

Asignación A-0003-M-Campo Agave

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

Pemex Exploración y Producción

Octubre 2019



777



CNH
Comisión Nacional de Hidrocarburos

I.	DATOS GENERALES DEL ASIGNATARIO	4
II.	CRONOLOGÍA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN	6
III.	CRITERIOS DE EVALUACIÓN	7
IV.	ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN	8
A)	CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN.....	8
B)	MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN	9
C)	VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS.....	10
D)	COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO.....	12
E)	COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	15
F)	ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	17
G)	COMPARATIVO DEL CAMPO AGAVE	19
H)	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	21
I)	MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	26
J)	COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	37
K)	PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL.....	38
V.	MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN	40
VI.	SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	45
VII.	PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL	46
VIII.	RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO	47
A)	<i>ACCELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS</i>	47
B)	<i>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</i>	47
C)	<i>LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN Y, A PARTIR DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS</i>	47
D)	<i>PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS</i>	47

gas

J
777
CP
2
CB

E) LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES.. 47

F) EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL..... 48

G) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS 48

IX. RECOMENDACIONES 52

I. Datos generales del Asignatario

El Asignatario promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos (Plan de Desarrollo) en la Asignación A-0003-M-Campo Agave, es la empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP), por medio de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio adscrita a la Subdirección de Aseguramiento Tecnológico, con facultades para representar a PEP en términos de los artículos 44, fracción I; 46, fracción XII del Estatuto Orgánico de PEP publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 5 de enero de 2017. Los datos de la Asignación se muestran en la Tabla 1.

Concepto	
Nombre	A-0003-M- Campo Agave
Estado y municipio	Tabasco, Jalapa y Centro
Área de Asignación	208.527 km ² .
Fecha de emisión	13 de agosto de 2014
Vigencia	20 años a partir del 13 de agosto de 2014
Tipo de Asignación	Extracción de hidrocarburos
Profundidad para extracción	Eoceno y Cretácico Superior
Yacimientos y/o Campos	Brechas, Calizas, Dolomías y Brechas carbonatadas
Colindancias	A-0312-M-Campo Sitio Grande y A-0306-M-Campo Shishito
Otras características	Yacimiento naturalmente fracturado

Tabla 1. Datos generales de la Asignación. (Fuente: PEP).

La Asignación A-0003-M-Campo Agave se localiza a 25 km al sur de la ciudad de Villahermosa, Tabasco (Figura 1).

