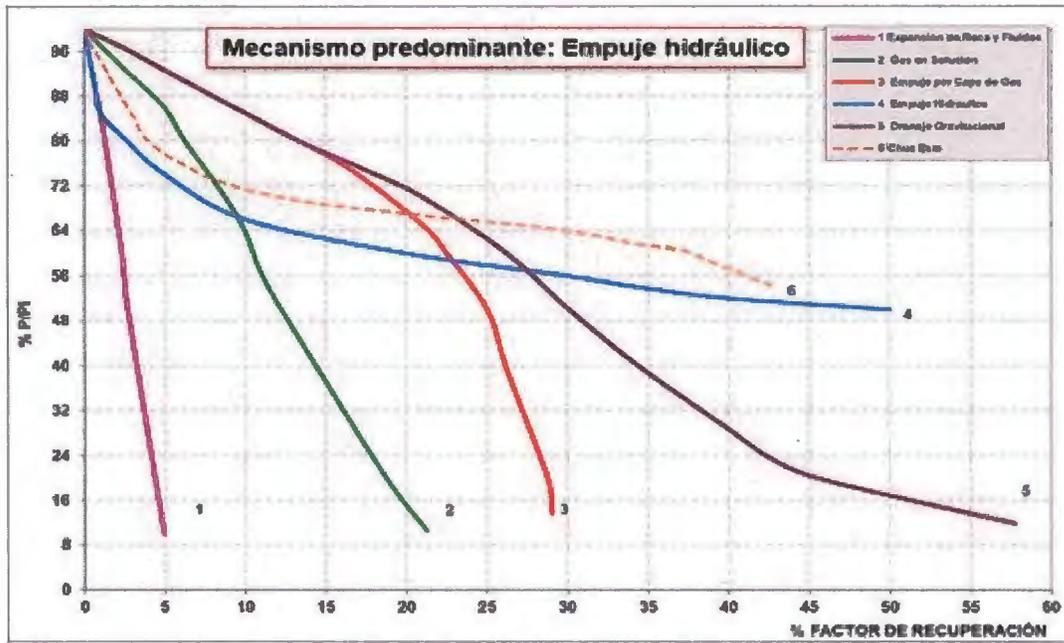


Figura 12. Mecanismo de empuje, yacimiento Bp-Km-ki.
(Fuente: PEP)

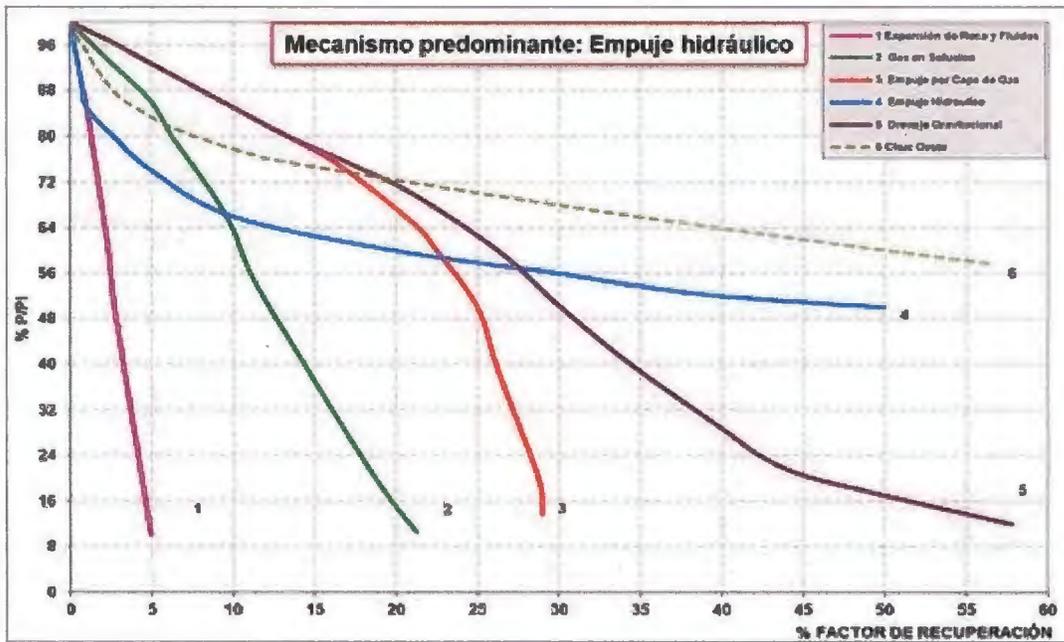


Figura 13. Mecanismo de empuje, yacimiento Oeste Bp-Km-ki.
(Fuente: PEP)

777

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

VII. Evaluación Económica

Análisis Económico

La opinión económica relativa a la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0089-M-Campo Chuc (la Solicitud de Modificación), se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente:

- a. La variación de los montos de inversión y gastos operativos del Plan vigente respecto a la información presentada como parte de la Solicitud de Modificación y los costos erogados con anterioridad para el desarrollo del Campo Chuc.
- b. El desglose del Programa de Inversiones, contenido en la Solicitud de Modificación.
- c. La consistencia entre la información económico-financiera, incluida como parte de la Solicitud de Modificación.
- d. Una evaluación económica del proyecto de desarrollo del Campo Chuc, con base en la información presentada como parte de la Solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo.

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

Acorde a lo manifestado por el Asignatario en su solicitud de modificación al Plan de Desarrollo del Campo Chuc, durante el periodo 2015-2018, se ha erogado un total de 438.6 millones de dólares, lo cual, representa una disminución de aproximadamente 30% respecto a la inversión total vigente para el mismo periodo.

Derivado de lo anterior, el Operador presenta que la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción III, de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

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

A continuación, se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la Solicitud de Modificación elaborado por el Operador, desglosado por "Actividad" y "Sub-Actividad", 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" (los Lineamientos de Costos).

Como parte de la Solicitud de Modificación, el Operador propone un monto total de inversiones, correspondientes al periodo de 2019 a 2034² del orden de 367.82 millones de dólares³, así como 23.49 millones de dólares de gastos operativos; para un presupuesto total de costos del orden de 391.32 millones de dólares.

² El año 2034 corresponde al fin de la vigencia de la Asignación.

³ De esta cifra, 367.82 millones de dólares, 177.20 millones corresponden a inversión en el periodo 2019-2034; y 190.63 millones de dólares relacionados a la actividad de Abandono con un horizonte de tiempo de 2040. Se

Los 391.32 millones de dólares, contenidos en el Programa de Inversiones de la Solicitud de Modificación, se distribuyen en 3 Actividades, de conformidad con lo siguiente: Desarrollo (1.29%); Producción (50%), y Abandono (48.71%).

Asimismo, se destaca que, como parte de la Solicitud de Modificación el Operador presupuestó un rubro denominado "Otros Egresos", por un total de 206.12 millones de dólares, mismo que se refiere a erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones externas al Campo Chuc.

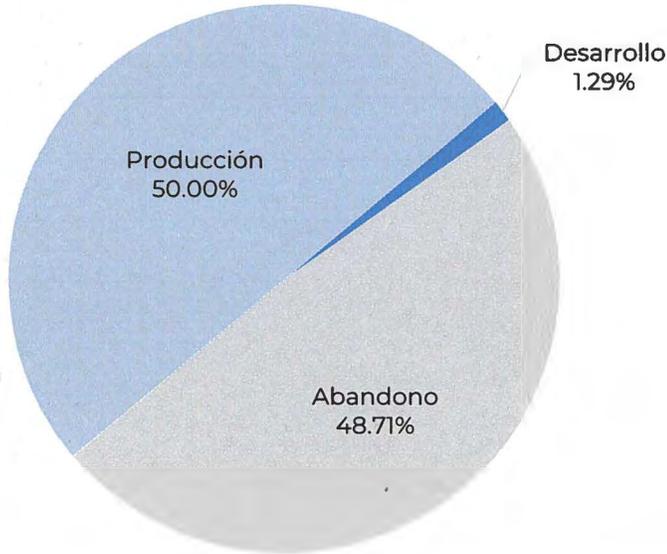


Figura 14. Distribución del Programa de Inversiones por Actividad
(Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por el Operador)

[Handwritten signature]

777

[Handwritten signature]

considera el total del monto de abandono (a 2040), en virtud de la obligación que tiene el Operador de realizar tal actividad independientemente del periodo a considerar.

[Handwritten signature]

Actividad	Sub-Actividad	Total (millones de dólares)
Desarrollo	General ^a	\$5.05
Producción	General ^a	\$93.10
	Ingeniería de Yacimientos	\$0.20
	Construcción Instalaciones	\$0.09
	Intervención de Pozos	\$70.42
	Operación de Instalaciones de Producción	\$14.51
	Ductos	\$7.72
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$9.61
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$190.63
Monto Total del Programa de Inversiones (Inversión y Gasto Operativo)		\$391.32
	Otros egresos ^b	\$206.12
Costos totales		\$597.44

Tabla 12. Desglose del Costo Total del proyecto
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Notas:

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

- Incluye, entre otros, gastos administrativos, mano de obra, materiales servicios generales y tarifas de transporte.
- Monto que el Operador refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera de Chuc.

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

Derivado del análisis realizado por la Comisión, se corroboró que la información económico-financiera presentada como parte de la Solicitud de Modificación es consistente con las actividades físicas propuestas en el Campo. Asimismo, el Operador presentó dicha información de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Costos emitidos por la Secretaría de Hacienda.

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

(i) Premisas de la evaluación económica

A continuación, se resumen las principales premisas utilizadas para la evaluación económica realizada por la Comisión, obtenidas a partir de los perfiles de costos y producción, así como la propuesta de tipo de cambio presentados por el Asignatario:

Premisas	Valor	Unidades
Producción de aceite	7.31	millones de barriles
Producción de gas	9.49	miles de millones de pies cúbicos
Gas transferido ^a	9.30	miles de millones de pies cúbicos
Precio del aceite ^b	61.61	dólares por barril
Precio del gas ^c	4.40	dólares por millar de pie cúbico
Inversiones ^d	178.61	millones de dólares
Gasto operativo ^e	23.49	millones de dólares
Otros egresos ^f	129.39	millones de dólares
Otros ingresos ^g	15.55	millones de dólares
Tasa de descuento	10.00	%
Tipo de cambio	20.5	pesos / dólar

Tabla 13. Premisas de la evaluación económica
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Notas:

- Gas producido menos volumen de autoconsumo y no aprovechado.
- Promedio simple del perfil de precios presentado por el Operador.
- Índice de Referencia de Precios de Gas Natural publicado por la Comisión Reguladora de Energía para la Región VI (donde se ubica el Campo Chuc) en septiembre de 2019, considerando un poder calorífico de 1,201.6 BTU/PC.
- Corresponde al valor de 190.63 MMUSD, asumiendo que el Asignatario consideró durante el periodo de producción del campo una partida de Abandono, por lo que en la presente evaluación sólo se contempla el monto de abandono proporcional correspondiente a la producción remanente. Para efectos del cálculo del Derecho por la Utilidad Compartida, se asume que los montos erogados por Abandono del Campo son deducidos al 100% cada año. El resto de las inversiones se deducen a tasas del 25% y 10%.
- Considera un monto por 2.37 millones de dólares asociados al concepto "Reserva laboral" el cual, fue considerado como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
- Otros Egresos es el monto que el Operador refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera del Campo. En tal virtud, éste se consideró como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
Corresponde al Monto de 206.12 MMUSD, asumiendo que el Asignatario consideró durante el periodo de producción del campo una partida para el Abandono de instalaciones en otras asignaciones que manejan la producción del Campo; por lo que en la presente evaluación sólo se contempla el monto proporcional correspondiente a la producción remanente.
- Monto que Pemex especifica se refiere a los ingresos por concepto de manejo de la producción de otros Campos en las instalaciones de Chuc.