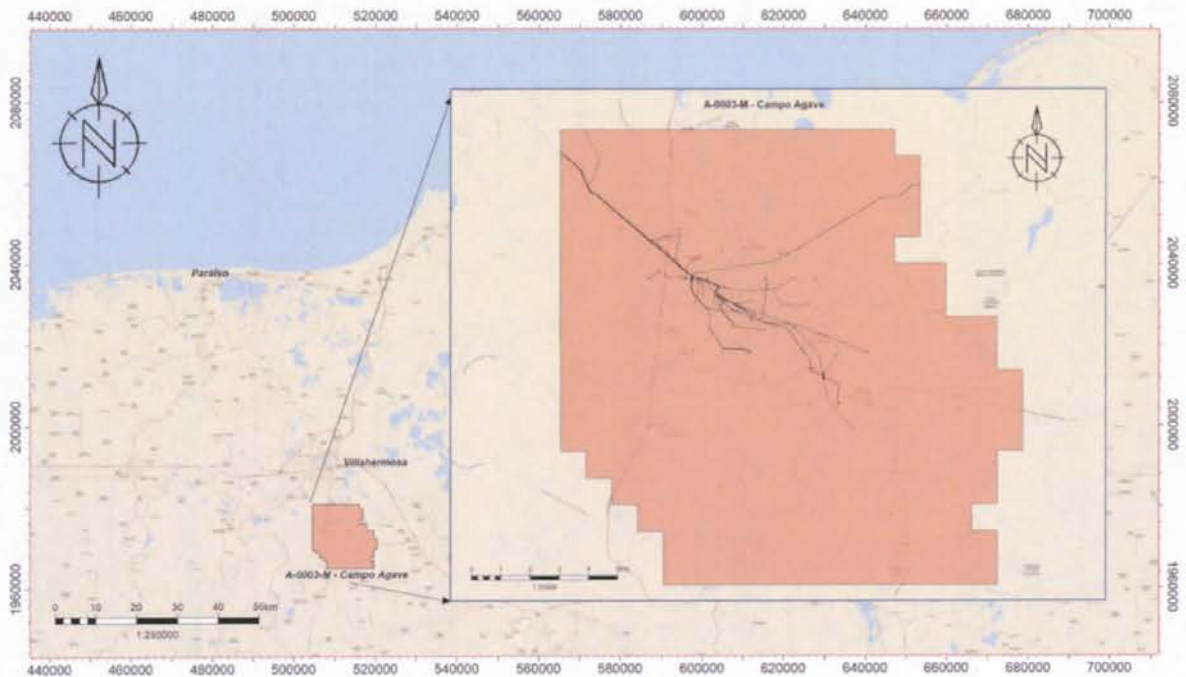


Figura 1. Ubicación de la Asignación A-0003-M-Campo Agave.

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

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

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	92° 51' 00"	17° 48' 00"	15	92° 49' 30"	17° 41' 00"
2	92° 51' 00"	17° 47' 30"	16	92° 49' 30"	17° 40' 30"
3	92° 50' 30"	17° 47' 30"	17	92° 49' 00"	17° 40' 30"
4	92° 50' 30"	17° 46' 00"	18	92° 49' 00"	17° 39' 30"
5	92° 51' 00"	17° 46' 00"	19	92° 55' 30"	17° 39' 30"
6	92° 51' 00"	17° 45' 30"	20	92° 55' 30"	17° 40' 30"
7	92° 50' 00"	17° 45' 30"	21	92° 56' 00"	17° 40' 30"
8	92° 50' 00"	17° 44' 30"	22	92° 56' 00"	17° 41' 00"
9	92° 49' 00"	17° 44' 30"	23	92° 56' 30"	17° 41' 00"
10	92° 49' 00"	17° 43' 30"	24	92° 56' 30"	17° 41' 30"
11	92° 48' 30"	17° 43' 30"	25	92° 57' 00"	17° 41' 30"
12	92° 48' 30"	17° 42' 00"	26	92° 57' 00"	17° 42' 00"
13	92° 49' 00"	17° 42' 00"	27	92° 57' 30"	17° 42' 00"
14	92° 49' 00"	17° 41' 00"	28	92° 57' 30"	17° 48' 00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación A-0003-M-Campo Agave.
(Fuente: CNH con información de PEP).

II. Cronología del proceso de revisión y evaluación de la información

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del dictamen de la modificación al Plan de Desarrollo propuesto por PEP, involucró la participación de cuatro direcciones generales de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, la Dirección General de Reservas 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:SS.7/3/34/2019 Dictamen Modificación Plan de Desarrollo A-0003-M Campo Agave, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

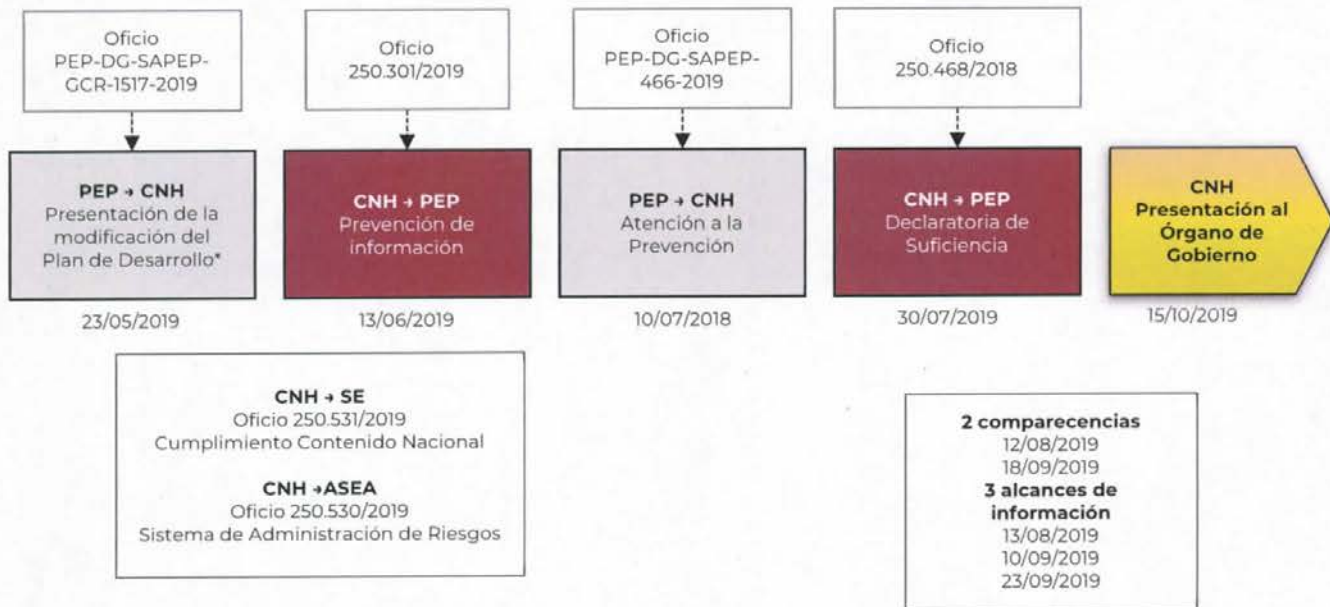


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución. (Fuente: CNH).

III. 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 la modificación del 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 7 y 8, fracción II de los "Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones" (en adelante, Lineamientos), publicados en el DOF el 13 de noviembre de 2015, mismos que han sido modificados por acuerdos publicados en el DOF el 21 de abril de 2016 y el 22 de diciembre de 2017, para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos a la modificación al Plan de Desarrollo.

Cabe señalar, que el presente Dictamen se emite en atención a que PEP manifestó expresamente presentar la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de conformidad a lo establecido en el Transitorio Séptimo de los LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, publicados en el DOF el 12 de abril de 2019.

Al respecto, se advierte que las modificaciones propuestas por PEP al Plan de Desarrollo cumplen con los requisitos establecidos en los artículos 7, fracciones I, II, III y VI, 8, fracción II, incisos a), b), c), d), e), f), g) y h), 40, fracción II, inciso a), b) y h) 41, y el Anexo II de los Lineamientos.

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 6, fracción II, 7, 8 fracción II, 11, 20, 40, fracción II, incisos a), b) y h) 41 de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en la modificación al 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.

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

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

IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

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

El Campo Agave fue descubierto en junio del 1976 con la perforación del pozo Agave-52, productor de gas y condensado en los yacimientos Brechas BII y KS BI, en estos, predominan primordialmente las secuencias de rocas carbonatadas, sobre una superficie discordante de brechas calcáreas. El Campo Agave, cuenta con otros dos yacimientos, KS BIII y KS BV, descubiertos mediante el pozo Agave-1001 y productores de aceite negro hasta el año 2019, dado que para 2020, las reservas remanentes de ambos yacimientos han sido cuantificadas en cero. Para el año 2020, el Campo producirá, a través de 9 pozos, condensado y gas de los yacimientos Brechas BII y KS BI.

Las principales características geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y yacimientos, así como el factor de recuperación de la Asignación A-0003-M-Campo Agave se muestran en la Tabla 3.

Características generales	Brechas BII	KS BI
Área (km ²)	10	20
Año de descubrimiento	1976	1976
Fecha de inicio de explotación	1977	1977
Profundidad promedio (m)	4100	4300
Elevación (m)	38	38
Pozos		
Número y tipo de pozos perforados en la Asignación	54	
Número y tipo de pozos perforados campo Agave	15	39
Estado actual de pozos	9 productores de gas y condensado, un inyector de agua*	
Cerrados	1	9
Con posibilidad de explotación	-	2
Sin posibilidad de explotación	1	7
Taponados	11	23
Tipo de sistemas artificiales de producción	Sarta de velocidad	
Marco Geológico		
Era, periodo y época	Mesozoico, Cretácico y Superior	
Cuenca	Pilar Reforma-Akal	
Play	Cretácico Superior	
Régimen tectónico	Compresivo-Distensivo	
Ambiente de depósito	Talud, Cuenca	Plataforma
Litología almacén	Carbonato - Brechas calcáreas	
Propiedades petrofísicas		
Mineralogía	Arcilla, Calcita, Dolomía	
Saturación de agua inicial (%)	26-45	28-35
Porosidad (%) y tipo	3-7, Primaria, Secundaria	
Permeabilidad (mD)	0.39-14	0.34-42
Espesor neto y bruto promedio (m)	8-230/55-288	62-340/94-360