(ii) Resultados de la evaluación económica

Como resultado de la evaluación económica realizada por la Comisión respecto a la Solicitud de Modificación, se observa que, asumiendo una tasa de descuento del 10%, el valor presente neto (VPN) del proyecto antes del pago de derechos e impuestos, es equivalente a un total de 162.87 millones de dólares, mientras que el valor presente de las inversiones (VPI) es equivalente a 136.07 millones de dólares. Lo anterior representa una relación de VPN/VPI de 1.20, así como una relación beneficio costo (RBC) equivalente a 1.63.

Una vez incorporado el régimen fiscal para asignaciones previsto en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH), se obtiene que, después del pago de derechos y del pago del Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH), el VPN para el Operador es de -62.55 millones de dólares. En ese sentido, bajo las premisas económicas realizadas como parte de la evaluación, se espera que el Operador obtenga una relación VPN/VPI equivalente a -0.46, así como una RBC de 0.87.

Finalmente, como parte de la evaluación económica se hizo una estimación del VPN del Operador, asumiendo el pago del Impuesto sobre la Renta (ISR) bajo las reglas establecidas en la LISH y la Ley del ISR. Bajo dicho ejercicio, el Operador obtiene un VPN de -78.64 millones de dólares, lo que representa una relación VPN/VPI de -0.58, así como una RBC de 0.84.

A continuación, se muestran los resultados descritos:

Indicador	Antes del Pago de Derechos e ISR	Después del Pago de Derechos ^a	Después del Pago de Derechos e ISR ^b
VPN ^c (mmUSD)	162.87	-62.55	-78.64
VPI (mmUSD)	136.07		
VPN/VPI (USD/USD)	1.20	-0.46	-0.58
RBC (USD/USD)	1.63	0.87	0.84

Tabla 14. Resultados de la evaluación económica

(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)

- Considera el pago del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida (tasas de 65% en 2019, 58% en 2020 y 54% para el periodo restante) y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
- Considera el cobro del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida (tasas de 65% en 2019, 58% en 2020 y 54% para el periodo restante), el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como el Impuesto Sobre la Renta (ISR).
- Considera Otros Egresos por 129.39 millones de dólares y Otros Ingresos por 15.55 millones de dólares. Asimismo, se especifica que el valor presente descontado al 10% correspondiente a concepto "Oros Egresos", reportados por el Asignatario, asciende a 103.2 millones de dólares.

(iii) Consideraciones

Con base en los resultados del análisis realizado, esta Comisión considera que la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción para el Campo Chuc permitirá al Operador la realización de las actividades petroleras de forma oportuna y segura, atendiendo la normativa vigente en materia. Asimismo, derivado de los resultados de la evaluación económica realizada por la CNH, se hizo una consulta al asignatario relativa a los costos unitarios reportados para el proyecto. A lo cual, el asignatario comentó lo siguiente: "los montos anuales de costos documentados en el campo obedecen a las variables consideradas para su cálculo en donde intervienen principalmente el volumen de infraestructura instalada, infraestructura a la cual se le debe dar mantenimiento para estar en condiciones óptimas para el manejo de la producción".

Además, se especifica que el Campo Chuc se encuentra en una etapa avanzada de su desarrollo, con una extracción reportada de más del 99% del volumen económicamente recuperable, aunado al hecho de que las actividades de abandono del Campo iniciarán a partir del año 2020.

Finalmente, el Asignatario señala, que algunas de las instalaciones superficiales de la Asignación A-0089-M-Campo Chuc, en específico la plataforma Chuc-A, resultan estratégicas para el manejo de la producción de campos pertenecientes a otras asignaciones: Homol, Ché y Etkal principalmente, por lo que aun cuando la reserva del

campo Chuc se agote en 2027, la plataforma Chuc-A continuará siendo vital para el manejo de hidrocarburos de dichos campos.

VIII. Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

La Asignación A-0089-M-Campo Chuc se encuentra ubicada en aguas territoriales de la plataforma continental del Golfo de México, frente a las costas de los Estados de Tabasco y Campeche, aproximadamente a 122 km al Noroeste de la Terminal Marítima de Dos Bocas, en Paraíso, Tabasco y a 76 km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, Esta Asignación colinda al Oeste la Asignación A-0354-M-Campo Tumut; al Este con la Asignación A-0001-2M-Campo Abkatún y al Norte con la Asignación A-0278-2M-Campo Pol; con un pronóstico de producción de aproximadamente 7.3 mmb de aceite y 9.5 MMMPC de Gas, cabe resaltar que de acuerdo a los pronósticos de producción solo llegará al año 2027, para luego iniciar el proceso de abandono.

Derivado de la solicitud de Plan de Desarrollo de la Asignación A-0089-M-Campo Chuc y de conformidad con lo establecido en los artículos 19, 23, 28 42, 43 y 44, de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH), la Dirección General de Medición llevo a cabo el análisis y revisión de la información presentada por Pemex Exploración y Producción (Asignatario), con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos. Para lo cual se identifica la siguiente propuesta evaluada:

La Asignación cuenta con tres plataformas, dos de tipo Octápodo y una de tipo Trípode, para el manejo de la producción, donde se realizarán mediciones operacionales bajo el esquema de medición convencional con separador de prueba en las plataformas Chuc-A y Chuc-B, así como los ductos necesarios para la conexión a la infraestructura de transporte y proceso existentes para los hidrocarburos, lo cual se realizará a través de la plataforma de Chuc-A donde se recibirá la mezcla multifásica a través de un separador de primera etapa (donde confluyen otras asignaciones Ché, Etkal, Homol, Chuhuk y en algunos casos también la asignación Kuil por tener la flexibilidad operativa), para que una vez separadas las fases son enviadas al Centro de Proceso Pol-A, donde se realiza la separación mediante un separador trifásico de segunda etapa identificado como FA-3103 (líquidos, gas y agua).

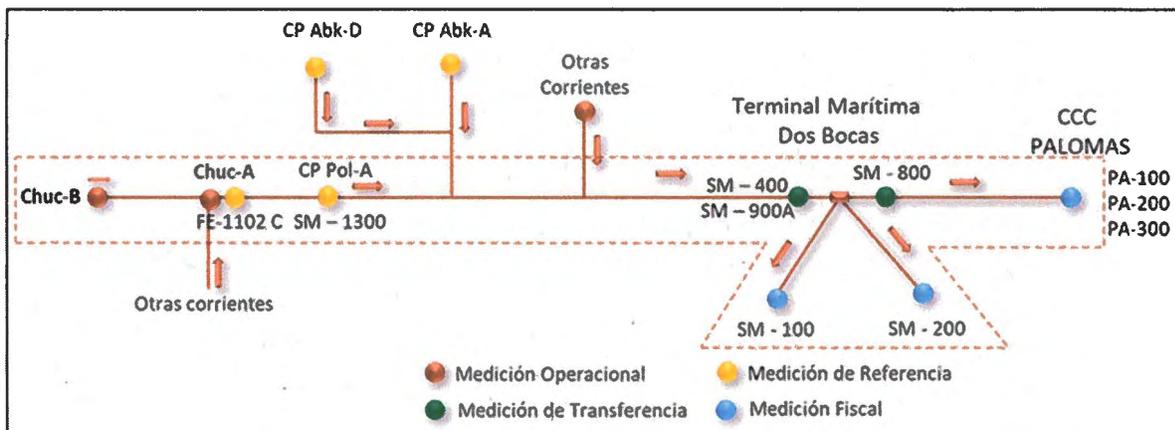


Figura 15. Manejo y Medición de aceite de la Asignación A-0089-M-Campo Chuc, fuente del Asignatario.

(Fuente: PEP)

El manejo de la producción de la Asignación ubicada costa afuera se realiza a través de dos plataforma tipo Octópodo (Chuc-A y Chuc-B), donde se realizará la medición operacional en pozos bajo el esquema de medición convencional con separador de prueba con sistemas de medición tipo placas de orificio con un alcance de medición de 6 MBD, posteriormente los hidrocarburos se envían a la plataforma Chuc-A donde se realizará la primera separación de fases, las cuales son enviadas de manera individual por oleoducto y gasoducto al Centro de Proceso Pol - A, instalación en la cual se realiza un proceso de separación de fases a través del separador de segunda etapa para el hidrocarburo líquido proveniente de la plataforma Chuc-A, identificado como FA-3103.

Una vez separado y medido (sistemas de medición SM-1300 A/B) el crudo es enviado a la Terminal Marítima de Dos Bocas para su estabilización y deshidratación con lo que se pone en condiciones de calidad de conformidad con lo establecido en el artículo 28 de los LTMMH, antes de ser enviado a los Puntos de Medición propuestos Terminal Marítima Dos Bocas y Centro Comercializador de Crudo Palomas, cabe resaltar que dentro de la Terminal Marítima Dos Bocas se realizan mediciones de transferencia de manera dinámica y mediciones referenciales de manera estática y manual en los tanques verticales con la finalidad de obtener los datos necesarios para el balance de la instalación.

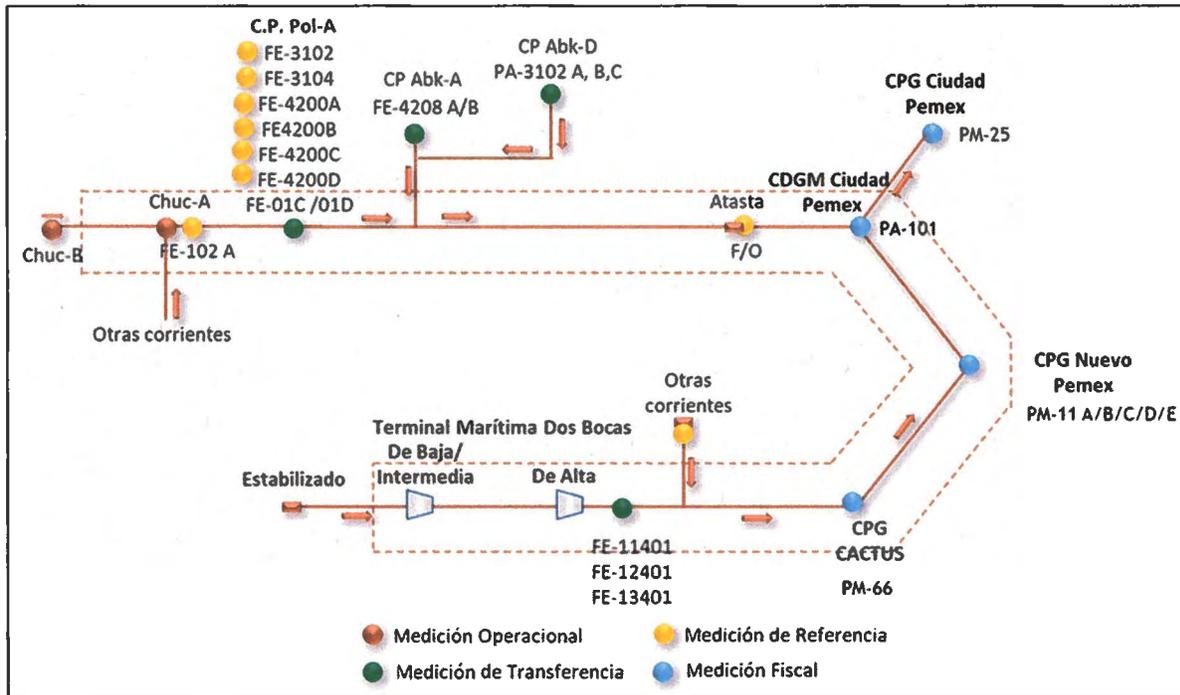


Figura 16. Manejo y Medición de Gas y Condensado de la Asignación A-0089-M-Campo Chuc. (Fuente: PEP)

En cuanto a la fase gaseosa separada es medida en el sistema de medición FE-1102 A en la primera etapa de la plataforma Chuc-A, posteriormente es enviado a la primera etapa de separación FA-3101 y de rectificación FA-3102 en el Centro de Proceso Pol-A, para retirar los condensados y líquidos antes de ser enviado a la succión de compresores, donde después de su compresión es medido el gas a la descarga mediante placas de orificio FE-3102, los vapores de gas obtenidos de la segunda etapa de separación FA-3103 se envían a la segunda etapa de rectificación FA-3104, midiéndose el gas a la descarga

Handwritten signatures and marks on the right side of the page, including a large signature at the top, a checkmark-like mark, and another signature at the bottom.

mediante placas de orificio FE-3104, el gas de la descarga general de módulos se mide en el paquete de medición FE-01C/01D tipo ultrasónico, una parte de este gas es medido y enviado a la terminal de transporte y proceso de gas ATASTA donde es procesado para luego ser enviado a los Centros de Proceso de Gas, en los cuales se ubican los Puntos de Medición propuestos por el Asignatario, el cual se identifican de acuerdo a la Figura 16; la otra parte del gas es considerado para el autoconsumo, este volumen de gas es medido y cuantificado en la medición operacional tipo placa de orificio a la descarga de las plantas endulzadoras de gas en el CP-Pol-A.

Por otra parte, se recuperan vapores dentro de la planta de estabilizado de crudo en la Terminal Marítima Dos Bocas, la descarga de este gas es medido de forma local con placa de orificio en los sistemas de medición FE-11401, FE-12401, FE-13401 (un medidor para cada compresor respectivamente), el gas se interconecta con la L5 para dirigirse al Centro Procesador de Gas Cactus.

Los condensados recuperados en los procesos ubicados costa afuera son enviados a líneas de aceite para su manejo y medición, y en cuanto a los recuperados una vez puesto el gas en tierra estos son enviados a través de ductos de transporte para condensados hasta los Puntos de Medición propuestos en los Centros Procesadores de Gas Cactus y Nuevo Pemex.

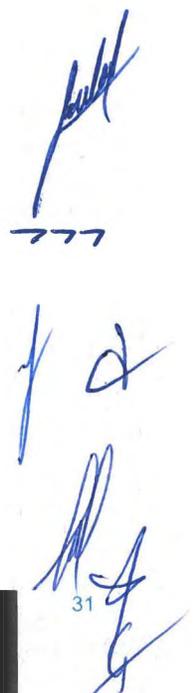
Por lo que en complemento de lo anterior el Asignatario efectúa la siguiente propuesta para los Puntos de Medición para el Petróleo, Gas y Condensado de la Asignación:

Medición de Petróleo

Para el manejo, medición y determinación del volumen y calidad del Petróleo, el Asignatario manifiesta que, una vez acondicionado el Petróleo conforme a lo descrito anteriormente, este es enviado a los Puntos de Medición de la Terminal Marítima de Dos Bocas (TMDB) y el Centro Comercializador de Crudo (CCC) Palomas, donde son medidos a través de medidores del tipo turbina en la terminal a través de los paquetes de medición SM-100 y SM-200, y ultrasónicos en el Centro Comercializador de Crudo los cuales están instalados en varios paquetes de medición PA-100, PA-200, PA-300, donde a partir de estos puntos los volúmenes y calidades son asignados mediante una metodología de prorrateo presentada en el Plan de Desarrollo hacia la Asignación.

Medición Gas Natural

Para el manejo, medición y determinación del volumen y calidad del Gas, el Asignatario manifiesta que, una vez acondicionado el Gas conforme a lo descrito anteriormente, este es enviado a los Puntos de Medición ubicados en los Centros de Proceso de Gas (CPG) Nuevo Pemex, Cd. Pemex y Cactus; así también en el Centro de Distribución de Gas Marino Cd. Pemex, donde se medirá de manera directa mediante medidores del tipo presión diferencial por placa de oficio en los sistemas PM-11 (Nuevo Pemex), PM-25 (Cd. Pemex), PM-66 (Cactus) y PA-101 (CDGM Cd. Pemex), y su calidad determinada a través de cromatografía de conformidad con el artículo 25 de los LTMMH, y asignados los volúmenes mediante la metodología de prorrateo presentada en el Plan de Desarrollo hacia la Asignación.



Medición de Condensado

Para el manejo, medición y determinación del volumen y calidad del Condensado, el Asignatario manifiesta que, derivado de la filosofía de operación presentada los condensados serán determinados de dos maneras, una teórica sustentada a través del estándar API MPMS 14.5 y GPA 2145 para lo cual utilizará como insumo los resultados de análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado por los sistemas de medición ubicados a boca de pozo o separador de prueba, así mismo de los análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificados por los Puntos de Medición de gas propuestos; y en cuanto a la parte de líquidos recuperados de los procesos en tierra, estos se envían a los Puntos de Medición ubicados en los Centros de Proceso de Gas Nuevo Pemex y Cactus, donde se medirá de manera directa mediante medidores del tipo presión diferencial por placa de oficio en los sistemas FE-4420 I, FE-4420 II y medidores tipo Coriolis en los FE-4420 III y FE-4420 IV (Nuevo Pemex), así como en los sistemas FE-420 por Coriolis y FE-1420 por placa de orificio (Cactus).

Medición de agua

En cuanto al manejo y medición del agua congénita, una vez separada y obtenida del proceso de separación realizado en el CP Pol-A, es enviada a pozos de inyección ubicados en la plataforma de perforación de este centro y medida a través de un medidor del tipo presión diferencial por placa de orificio. Por otra parte, el agua congénita obtenida en los procesos de deshidratación de la Terminal Marítima Dos Bocas es enviada a una planta de proceso para retirar el aceite que pueda contener antes de ser enviada a pozos de captación, esta agua obtenida es medida de manera manual (estática) en los tanques verticales antes de ser enviada a la planta, cumpliendo así con lo establecido en el artículo 23 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición.

a. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

Una vez revisada la información e identificada la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para la Asignación A-0089-M-Campo Chuc se llevó a cabo la siguiente evaluación:



Datos Generales:

Nombre del Asignatario o Contratista:
 No. de Contrato o Asignación:
 Nombre de la Asignación o Área Contractual:
 Tipo de Plan a evaluar:

Pemex Exploración y Producción
 A-0089-M-Campo Chuc
 Campo Chuc
 Plan de Desarrollo