Relación neto/bruto	0.14-0.63	0.64-0.96
Propiedades de los fluidos**		
Tipo de hidrocarburos	Gas y Condensado	
Densidad del condensado (°API) @c.s	-	40.3
Densidad del condensado (°API) @c.y.	(a) N/A	
Densidad del condensado (gr/cm ³) @ Sup	-	0.8238
Viscosidad (cp) @ c.y./ c.s.(b)	-	0.204/0.833
Relación gas - aceite (m ³ /m ³) inicial y actual	-	1498/1289
Bg (m ³ /m ³) inicial y actual	0.003567/0.004412	
Calidad y contenido de azufre (%mol)	N/A	
Presión de saturación o rocío (kg/cm ²)	-	409
Factor de conversión del gas (b/Mpc)	0.234	
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	1,140.716	
Propiedades del yacimiento		
Temperatura (°C)	124 @ 3920 mbNM	132 @ 4685 mbNM
Presión inicial (kg/cm ²)	417 @ 4090 mbNM	494 @ 4090 mbNM
Presión actual (kg/cm ²)	353 @ 4090 mbNM	361 @ 4090 mbNM
Mecanismos de empuje principal y secundario	Empuje Hidráulico	
Extracción		
Métodos de recuperación secundaria	N/A	
Métodos de recuperación mejorada	N/A	
Gastos actuales (bd / MMpcd)	195/1.2	541/2.6
Gastos máximos y fecha de observación (bd / MMpcd)	5,513.2 (02-1998) / 97 (12-1999)	56, 673 (01-1982) / 553 (10-1981)
Corte de agua (%)	62	82

* Inyector de agua congénita.

** En la formación Brecha no se cuenta con PVT / IMP Análisis PVT pozo Agave 52, octubre de 1979

(c) N/A, los grados API se referencian a condiciones de superficie.

(d) Core Labs. Reservoir Fluid Study Well Agave 1-B, julio 1977

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

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

El motivo de la modificación del Plan de Desarrollo de la Asignación A-0003-M-Campo Agave se debe a que se requiere una mayor inversión a la documentada en Ronda Cero, dado que la que se tenía prevista se agotó derivado de la ejecución de intervenciones mayores y menores para el mantenimiento de la producción, la optimización de la infraestructura y el mantenimiento correctivo a ductos. Actividades que han permitido modificar el factor de declinación y atenuar el ritmo de abatimiento de presión en el campo, así como, incrementar los factores de recuperación de hidrocarburos.

Con base en el artículo 40 fracción II incisos a), b) y h) de los Lineamientos, el Plan de Desarrollo de la Asignación A-0003-M-Campo Agave se modifica debido a:

- Que hay un cambio en la estrategia de extracción debido a la mayor actividad contemplada.
- Debido a la actualización en los volúmenes originales y en la cuantificación de reservas.

- Existe una variación en el monto total de inversión de un incremento de más de 100 % respecto al total contemplado en el Plan Vigente contra lo erogado más lo contemplado en la modificación propuesta.

La modificación contempla el mantenimiento a la producción base con 2 reparaciones mayores, 12 reparaciones menores, 20 taponamientos y el abandono de 4 ductos y una instalación, con una inversión de 17.1 millones de dólares (MMUSD) con un gasto de operación a erogar de 14.4 MMUSD, que permitirán recuperar en el período 2019-2030 un volumen de 0.8 MMb de condensado¹ y 5.0 MMMpc de gas.

Adicionalmente, se plantea un cambio en la cuantificación de las reservas de la Asignación y en el fluido producido para el año 2020, dado que, la producción histórica del campo hasta el año 2019 se reportó oficialmente como aceite y gas asociado derivado del manejo de la producción en superficie, ya que se mezcla con la producción de otros campos. Sin embargo, los yacimientos actualmente productores son de gas y condensado por lo que el Asignatario propone la regularización de la producción de la Asignación A-0003-M - Campo Agave como condensado y gas no asociado, considerándolo en las evaluaciones económica y en el régimen fiscal.

c) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

La Asignación tiene una producción acumulada al 31 de diciembre del año 2018 de 138.1 MMb de aceite² y 1275.6 MMMpc de gas natural; la producción promedio en agosto del 2019 fue de 0.669 Mbd de aceite y 5.655 MMpcd de gas.