No.	Artículo de los LTMNH/Contrato/Guía	Requerimiento	Criterio de evaluación	Presentó SI/No	Cumplimiento SI/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.M.	LTMNH Capítulo III y IV	Determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	SI	SI	El Asignatario presenta y describe la propuesta para el manejo de los hidrocarburos del área hacia los centros de proceso tanto en mar como su transporte a tierra, información que es presentada dentro del anexo del documento del Mecanismo de Medición en el apartado del Art. 42.II. Diagramas generales de infraestructura	Cabe resaltar que esta Asignación solo prevé producción hasta el año 2027 para luego iniciar el abandono.
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTMNH, Capítulo II	De los sistemas de medición	SI	SI	El Asignatario presenta como propuesta de Puntos de Medición para el Hidrocarburo Aceite en TMDB y CCC Palomas, para el hidrocarburo gas Gas en los CPG Ciudad Pemex, Nuevo Pemex Cactus y CDGM Ciudad Pemex; así mismo para el hidrocarburo condensado los ubicados en los CPG Cactus y Nuevo Pemex.	Presento la descripción e información relacionada con los sistemas de medición ubicados en los Puntos de Medición, y adicionalmente lo relacionado con mediciones de transferencia, referencia y operacional
3	42. fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTMNH	SI	SI	El Asignatario presenta su política de medición la cual se encuentra basada en la aplicación y cumplimiento a la normatividad aplicable, así como a la adopción de un sistema de gestión basado en la norma Iso 10012, asegurando su confiabilidad metrológica a través de las mejores prácticas y estándares establecidas en su plan rector	De acuerdo a la información presentada se identifica que la política de medición se encuentra sustentada en un documento conocido como plan rector el cual indica con la finalidad de implementarla y difundirla al interior de la empresa
4	42. fracción II	Procedimientos:					
		Mantenimiento		SI	SI	Presenta el procedimiento para mantenimiento a los sistemas de medición, el cual se encuentra ubicado en los anexos del Mecanismo de Medición carpeta II- Procedimientos	Presenta los programas de mantenimiento para los Puntos de Medición y mediciones existentes presentados en el Mecanismo de Medición
		Confirmación metrológica	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración de confirmación metrológica, de mantenimiento	SI	SI	Presenta el procedimiento para confirmación metrológica a los sistemas de medición, el cual se encuentra ubicado en los anexos del Mecanismo de Medición, carpeta II - Procedimientos	Presenta los programas de confirmación metrológica para los Puntos de Medición y mediciones existentes presentados en el Mecanismo de Medición.
		Elaboración de balance		SI	SI	Presenta los procedimientos para la aplicación y elaboración de los balances del Hidrocarburo producido de la Asignación, el cual se encuentra ubicado en los anexos del Mecanismo de Medición, carpeta II- Procedimientos	Var apartado de producción y balance presentado en el Mecanismo de Medición
		Calibración de los instrumentos de medida		SI	SI	Presenta el procedimiento para calibración a los sistemas de medición e instrumentos que los conforman, el cual se encuentra ubicado en los anexos del Mecanismo de Medición carpeta II- Procedimientos	Presenta los programas de calibración para los Puntos de Medición y mediciones existentes presentados en el Mecanismo de Medición
5	42. fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTI's, Isométricos), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacional, referencial y de transferencia existentes	SI	SI	El Asignatario presenta el diagrama general del proceso donde se identifican los diferentes tipos de medición a realizar, así mismo también se presenta los diagramas correspondientes a las instalaciones que conforman el Mecanismo de Medición desde el pozo hasta el Punto de Medición esta información se encuentra ubicada dentro del anexo del Mecanismo de Medición en el apartado Art. 42.II Diagramas generales de Infraestructura	Adicionalmente a los diagramas se presenta la identificación y descripción de la conformación de los sistemas de medición tanto para hidrocarburos líquido, gas y condensados, incluyendo las mediciones de transferencia, referencia y operacional
6	42. fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19 fracción I de los LTMNH	SI	SI	Se presenta la ubicación de los sistemas de medición mediante coordenadas geográficas así también su categoría o uso, información ubicada dentro del anexo del Mecanismo de Medición en el apartado Art. 42.IV Ubicación de los Instrumentos de Medición	Estas ubicaciones y posibles cambios deberán mantenerse actualizadas y deberán formar parte del censo que se entregó anualmente de conformidad con los LTMNH y utilizando los formatos correspondientes
7	42. fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTI's, Isométricos) Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia in situ o bien los a utilizar en caso de no contar con ellos de conformidad con el artículo 22 de los LTMNH	SI	SI	De acuerdo a la información presentada se identifican los diagramas isométricos correspondientes a los sistemas de medición existentes en los cuales se observa la conformación de los sistemas de medición, información ubicada dentro del anexo del Mecanismo de Medición en el apartado Art. 42.V Diagramas de los Instrumentos de Medida	Adicionalmente presenta algunos DTI's, estos diagramas deberán mantener actualizados ya que forman parte de la información documental de los Mecanismos de Medición
8	42. fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a los establecido en el artículo 20 presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores	SI	SI	De acuerdo a la información presentada no se identifica el uso compartido de los Puntos de Medición propuestos	El Asignatario reitera que dentro del Mecanismo de Medición presentado no se dispone de un Punto de Medición Compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero.
9	42. fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	SI	SI	El Asignatario presenta los programas correspondientes a la implementación de los Mecanismos de Medición de los requisitos para el cumplimiento de los LTMNH, información ubicada dentro del anexo del Mecanismo de Medición en el apartado Art. 42.VII. Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la Medición de los Hidrocarburos.	Entre los programas se encuentran los relacionados con la implementación de los procedimientos, así como el desarrollo de actividades para el cumplimiento a los requerimientos de implementación de los Mecanismos de Medición de la Asignación.
10	42. fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTMNH, y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conforman el Mecanismo de Medición de la Asignación incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición correspondientes como soporte	SI	SI	Se presenta presupuestos de incertidumbre correspondientes a los Puntos de Medición, así como los programas relacionados para su actualización, identificando el compromiso de mejora a corto plazo con la finalidad de mantener una mejora continua a los sistemas, información ubicada dentro del anexo del Mecanismo de Medición en el apartado Art. 42.VIII Incertidumbre de Medida.	Es importante resaltar, que no todos los valores están dentro de lo establecido sin embargo se identifica el compromiso de mejora a corto plazo para tener un mejor aseguramiento de la medición, esto a través de un programa de estimación de la incertidumbre el cual fue presentado como parte del Plan de Desarrollo

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y aseguramiento de la medición durante el Plan de Desarrollo, las cuales tendrán como finalidad el dar cumplimiento a los valores de incertidumbre establecidos en los LTMH.	Si	Si	Se presentada por el Asignatario un análisis técnico-económico, en el cual se incluyen las inversiones y gastos operativos relacionados con medición hasta el año 2027.	Estas inversiones de acuerdo a lo observado mantiene dentro de los límites establecidos en los LTMH, los niveles de incertidumbre de los sistemas de medición presentados dentro del Mecanismo de Medición, siempre y cuando se lleve a cabo el correcto seguimiento a las mismas
12	42, fracción X	Programa de implementación de la Bitácora de registro	Deberá dar cumplimiento al artículo 7, fracción IV artículo 10, artículo 42 fracción X, artículo 50	Si	Si	De acuerdo a la información presentada, se identifica que la bitácora de registro ya se encuentra implementada y se muestra el proceso de actualización, y que esta cumple con los requerimientos mínimos de información a contener de acuerdo a lo establecido en los LTMH. Información ubicada dentro del anexo de Mecanismo de Medición en el apartado Art. 42.X Programa de Implementación de la Bitácora de Registro.	Cabe resaltar que la información a contener dará cumplimiento a lo solicitado en los LTMH, resaltando que durante el año 2019 se mantendrá en actualización de los registros, además de incluir con la implementación del sistema de gestión gerenciamiento de la medición, información que estará contenida en la bitácora de registro como repositorio electrónico.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Si	Si	El Asignatario presenta los programas de diagnósticos a los sistemas de medición que conforman los Mecanismos de Medición para 2019-2020, información que se encuentra ubicada dentro del anexo del Mecanismo de Medición en el apartado Art. 42.XI Programa de Diagnóstico.	Es sustancial que el Asignatario se comprometa a dar seguimiento y cumplimiento a los programas de diagnósticos presentados dentro del Mecanismo de Medición
14	42, fracción XII	Competencias técnicas	Se tendrán que incluir certificados, reconocimientos, evidencias que demuestran que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalar. Adicionalmente se debe incluir el organigrama y CV's del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación.	Si	Si	Se presenta evidencia de las competencias técnicas del personal relacionado con medición, incluyendo los CV's correspondientes, información ubicada dentro del anexo del Mecanismo de Medición en el apartado Art. 42.XII Competencias Técnicas	Adicionalmente el Asignatario presenta el programa de capacitación del personal en el cual se encuentra incluido el Responsable Oficial propuesto.
15	42, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	Si	Si	Presenta propuesta de cinco indicadores de desempeño, información que se encuentra en los anexos de medición, los cuales cumplen con la información mínima a contener de acuerdo a lo establecido en el artículo 42 de los LTMH.	Se identifica que manifiesta con estos indicadores el cumplimiento a lo solicitado en los LTMH para los indicadores, sin embargo una vez implementados estos deberán ser evaluados en su ejecución y cumplimiento, adicionalmente se instruye los instructivos y programas para la implementación y aplicación de los indicadores propuestos.
16	42, fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 9, incluyendo sus datos generales como es el puesto que ocupa en la empresa y sus datos de contacto	Si	Si	Presenta los datos generales y evidencia de la designación del Responsable Oficial.	Se identifica al Administrador del activo integral de producción bloque AS02-03, como responsable oficial.
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, verificar en diagramas.	Si	Si	De acuerdo a los diagramas presentados no se identifican derivaciones en los sistemas de medición	
18	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemétricos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	Si	Si	El Operador Petrolero presenta la el estado de los sistemas telemétricos con que cuenta en los Puntos de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, así mismo presenta el estado de los sistemas telemétricos de los sistemas de medición de transferencia.	Adicionalmente se identifica que estos pueden ser visualizados a través del portal PEP-CNH, el cual sigue en actualización para mejora.
19	18, fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes Lineamientos.	Si	Si	De acuerdo a los procedimientos presentados para la determinación de calidad y asignación de hidrocarburo, el Asignatario asegura su determinación en los Puntos de Medición.	Se identifica que para el aceite, gas y condensado los Puntos de Medición de Medición propuestos cumplan con la calidad, utilizando la infraestructura existente de Pemes, resaltando la que la producción solo llegará hasta el año 2027.
20	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y falcas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resguardar la información.	Si	Si	Los Puntos de Medición propuestos cuentan con elementos terciarios (computador de flujo), los cuales cuentan con seguridad para su acceso contienen los algoritmos de cálculo para la determinación de los volúmenes netos.	Adicionalmente se presenta las referencias con que sustentan la aplicación de los algoritmos de cálculo para determinar el volumen.
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	No	Se presentan certificados de calibración como evidencia de la trazabilidad de los instrumentos de medida, información ubicada en los anexos del Mecanismo de Medición, carpeta VIII - Incertidumbre de Medida	Se identifica que hay programas asociados a la calibración con lo cual el Asignatario asegure la trazabilidad de los instrumentos, programas que deberán ser actualizados anualmente.
22	22	patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permanente. En casos excepcionales, Patrones portátiles.	Si	Si	Se identifican en los diagramas de instrumentación algunos patrones tipo tubería instalados en sitio para algunos de los sistemas instalados en los Puntos de Medición (CCC Palomas y TMDB).	No presenta la descripción e identificación de los patrones, así como la evidencia de su trazabilidad para poder ser utilizados, por lo que será importante que esta información se encuentre resguardada mediante su sistema de gestión y gerenciamiento, por otra parte se resalta que donde no se cuenta con estos patrones la trazabilidad se dará a través de terceros acreditados.
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balance del área.	Si	Si	Para el agua congénita, es manejada a través del CP Pol A e inyectada a pozos letrina donde se mide con un sistema de medición tipo placa de orificio, otra parte es manejada en la TMDB donde se procesa a través de una planta de tratamiento	Dentro del anexo del Mecanismo de Medición durante las mediciones efectuadas del hidrocarburo, se identifica con firme a la Normalidad la realización de muestras de fluidos para el análisis en laboratorio, para determinar el % de agua y sedimentos
24	24	De la medición multifásica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	Si	Si	No presenta propuesta de medición multifásica para la medición en pozos.	
25	VI,9 anexo I guía de plenas	Medición en pruebas de pozo	Presentar, la descripción breve de los puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor, incertidumbre asociada, y calidad de los hidrocarburos, adicional la ubicación en la que se entregarán al comercializador los hidrocarburos	No	No	No presenta propuesta para pruebas de pozo de conformidad con el artículo 38 de los LTMH.	

Figura 17. Criterios y evaluación de la Medición de Hidrocarburos.

(Fuente: PEP)

Debido a la mezcla de corrientes de diferentes asignaciones es necesario la aplicación del prorrateo, distribución proporcional de un volumen de hidrocarburos en numerosas partes, para la asignación de los volúmenes de gas y líquidos perteneciente al campo Chuc. Esta asignación de volúmenes de hidrocarburos se sustenta en las mediciones de tipo operacional, referencial y transferencia considerando la aportación volumétrica de cada una de estas mediciones de acuerdo con su incertidumbre de medida asociada.

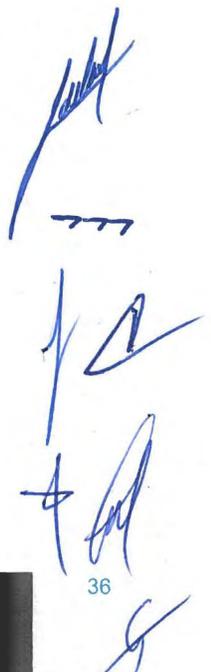
Comercialización de la Producción

La estrategia del Asignatario respecto al petróleo producido en el área de Asignación tiene como prioridad satisfacer el requerimiento del Sistema Nacional de Refinación (SNR), por otro lado, de existir excedente de producción de petróleo acondicionado y en especificaciones de calidad para venta, estos volúmenes se exportan a través de Petróleos Mexicanos Internacional (PMI) mediante contratos evergreen o mercado spot.

Para el gas húmedo producto de la separación y estabilización, la estrategia comercial del Asignatario es venderlo a Pemex Transformación Industrial (PTRI) por medio de los Centros Procesadores de Gas Cactus, Nuevo Pemex y Ciudad Pemex.

Los condensados producto del transporte de la corriente de gas hacia los puntos de venta, serán calculados de manera teórica y se venden de igual forma a PTRI como condensados amargos.

Para esta Asignación, se considera que la estrategia comercial para cada uno de los productos se mantendrá de la misma forma a corto, mediano y largo plazo. No obstante, es importante señalar que, se visualiza que el Campo estará produciendo hasta el año 2027, con una calidad aproximada de 30.8 API y 1.63 S% y que, el petróleo producido será mezclado con el petróleo de otras Asignaciones para ser comercializado como crudo Maya (21-22 API y un 3.4 S%) o Istmo (32-33 API y un 1.8 S%). Por otra parte, la calidad esperada del gas a producir en la Asignación se visualiza en la Tabla 15 .



Instalación		Chuc-A, pozo 68
Componentes (% mol)	Fecha de muestra	25/05/2019
	Acido clorhídrico	0.0000
	Acido sulfhídrico	1.7453
	Agua	1.0762
	Aire	0.0000
	Cloro	0.0000
	Contenido de Condensados	ND
	Decanos+	0.0000
	Dióxido de Azufre	0.0000
	Dióxido de Carbono	3.1605
	Etano	14.3302
	Etileno	0.0000
	Helio	0.0000
	Heptanos	0.3629
	Hexanos	0.9425
	Hidrógeno	0.0000
	i-Butano	1.8995
	i-Pentano	1.1850
	Metano	53.6368
	Monóxido de Carbono	0.0000
	n-Butano	5.0097
	Nitrógeno	0.2759
	Nonanos	0.0045
	n-Pentano	1.5568
	Octanos	0.1233
Oxígeno	0.0000	
Propano	14.6909	
Total	100.0000	
Propiedades	Peso Específico (kg/m ³)	0.8199
	Peso Molecular (g/mol)	28.97
	Poder Calorífico (BTU/FT ³)	1436.80
	Presión (Kg/cm ²)	17.60
	Temperatura (°C)	59.70
	Densidad (kg/m ³)	1.2222

Tabla 15. Resumen de las alternativas propuestas para la extracción.
(Fuente: PEP)

Sin embargo, es importante señalar que el gas producido en la Asignación será mezclado con el gas de otras Asignaciones, por lo cual, será procesado para llevarlo a las especificaciones presentadas en la siguiente tabla:

Parámetro	Unidad	Método	Valor
Ácido Sulfhídrico	% mol	ASTM-D4468/89	2.5 % Máximo
Nitrógeno	% mol	ASTM-D1945	12.0 % Máximo
Dióxido de Carbono	% mol	ASTM-D1945	3.2 % Máximo
Material sólido, líquido, agua y aceite	N/A	N/A	Ausencia

Tabla 16. Resumen de las alternativas propuestas para la extracción.
(Fuente: PEP)

Por lo que respecta a los precios del petróleo, estos se obtendrán tomando en cuenta el diferencial histórico entre el precio de cada tipo de petróleo de exportación y los marcadores Brent Dated o el WTI, incluyendo un ajuste en su comportamiento por las estimaciones de diferentes analistas del mercado.

Por otra parte, para la determinación del precio del Gas se consideran tres referencias nacionales del gas (RNG). Las referencias nacionales consideradas son el gas natural de Reynosa, Gas Húmedo Amargo y Gas Húmedo Dulce cuyos poderes caloríficos son de 1,000; 1,120 y 1,248 btu/mpc, respectivamente, para obtener el precio del Gas producido en la Asignación se realiza una interpolación a los precios de estas RNG realizando un comparativo entre el Poder Calorífico del Gas producido en la Asignación y el Poder Calorífico de las RNG.

En cuanto a la tarifa de transporte del Aceite esta es igual a 0.82 usd / barril, mientras que el Gas producido no tiene costos asociados al transporte, almacenamiento o logística.

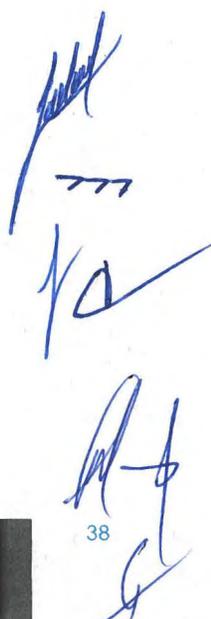
En lo que respecta a las instalaciones de comercialización a ser utilizadas y a construir se señala que la Asignación utiliza infraestructura compartida con otras asignaciones (C.C.C. Palomas, TMDB, CPG CD Pemex, Nuevo Pemex y Cactus) y no se consideran instalaciones de venta adicionales.

En virtud de lo anterior, se señala que el Asignatario da cumplimiento a lo establecido en el numeral 4.2.5. de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

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 250.735/2019 de fecha 11 de noviembre de 2019, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-049 recibido en esta Comisión el 19 de noviembre de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario y correspondiente a la Asignación A-0089-M-Campo Chuc, "...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la Comisión relacionado con esta propuesta.", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- 1) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
- 2) Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los Lineamientos Técnicos.
- 3) De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el punto de medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos, observando en todo momento lo indicado en este artículo.
- 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad



nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos lineamientos.

- 5) Dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y el Punto de Medición propuestos por el Asignatario 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 de esta Asignación, en términos del presente análisis técnico y la evaluación de los Mecanismos de Medición correspondiente.

Obligaciones de PEP:

1. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el Plan de Desarrollo por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen,
2. Dar aviso a esta Comisión – Dirección General de Medición cuando se finalice con cada una de las actividades relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo,
3. Dar aviso a la Comisión de la entrada en funcionamiento de los Sistemas de Medición como lo estipula el artículo 48 de los LTMMH,
4. Los volúmenes y calidades del Petróleo, Gas Natural y Condensado producidos, así como los medidos en el Punto de Medición, deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los formatos establecidos en el anexo 1 de los LTMMH y normatividad vigente. Asimismo, el Asignatario deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno.
5. El Asignatario deberá adoptar un sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición basado en la norma ISO 10012, de conformidad con lo establecido en los LTMMH, el cual contendrá y resguardará la información relacionada con los sistemas de medición y los Mecanismos de Medición,
6. Para el cumplimiento del artículo 10 de los LTMMH, deberá proporcionar el balance de los autoconsumos y características de los equipos generadores de autoconsumos, así como de los equipos que bombean y miden el agua de inyección,
7. Actualizar y mantener actualizado el censo de los sistemas de medición usados en los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición operacional, referencia y transferencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen,
8. El Asignatario deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición,



9. El Asignatario deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en el Punto de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH,
10. El Asignatario deberá reportar los condensados equivalentes calculados en los Puntos de Medición propuestos en los Centros de Proceso de Gas, mismos que se deberán de calcular tomando como base el estándar API MPMS 14.5 utilizando como insumo los resultados de análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado para el área de la Asignación.
11. Deberá ser evaluada y actualizada la propuesta de los Indicadores de desempeño para su cumplimiento, con la finalidad de contar con evidencia de estos, para demostrar el desempeño de los instrumentos de los Mecanismos de Medición, dando cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33.
12. El Asignatario deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así como de lo establecido en el presente Dictamen.
13. Así mismo es necesario que el Asignatario cuente con información actualizada sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre del volumen medido estimado sobre el volumen a condiciones de referencia, monitoreo y transmisión de los datos en tiempo real y de cada una de las variables asociadas a los Sistemas de Medición de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición y por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.
14. El Asignatario deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico en laboratorio del Gas Natural producido, así como un análisis cromatográfico en el Punto de Medición para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.

Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Asignatario deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el presente Dictamen, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados lineamientos.

IX. Programa Aprovechamiento del Gas Natural

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación A-0089-M-Campo Chuc fue aprobado mediante la Resolución CNH.E.37.002/18, de fecha 20 de junio de 2018 en dicha resolución se solicitó la actualización de los calendarios de actividades de las 70 asignaciones que a la fecha de la Resolución no cumplían con la Meta de aprovechamiento de Gas en los términos referidos en el Considerando Sexto fracción II de la Resolución citada, incluida la Asignación A-0089-M-Campo Chuc.



Mediante oficio PEP-DG-SCOC-458-2018 de fecha 13 de agosto de 2018, la Comisión recibió la actualización de dicho calendario de actividades. Mediante oficio 250.718/2018 de fecha 12 de noviembre de 2018 se emitió respuesta de conocimiento por parte de la Comisión respecto la actualización del calendario de inversiones y acciones para alcanzar la Meta de Aprovechamiento de Gas.

El Asignatario presentó en la Modificación al PDE, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, el cual fue analizado por esta Comisión y se concluye que la solicitud considera una actualización debido a que la producción documentada abarca mayor tiempo comparado con la información presentada por PEP en agosto de 2018 y también presenta una actualización de la Relación Gas Aceite (RGA).

La meta de aprovechamiento de gas (MAGt), iniciará y mantendrá de manera sostenida un nivel de aprovechamiento del 98% anual a partir del año 2019 hasta el año 2027 (toda la vida productiva restante del campo Chuc), dentro de la Asignación A-0089-M-Campo Chuc. Dicho porcentaje, tal como manifiesta PEP se analizará con los indicadores de desempeño referidos dentro del Plan. Tabla 18, Tabla 19, Tabla 20 y Tabla 21.

A continuación, se presenta el Programa de Aprovechamiento de Gas documentado con base en el cumplimiento de las "Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos" (Disposiciones Técnicas), particularmente en atención del artículo 22 y su Anexo 1: "Guía para presentar el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos".