Las reservas 1P al 01 de enero de 2019 son de 12.9 MMb de aceite y 52.7 MMMpc de gas y se muestran en la siguiente

Año	Volumen original		Categoría de reservas	Factor de recuperación		Reserva remanente				Producción acumulada	
	Aceite MMb	Gas natural MMMpc		1P, 2P o 3P	Aceite %	Gas %	Aceite MMb	Gas MMMpc	Condensado MMb	PCE MMb	Aceite MMb
2019*	254.5	2299.0	1P	54.6	55.7	0.8	5.0	0.0	2.0	138.1	1275.6
	254.5	2299.0	2P	54.6	55.7	0.8	5.0	0.0	2.0		
	254.5	2299.0	3P	54.6	55.7	0.8	5.0	0.0	2.0		
2018	254.5	2299.0	1P	54.5	55.6	0.9	5.0	0.0	2.1	137.8	1273.8
	254.5	2299.0	2P	54.5	55.6	0.9	5.0	0.0	2.1		
	254.5	2299.0	3P	54.5	55.6	0.9	5.0	0.0	2.1		
2017	254.5	2299.0	1P	54.6	55.6	1.4	7.4	0.0	3.1	137.5	1271.6
	254.5	2299.0	2P	54.6	55.6	1.4	7.4	0.0	3.1		
	254.5	2299.0	3P	54.6	55.6	1.4	7.4	0.0	3.1		
2016	254.5	2299.0	1P	54.2	55.4	1.0	3.7	0.0	1.9	137.1	1269.1
	254.5	2299.0	2P	54.2	55.4	1.0	3.7	0.0	1.9		
	254.5	2299.0	3P	54.2	55.4	1.0	3.7	0.0	1.9		
2015	254.5	2299.0	1P	53.4	55.3	1.1	6.4	0.1	2.8	136.8	1267.4
	258.0	2301.8	2P	53.4	55.3	1.1	6.4	0.1	2.8		

¹ En el año 2019 las reservas de la Asignación se clasifican como aceite y gas, la reclasificación y cuantificación de las mismas a gas y condensado se propone para 2020.

² Derivado del manejo de la producción, y para fines del presente dictamen, el Asignatario refiere como aceite a la mezcla derivada de la producción de aceite y condensado extraída del Campo Agave.

258.0	2301.8	3P	53.4	55.3	1.1	6.4	0.1	2.8
-------	--------	----	------	------	-----	-----	-----	-----

*Hasta 2019 denominado aceite, propuesta fluido Plan Nuevo Condesado.

Tabla 4.

Año	Volumen original		Categoría de reservas	Factor de recuperación		Reserva remanente				Producción acumulada	
	Aceite MMb	Gas natural MMMpc		1P, 2P o 3P	Aceite %	Gas %	Aceite MMb	Gas MMMpc	Condensado MMb	PCE MMb	Aceite MMb
2019*	254.5	2299.0	1P	54.6	55.7	0.8	5.0	0.0	2.0	138.1	1275.6
	254.5	2299.0	2P	54.6	55.7	0.8	5.0	0.0	2.0		
	254.5	2299.0	3P	54.6	55.7	0.8	5.0	0.0	2.0		
2018	254.5	2299.0	1P	54.5	55.6	0.9	5.0	0.0	2.1	137.8	1273.8
	254.5	2299.0	2P	54.5	55.6	0.9	5.0	0.0	2.1		
	254.5	2299.0	3P	54.5	55.6	0.9	5.0	0.0	2.1		
2017	254.5	2299.0	1P	54.6	55.6	1.4	7.4	0.0	3.1	137.5	1271.6
	254.5	2299.0	2P	54.6	55.6	1.4	7.4	0.0	3.1		
	254.5	2299.0	3P	54.6	55.6	1.4	7.4	0.0	3.1		
2016	254.5	2299.0	1P	54.2	55.4	1.0	3.7	0.0	1.9	137.1	1269.1
	254.5	2299.0	2P	54.2	55.4	1.0	3.7	0.0	1.9		
	254.5	2299.0	3P	54.2	55.4	1.0	3.7	0.0	1.9		
2015	254.5	2299.0	1P	53.4	55.3	1.1	6.4	0.1	2.8	136.8	1267.4
	258.0	2301.8	2P	53.4	55.3	1.1	6.4	0.1	2.8		
	258.0	2301.8	3P	53.4	55.3	1.1	6.4	0.1	2.8		

*Hasta 2019 denominado aceite, propuesta fluido Plan Nuevo Condesado.