El PAGNA tiene como objetivo la maximización del uso y aprovechamiento del Gas Natural Asociado, basado en las disposiciones técnicas y normatividad aplicable en la materia. Teniendo como premisa el no ventear gas como condición normal de operación y un máximo aprovechamiento del gas con base a las factibilidades técnico-económicas, de conformidad con el Artículo 11 de las Disposiciones Técnicas.

Premisas del programa de aprovechamiento de gas natural asociado:

- Alcanzar y mantener una meta de aprovechamiento de gas del 98% para el resto de la vigencia de la asignación, cumplimiento de las disposiciones técnicas de CNH para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos.
- Uso eficiente del Gas Natural Asociado, asegurando la capacidad de manejo, disponibilidad y confiabilidad del sistema de recolección, procesamiento, compresión y distribución de este en condiciones técnicas y económicamente viables.
- Administrar la declinación natural de la Asignación A-0089-M-Campo Chuc.
- Cumplimiento al programa de mantenimiento de los equipos de compresión.

Características y componentes del gas

De acuerdo con la información disponible de los resultados de la cromatografía de gases con del pozo 68, mostrada en la Tabla 17 se muestran las características y componentes del gas en el Área de Asignación A-0089-M Campo Chuc, donde es importante señalar lo siguiente: El gas está compuesto en un 53.63% molar de metano (CH₄) de acuerdo con

los análisis efectuados y un contenido de Dióxido de Carbono (CO2) de 3.16% molar, el peso molecular del gas es de 28.97 g/mol, con una densidad de 1.22 kg/m3.

Instalación		Chuc-A, pozo 68
Componentes (% mol)	Fecha de muestra	25/05/2019
	Ácido clorhídrico	0.0000
	Ácido sulfhídrico	1.7453
	Agua	1.0762
	Aire	0.0000
	Cloro	0.0000
	Contenido de Condensados	ND
	Decanos+	0.0000
	Dióxido de Azufre	0.0000
	Dióxido de Carbono	3.1605
	Etano	14.3302
	Etileno	0.0000
	Helio	0.0000
	Heptanos	0.3629
	Hexanos	0.9425
	Hidrógeno	0.0000
	i-Butano	1.8995
	i-Pentano	1.1850
	Metano	53.6368
	Monóxido de Carbono	0.0000
	n-Butano	5.0097
	Nitrógeno	0.2759
	Nonanos	0.0045
	n-Pentano	1.5568
	Octanos	0.1233
	Oxígeno	0.0000
	Propano	14.6909
Total	100.0000	
Propiedades	Peso Específico (kg/m3)	0.8199
	Peso Molecular (g/mol)	28.97
	Poder Calorífico (BTU/FT3)	1436.80
	Presión (Kg/cm2)	17.60
	Temperatura (°C)	59.70
	Densidad (kg/m3)	1.2222

Tabla 17 Análisis de la composición del gas del Área de Asignación A-0089-M Campo Chuc.
(Fuente: Análisis Cromatográfico 49973 de fecha 06 de junio de 2019)

*Normatividad: GPA 2286-95, ISO 6976:1995

El cálculo de la Meta de Aprovechamiento de Gas (MAG), se realizó de acuerdo con lo establecido en las disposiciones técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, con la siguiente fórmula que se muestra a continuación:

$$MAG_t = \left[\frac{A + B + C + T}{G_p + G_A} \right]$$

Donde:

- MAG = Meta de Aprovechamiento de Gas
 t = Año de cálculo
 A = Autoconsumo (volumen/año)
 B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año)
 C = Conservación (volumen/año)
 T = Transferencia (volumen/año)
 G_p = Gas Natural Asociado producido (volumen/año)
 G_A = Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área de Asignación o Contractual (volumen/año)

En la Tabla 18, Tabla 19, Tabla 20 y Tabla 21 se presenta la meta de aprovechamiento de Gas discretizado los tres primeros años 2019-2021 y de forma anual de 2022-2032.

Programa de Gas (MMPCD)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Producción de gas	14.67	14.36	14.07	13.37	12.56	11.37	10.36	12.48	11.93	11.42	10.94	10.5	12.32
Gas Adicional	19.23	20.45	17.69	18.11	18.04	15.41	10	10	10	10	10	10	14.03
Autoconsumo	1.31	1.27	1.18	1.2	1.22	1.11	1.01	1.22	1.16	1.11	1.07	1.02	1.16
Bombeo Neumático	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conservación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transferencia	32.07	32.81	30.1	29.81	28.86	25.16	18.94	20.81	20.32	19.87	19.45	19.06	24.72
Gas Natural no Aprovechado	0.52	0.72	0.46	0.47	0.52	0.5	0.41	0.45	0.44	0.43	0.42	0.41	0.48
% de aprovechamiento	98.47	97.92	98.54	98.51	98.3	98.11	98	98	98	98	98	98	98.19

* Producción real de los meses de enero-junio

Tabla 18. Programa de Aprovechamiento de Gas para el año 2019.

Programa de Gas (MMPCD)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Producción de gas	9.82	9.42	9	8.66	8.25	7.87	7.52	7.2	6.89	6.51	6.16	5.93	7.76
Gas Adicional	11	11	11	11	11	11	11	11	11	9.7	8.7	8.7	10.51
Autoconsumo	0.96	0.92	0.88	0.85	0.81	0.77	0.73	0.7	0.67	0.64	0.6	0.58	0.76
Bombeo Neumático	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conservación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transferencia	19.44	19.09	18.72	18.42	18.06	17.73	17.42	17.13	16.86	15.25	13.96	13.76	17.15
Gas Natural no Aprovechado	0.42	0.41	0.4	0.39	0.39	0.38	0.37	0.36	0.36	0.32	0.3	0.29	0.37
% de aprovechamiento	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98

Tabla 19. Programa de Aprovechamiento de Gas para el año 2020.

Programa de Gas (MMPCD)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Producción de gas	5.59	5.25	4.95	4.79	4.44	4.32	4.21	4.1	4	3.89	3.7	3.61	4.4
Gas Adicional	9.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	7.7	8.7
Autoconsumo	0.55	0.51	0.48	0.47	0.43	0.42	0.41	0.4	0.39	0.38	0.36	0.35	0.43
Bombeo Neumático	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conservación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transferencia	14.44	13.16	12.89	12.75	12.45	12.34	12.24	12.14	12.05	11.96	11.79	10.74	12.41
Gas Natural no Aprovechado	0.31	0.28	0.27	0.27	0.26	0.26	0.26	0.26	0.25	0.25	0.25	0.23	0.26
% de aprovechamiento	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	98	

Tabla 20 Programa de Aprovechamiento de Gas para el año 2021.

Programa de Gas (MMPCD)	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Producción de gas	3.13	2.32	1.66	1.06	0.68	0.16
Gas Adicional	5	4.5	3.5	3.3	2.5	2.3
Autoconsumo	0.31	0.23	0.16	0.1	0.07	0.02
Bombeo Neumático	0	0	0	0	0	0
Conservación	0	0	0	0	0	0
Transferencia	7.66	6.46	4.89	4.17	3.05	2.4
Gas Natural no Aprovechado	0.16	0.14	0.1	0.09	0.06	0.05
% de aprovechamiento	98	98	98	98	98	98

Tabla 21 Programa de Aprovechamiento de Gas 2022-2027.

La Asignación A-0089-M-Campo Chuc cuenta con dos yacimientos productores: Chuc Bp-km-ki y Chuc Oeste-Bp-km-ki. Los pozos de yacimiento Chuc Bp-km-ki al 31/julio/2019 producen con una RGA promedio de 222 m³/m³, la relación de solubilidad (Rs) es de 214 m³/m³, valor reportado en el estudio PVT representativo del pozo Chuc-11. En el caso del yacimiento Chuc Oeste-Bp-km-ki, los pozos producen con una RGA promedio de 128 m³/m³, la relación de solubilidad (Rs) es de 185 m³/m³, valor del estudio PVT representativo del pozo Chuc-201.

El cálculo utilizado para la obtención de la máxima RGA está basado en las características de los yacimientos, así como en el análisis probabilístico del comportamiento histórico de la RGA. A continuación, se indica la Máxima Relación Gas / Aceite esperada a la que podrán producir los pozos de la Asignación, Tabla 22.

Asignación	RGA (m ³ / m ³)
	Máxima
A-0089-M Campo Chuc	424.93

Tabla 22. Máxima RGA a la que podrán producir los pozos.

De acuerdo con el pronóstico de producción de gas de la A-0089-M Campo Chuc y la capacidad instalada presente y futura de equipos para manejo de gas en el Centro de Proceso Pol-A se cuenta con disponibilidad para el manejo futuro de la producción de dicha asignación. Figura 18.

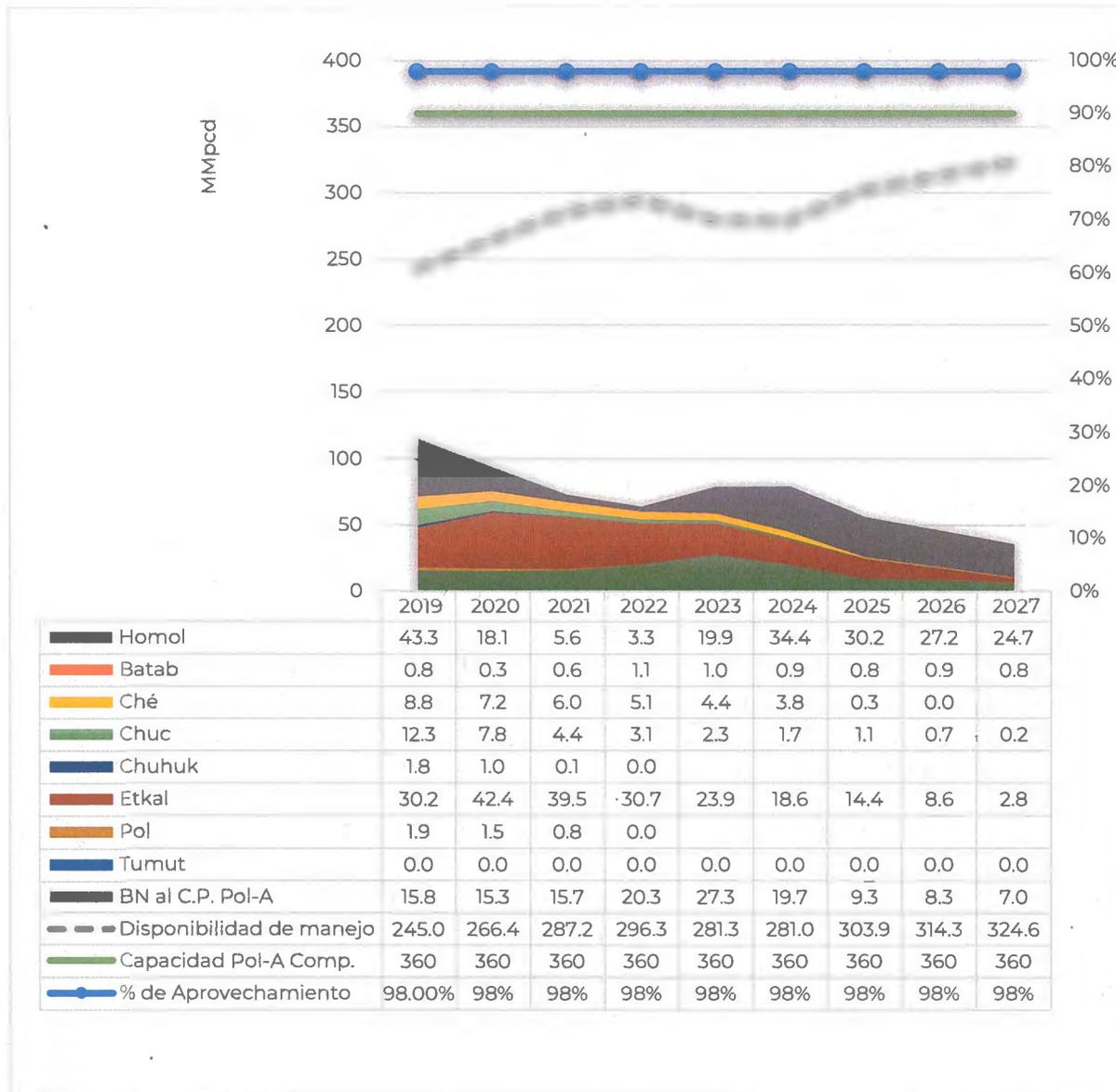


Figura 18. Capacidad de manejo de gas.
(Fuente: PEP)

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

VI. 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 PDE, a continuación, en la Tabla 23 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme a los artículos 1, fracción VI, 102 inciso a), b), f) y g) y 103 fracción I de los Lineamientos 2019, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 43, fracción III de la Ley de Hidrocarburos.

Característica	Gasto de operación	Inversión
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de avance del gasto de operación real con respecto a lo programado en el año	Porcentaje de avance de las inversiones reales con respecto a lo programado en el año
Unidad de medida		
Fórmula o descripción del indicador	$DGO = \frac{GO_{real}}{GO_{plan}} * 100$	$DGO = \frac{I_{real}}{I_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Mensual
Característica	Producción	Aprovechamiento de Gas Natural
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada real del yacimiento real con respecto a la pronosticada en un tiempo determinado	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	$DPA = \frac{PA_{real} - PP_{plan}}{PA_{plan}} * 100$	$DAGN = \frac{AGN_{real} - AGN_{plan}}{AGN_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Mensual

Handwritten signatures and the number 777.

Característica	Cumplimiento de los Planes	
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada real (PA real) con respecto a la pronosticada (PA Plan) para 5 años	
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \frac{PA_{real} - PA_{plan}}{PA_{plan}} * 100$	
Frecuencia de medición	Quinquenal	
Periodo de reporte a la Comisión	Quinquenal	
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 (bpd)
Fórmula o descripción del indicador	$DFR = \frac{FR_{real} - FR_{plan}}{FR_{plan}} * 100$	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual
Característica	Contenido Nacional	Desarrollo de reservas
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DCN = \frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} * 100$	$DDR = \frac{DR_{real} - DR_{plan}}{DR_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Anual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Anual	Trimestral

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	$\Delta P = P_A \text{ la fecha de presentación del Plan} - P_{Actual}$	Trimestral	Trimestral

Tabla 23. Indicadores de desempeño.
(Fuente: Comisión)

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

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 7, fracciones 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 se lleve a cabo, 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 PDE.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del PDE, se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 24.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
RME	7		
Abandono			
Plataformas	3		
Oleoductos	2		
Oleogasoductos	2		
Gasoductos	3		
Taponamiento de pozos	30		

Tabla 24. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas.
(Fuente: Comisión)

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del PDE, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas, como se observa en la Tabla 25.

Actividad	Sub-Actividad	Programa de erogaciones (mmUSD)	Erogaciones ejercidas (mmUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	General ^a	\$5.05		
Producción	General ^a	\$93.10		
	Ingeniería de Yacimientos	\$0.20		
	Construcción Instalaciones	\$0.09		
	Intervención de Pozos	\$70.42		
	Operación de Instalaciones de Producción	\$14.51		
	Ductos	\$7.72		
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$9.61		
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$190.63		
Monto Total del Programa de Inversiones (Inversión y Gasto Operativo)		\$391.32		
	Otros egresos ^b	\$206.12		
Costos totales		\$597.44		

Tabla 25. 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 la ejecución de las actividades, como se muestra en la siguiente Tabla.

iv)

Hidrocarburo	2019*	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027*	Volumen por recuperar (2019*-2027*) MMB y MMMPC
Producción de aceite programada (mbd)	8.67	5.96	3.45	2.43	1.80	1.28	0.82	0.53	0.39	7.3
Producción de aceite real (mbd)										
Porcentaje de desviación										
Producción de gas programada (mmpcd)	11.45	7.77	4.41	3.13	2.32	1.66	1.06	0.68	0.50	9.5
Producción de gas real (mmpcd)										
Porcentaje de desviación										

*Para 2019 se está considerando la producción promedio de aceite y gas por pozo, de los meses de agosto a diciembre. Para 2027 la producción de aceite y gas finaliza en abril.

Tabla 26. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada.

(Fuente: Comisión)

VII. Sistema de Administración de Riesgos

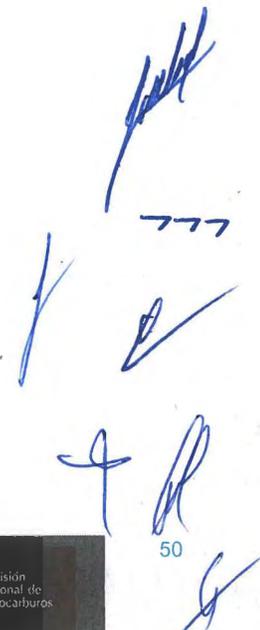
Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación, sin perjuicio de la obligación de PEP de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el PDE.

Fue solicitada a la Agencia su opinión respecto del Sistema de Administración de Riesgos asociado al Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente de la Asignación en comento mediante Oficio 250.722/2019 del 07 de noviembre de 2019. A la cual la ASEA dio respuesta mediante el Oficio ASEA/UGI/DGEERC/1690/2019, recibido en esta Comisión el 22 de noviembre de 2019, mediante el cual informa lo siguiente:

La Agencia emitió a PEP la autorización número ASEA-PEM16001C/AI0417 en donde la Agencia autorizó el Sistema de Administración de PEP, el cual se basa en que las actividades que el Operador Petrolero tiene aprobadas por la Comisión en los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

En adición a lo anterior la Agencia indicó en el Resolutivo Tercero que "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."

Cabe señalar que el presente Dictamen se emite sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por la Agencia, lo anterior atendiendo al esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.



VIII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

Mediante oficio 250.723/2019 del 07 de noviembre de 2019, respectivamente, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión sobre el programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional.

Esta Comisión aún no cuenta con la opinión que corresponde emitir, en el ámbito de sus atribuciones, a la Secretaría de Economía sobre dicho programa, motivo por el cual una vez que, en su caso, esa autoridad emita la opinión en sentido favorable, se tendrá por aprobado y formará parte del Plan de Desarrollo para la Extracción.

Lo anterior en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos y tomando en consideración la competencia material de la Secretaría de Economía en materia de Contenido Nacional.

En el supuesto de que la Secretaría de Economía emita una opinión en sentido no favorable a dicho programa, PEP estará obligado a presentar una modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción.

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la solicitud de aprobación de la modificación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0089-M-Campo Chuc, 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.



IX. Sentido del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la Modificación al PDE presentado por el Asignatario de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, Artículos 21, 22, 25, 59 fracción I, II, III, IV, V, 62 fracción III y IV de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el PDE dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación ya que la vigencia es de 20 años contados a partir del 13 de agosto de 2014.

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

Con la toma de información como son registros de presión y producción, aforos y la actualización del modelo estático y dinámico, modelos de simulación numérica, modelos integrales yacimiento-pozo-superficie y monitoreo de variables operativas de pozos, se contribuirá a incrementar el 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 PDE establece acciones encaminadas al aseguramiento de la continuidad operativa y de producción a través de 7 RME, dichas actividades ayudarán a obtener un factor de recuperación final a la vigencia de la Asignación de 47.4% para el aceite y 46.9% para el 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

Chuc es un campo maduro, en el cual por el momento no se tienen documentadas oportunidades para la incorporación de Reservas, debido al comportamiento del yacimiento y al avance de su contacto agua-aceite. En este sentido, el Asignatario plantea la recuperación del total de las reservas cuantificadas para la Asignación a través de la presente modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, el taponamiento de pozos y el abandono de infraestructura.

d) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país

Las actividades planteadas por el Operador para llevar a cabo durante la ejecución de la modificación del PDE de la Asignación, consisten en 7 RME las cuales ayudarán al mantenimiento de la producción base. Por lo anterior, se determina que la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo promueve el desarrollo de las actividades de extracción y así, se considera viable continuar la producción de hidrocarburos a través de las actividades de desarrollo, producción y abandono planteadas por el Asignatario.

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 el uso de sistemas artificiales de producción, registros de presión producción y tecnologías empleadas

en la medición, son adecuadas para dar continuidad al desarrollo de la Asignación y maximizar el factor de recuperación, llegando a factores finales de 47.4% de aceite y 46.9% de gas, 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 solicitó la actualización al Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación mediante Resolución CNH.E.37.002/18 de fecha 20 de junio de 2018, el Asignatario presento su información mediante el escrito PEP-DG-SCOC-458-2018 de fecha 13 de agosto de 2018 y la Comisión dio respuesta mediante oficio 250.718/2018 del 12 de noviembre del 2018.

Por lo tanto, de conformidad con los principios de economía y celeridad que rigen la actuación administrativa, con la Solicitud se tiene por actualizado el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural con el que se cumple la meta de aprovechamiento.

g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Asignatario, respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación A-0089-M-Campo Chuc en la solicitud de modificación y aprobación de su Plan de Desarrollo, la cual consiste en manejar y medir la producción de los hidrocarburos desde los pozos hasta los Puntos de Medición mediante los Sistemas de Medición propuestos para petróleo ubicados en la TMDB en el CCC Palomas, para gas en los CPG's Nuevo Pemex, Cd. Pemex, Cactus y CDGM Cd. Pemex; y para Condensados los sistemas de los CPG's Nuevo Pemex y Cactus, los cuales fueron presentados como parte de los Mecanismos de Medición en el Plan de Desarrollo, comprometiéndose con esto a las fechas de ejecución y entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados, así mismo fueron revisados y evaluados para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, en los términos que establecen los LTMMH, cumpliendo así con la normatividad vigente para la medición dinámica y estática de los hidrocarburos a producirse.