Tabla 4. Volumen original y Reservas al 01 de enero de 2019. (Fuente: PEP).

En el proceso de estimación y cuantificación de reservas al 1º de enero de 2016, se ajustó -3.5 MMb de aceite y -2.9 MMMpc en las reservas del KS Bloque III por la cancelación de la localización Agave-1003, derivado del comportamiento de producción del pozo Agave-1001 en el periodo 2005-2007. Es importante destacar que de 2016 a 2017, existe un incremento en las reservas de la Asignación del 133% para el aceite y 516% para el gas, considerando la producción de 2016, dado que el campo produjo más de lo estimado y se actualizaron los perfiles de producción.

A continuación, en la *Propuesta de Reservas de condensado para 2020.

Figura 3 y *Propuesta de Reservas de gas para 2020.

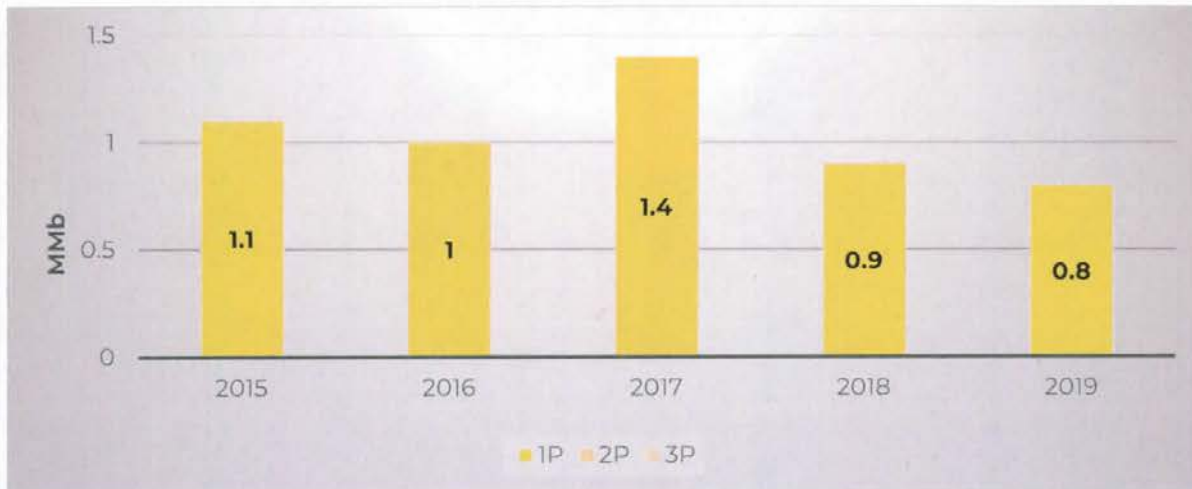
Figura 4 se puede observar respectivamente, las Reservas de aceite y gas, para la Asignación A-0003-M-Campo Agave.

Gas

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

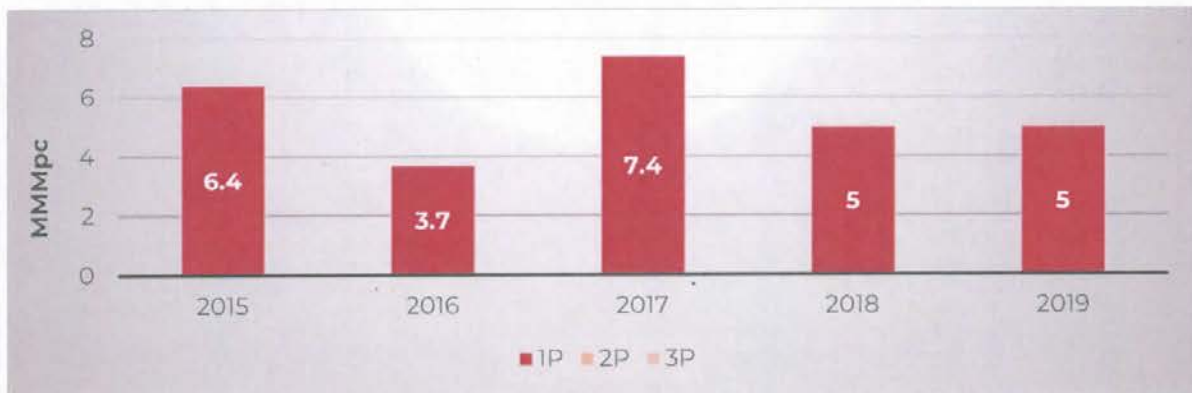
[Handwritten signature]



*Propuesta de Reservas de condensado para 2020.

Figura 3. Evolución de las Reservas de Aceite de la Asignación A-0003-M-Campo Agave, certificadas al 1° de enero de 2019.

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



*Propuesta de Reservas de gas para 2020.

Figura 4. Evolución de las Reservas de Gas Natural de la Asignación A-0003-M-Campo Agave, certificadas al 1° de enero de 2019.

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

El volumen de hidrocarburos a recuperar planteado por el Asignatario, dentro de la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, es de 0.8 MMB de condensado, y 5.0 MMMPC de gas, ambas cifras de reservas, estimadas al 1 de enero de 2019. Cabe destacar que para el año 2020 y posteriores, el fluido a reportar dada la propuesta del Asignatario será condensado y gas no asociado.

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

En la Tabla 5 se presenta un comparativo de los costos y la actividad física del Plan de Desarrollo vigente y los costos y la actividad física real llevada a cabo por el Asignatario a 2018 y en la Tabla 6 la actividad física propuesta por PEP a realizar en la presente solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo.

Del análisis de la actividad física ejecutada contra la aprobada en el Plan Vigente, se advierte que a la fecha PEP ha realizado 3 reparaciones mayores en los años 2015 a 2018 dentro de la Asignación.

Año	Qo (mbd)		Qg (mmpcd)		Perf. (número)		Term. (número)		RME (número)		RMA (número)		Inversión (MMusd)		Gastos de Op. (MMusd)	
	Plan	Real	Plan	Real ¹	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan ²	Real ³	Plan ²	Real ³
2015	1.1	0.94	5.1	4.79	0	0	0	0	0	0	3	0	3.0	2.2	2.8	0.0
2016	1.0	1.09	4.3	6.39	0	0	0	0	0	0	0	2	2.1	6.0	2.4	0.3
2017	0.6	0.89	3.0	5.81	0	0	0	0	0	0	0	0	1.4	8.6	1.8	0.8
2018	0.4	0.70	1.9	4.45	0	0	0	0	0	0	0	1	1.1	2.1	1.2	2.9

Tabla 5. Comparación de avance entre el Plan vigente vs real ejecutado, en la Asignación A-0003.

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 (T.C. 20.5 pesos/usd). El factor de inflación utilizado para la actualización es de 1.21

³Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a pesos@2019 (T.C. 20.5 pesos/usd). Los factores de inflación utilizados para la actualización son:

2015 = 1.163558
 2016 = 1.120317
 2017 = 1.078683
 2018 = 1.038597

Plan	Actividad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Modificado	Perforación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Terminación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ductos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Infraestructura	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Reparaciones mayores	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0
	Reparaciones menores ¹	4	1	3	0	3	0	1	0	0	0
	Plantas Estaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Taponamientos ²	0	0	0	0	0	0	8	8	3	1
	Abandono de ductos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
	Abandono de instalaciones ³	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Plan	Actividad	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
Modificado	Perforación	0	0	0	0	0	0	0
	Terminación	0	0	0	0	0	0	0
	Ductos	0	0	0	0	0	0	0
	Infraestructura	0	0	0	0	0	0	0
	Reparaciones mayores	0	0	0	0	0	0	2

Reparaciones menores¹	0	0	0	0	0	0	0	12
Plantas Estaciones	0	0	0	0	0	0	0	0
Taponamientos²	0	0	0	0	0	0	0	20
Abandono de ductos	0	0	0	0	0	0	0	4
Abandono de instalaciones³	1	0	0	0	0	0	0	1

Las cifras pueden no coincidir por el redondeo.

¹Las RME incluyen limpiezas de aparejo y estimulaciones.

²Taponamiento considera solo abandono de pozos asociado a líneas de descarga.

³Abandono de la instalación considera la Batería de Separación Agave.