Por lo que, derivado de lo anterior, y como 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 Asignatario, conforme a la evaluación de los Mecanismos de Medición del presente Dictamen, en atención a las siguientes consideraciones:

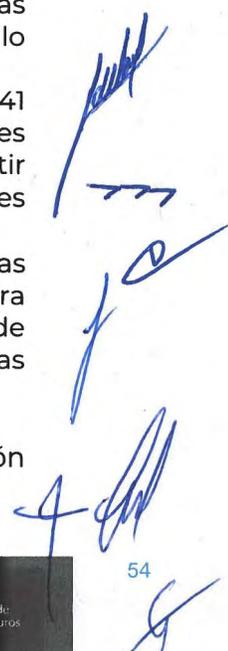
Respecto a las actividades propuestas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo, se concluye lo siguiente:

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Asignatario para el Plan de Desarrollo, con base en el artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:
 - i. 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, 21, 22, 23, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.

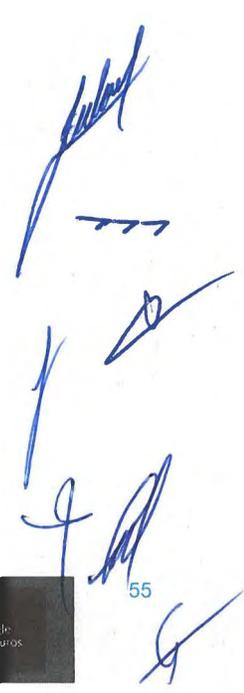
- ii. Se analizó la información proporcionada por el Asignatario respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
- iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario.
- iv. 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 250.735/2019 de fecha 11 de noviembre de 2019, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-049 recibido en esta Comisión el 19 de noviembre de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario y correspondiente a la Asignación A-0089-M-Campo Chuc, "...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la Comisión relacionado con esta propuesta.", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- 1) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
- 2) Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los Lineamientos Técnicos.
- 3) De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el Punto de Medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos, observando en todo momento lo indicado en este artículo.
- 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos lineamientos.
- 5) Dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.

- b) 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. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medición se concluye que es viable y adecuada en su implementación para la Asignación.
- b. 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 las Figuras 1 y 2 del presente dictamen.
- c. Se determina que 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.
- d. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte del Asignatario, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.
- e. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área de Asignación Campo Chuc en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, el Asignatario deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo presentado, por lo que ya no se deberá utilizar la metodología del Séptimo Transitorio ni considerar el Punto de Medición del Anexo III de los LTMMH.



X. Recomendaciones

- Realizar las actividades de abandono de conformidad con los términos y condiciones del Asignación, y las Mejores Prácticas de la Industria, esto incluye el retiro y desmantelamiento de materiales, incluyendo el taponamiento definitivo y abandono de pozos, desmontaje y retiro de plantas, plataformas, instalaciones, maquinaria y equipos utilizados para la realización de las actividades. Además, buscar y evaluar alternativas que permitan disminuir los costos de las actividades de abandono (pozos, ductos y plataformas).
- Analizar la factibilidad técnica y económica de implementar procesos de recuperación adicionales, distintos a los cancelados, con el objetivo de incrementar la recuperación de Hidrocarburos, elevar el factor de recuperación final del campo y disminuir la producción de agua.
- Analizar la factibilidad de utilizar tecnologías y métodos que ayuden a mitigar el flujo de agua en el yacimiento y la irrupción de agua en los pozos.

[Handwritten signatures and marks]
777
56

XI. Opinión de la modificación al Anexo 2 del Título de Asignación

El Término y Condición Quinto del Título de Asignación establece que las actividades de Extracción se llevarán a cabo en los términos que establezca el Plan y el Compromiso Mínimo de Trabajo establecido en el Anexo 2 del Título. De igual forma indica que, el Asignatario podrá solicitar autorización para retrasar o suspender los trabajos establecidos en el Plan de Desarrollo para la Extracción, siempre y cuando se justifiquen las causas.

De acuerdo con el Compromiso Mínimo de Trabajo presentado en el Anexo 2 del Título de Asignación (Tabla 27), el Asignatario adquirió el compromiso de cumplir con las actividades físicas e inversiones establecidas en su Plan Vigente. Por lo anterior, en la *Tabla 10* Tabla 28 se presenta lo real ejecutado por el Asignatario en la Asignación.

Año	CMT.Perf.	CMT.Term.	CMT.RMA	CMT.Inv. (mmpesos@2014) ¹	CMT.Inv. (mmpesos@2019) ²	CMT.Inv (mmusd@2019) ³
2015	-	-	6	2,029	1,946	147.40
2016	1	-	1	2,227	2,136	161.79
2017	1	-	1	4,210	4,037	305.85
2018	-	-	-	321	308	23.32
2019	-	-	-	312	299	22.67
2020	-	-	-	272	261	19.76
2021	-	-	-	172	165	12.50
2022	-	-	-	116	111	8.43
2023	-	-	-	102	98	7.41
2024	-	-	-	239	229	17.36
2025	-	-	-	277	266	20.12
2026	-	-	-	188	180	13.66
Total	2	-	8	10,465	10,035	760.26

¹A precios de 2014

²Inversiones del CMT actualizados a pesos@2019, El factor de inflación utilizado para la actualización es de 0.959.

³Tipo de cambio utilizado pesos/usd.

Tabla 27. Compromiso Mínimo de Trabajo, Asignación A-0089.

(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

Año	Real.Perf.	Real.Term.	Real.RMA	Real.Inv. (mmpesos)C/Año4	Real.Inv. (mmpesos@2019)5	Real.Inv (mmusd@2019)6
2015*	0	0	2	2,790	2,908	183.43
2016	0	0	1	2,194	2,350	125.94
2017	0	0	0	1,174	1,205	63.64
2018	0	0	0	1,927	1,894	98.44
2019	0	0	0	381	381	19.77
Total	0	0	3	8,466	8,737	491

*Incluye las actividades realizadas por el Asignatario durante el periodo agosto 2014 a diciembre de 2014.

⁴inversión reportada por el Asignatario correspondiente a pesos@2015, pesos@2016, pesos@2017, pesos@2018 y pesos@2019, respectivamente.

³Inversiones real actualizada a pesos@2019. Los factores de inflación utilizados para la actualización son:

2015 = 1.163558

2016 = 1.120317

2017 = 1.078683

2018 = 1.038597

⁵Tipo de Cambio Utilizado 20.5 pesos/usd.

Tabla 28. Real ejecutado por el Asignatario (agosto de 2014 – sep 2019).
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

Año	Perf. (Real- CMT)	Term. (Real- CMT)	RMA (Real- CMT)	Inv. (CMT-Real) (mmusd@2019)
2015	0	0	-4	73
2016	-1	0	0	.16
2017	-1	0	-1	-215
2018	0	0	0	120
2019	0	0	0	6
Total	-2	0	-5	0.88

Tabla 29. Desviaciones entre el CMT y lo Real ejecutado (2015 – sep 2019) por el Asignatario.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

Derivado de las desviaciones presentadas en la Tabla 29, la Dirección General de Seguimiento de Asignaciones, solicitó al Asignatario la justificación de éstas, que para lo cual expuso lo siguiente:

- En el caso de las perforaciones, el primer pozo no se llevó a cabo debido a que se reevaluó el caso de negocio de la perforación contra una reentrada en la misma zona y ambas resultaron técnica y económicamente similares, por lo que la limitante de conductores en Chuc-A, dio pauta para tomar la decisión de optar por la reentrada. La segunda perforación se canceló debido a la pérdida de oportunidad por el avance del contacto agua-aceite.
- Las 5 reparaciones mayores estaban contempladas en el proyecto de inyección de gas, el cual al sufrir la actualización de precios del aceite y gas perdió valor reflejado en indicadores económicos negativos después de impuestos, por lo anterior se cambió la filosofía de operación de las obras consideradas para el proyecto para dar soporte y flexibilidad al BN implantado actualmente en el campo.
- El diferencial de inversión se debió a la cancelación del proyecto de contrapresión en el sistema Homol-Chuc.

CONCLUSIONES

Derivado del análisis anterior y tomando en consideración las actividades programadas en el Plan de Desarrollo vigente, se propone modificar el CMT en los siguientes términos:

Metas físicas (número)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Perforaciones ¹²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Terminaciones ¹²	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reparaciones mayores ¹²	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 30. Propuesta de CMT para la Asignación A-0089.

1 2015-2018: Conforme a lo real ejecutado por el Asignatario.

2 2019 -2026: Conforme al CMT, establecido en el Título vigente de la Asignación.

Lo anterior, considerando:

- 1) Modificar el CMT en perforaciones, terminaciones y reparaciones mayores en el periodo 2015 a 2018, conforme a lo real ejecutado. Lo anterior, considerando que las justificaciones del Asignatario hayan sido aceptadas técnicamente por la Dirección General de Dictámenes de Extracción y el Órgano de Gobierno, respecto al aparente desfase o reducción de actividades, dado que no se realizó lo establecido en el CMT.
- 2) No modificar el CMT de perforaciones, terminaciones y reparaciones mayores en el periodo 2019 a 2026, dado que en el nuevo Plan no se contempla realizar actividades adicionales, asimismo, en el CMT vigente no se establece actividades de perforación, terminación y reparaciones mayores para el mismo periodo:

ELABORÓ



ING. PAULINA ANAID ARIAS NACAR

Subdirectora de Área
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

ELABORÓ



ING. GUSTAVO RODRÍGUEZ NARES

Jefe de Departamento
Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción

ELABORÓ



MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA

Directora General Adjunta
Dirección General de Prospectiva y
Evaluación Económica

REVISÓ



ING. JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA

Director General Adjunto
Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción

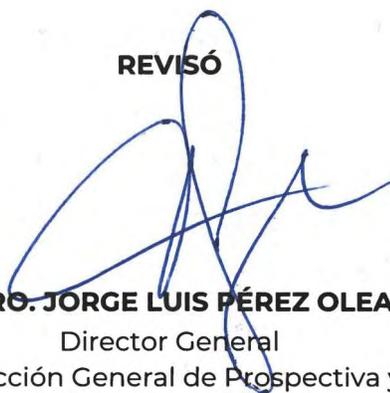
REVISÓ



MTR. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ

Director General
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

REVISÓ



MTR. JORGE LUIS PÉREZ OLEA

Director General
Dirección General de Prospectiva y
Evaluación Económica



AUTORIZÓ



ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ
Titular de la Unidad
Técnica de Extracción y su Supervisión

Los firmantes del presente dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37 y 42 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-0089-M-Campo Chuc.