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

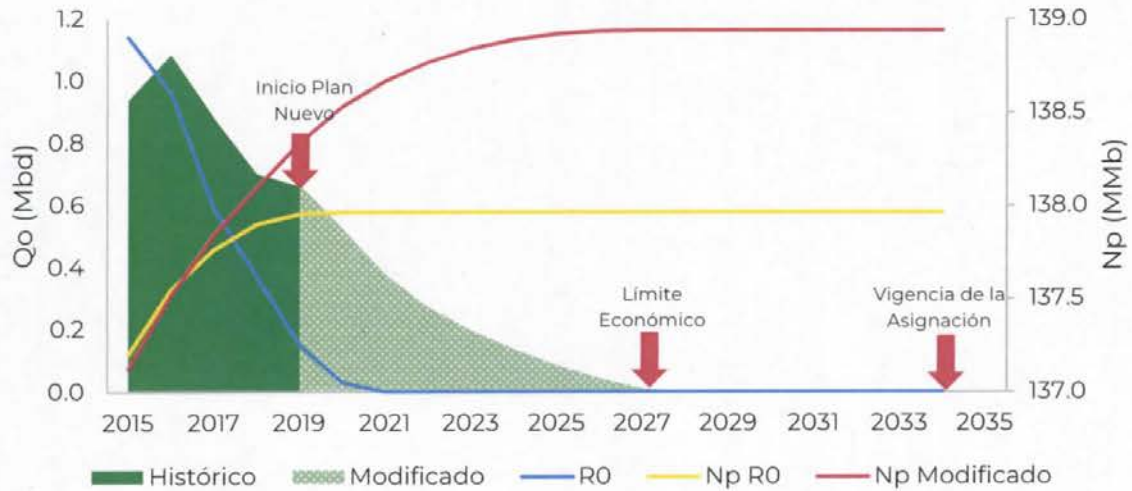
En la Tabla 7 se presenta la actividad física que el Asignatario documentó en el Plan Vigente.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Total
Perforaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Terminaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reparaciones mayores	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 7. Actividad documentada en el Plan Vigente. (Fuente: PEP).

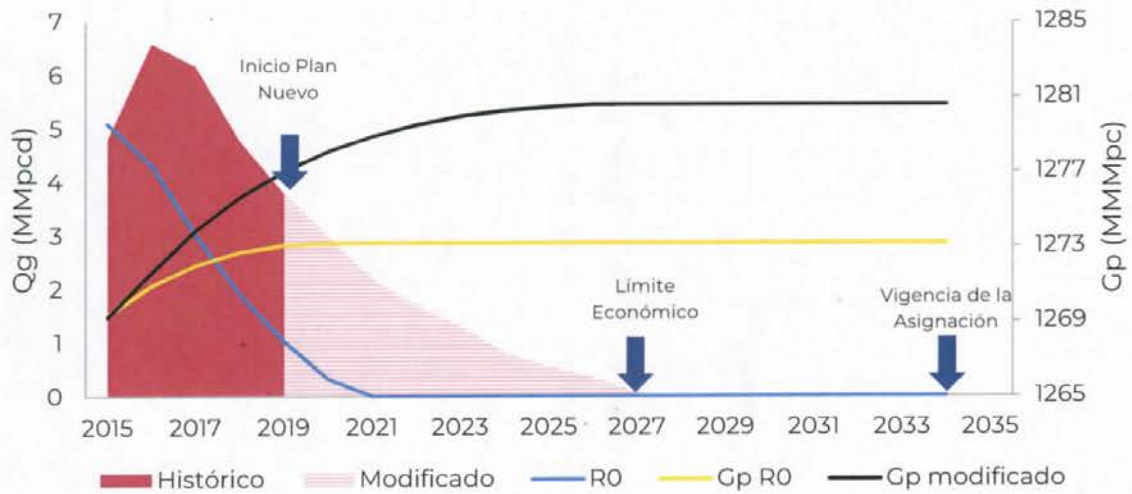
Derivado del análisis de la información remitida por PEP, se observa que fueron ejecutadas las 3 reparaciones mayores documentadas en el Plan Vigente, por lo que el Asignatario cumplió con el Compromiso Mínimo de Trabajo establecido en el Anexo 2 del Título de la Asignación, asimismo, se observa que las actividades solicitadas en la modificación se requieren para mantener la producción del Campo hasta el límite económico.

En la Figura 5 y Figura 6 se observa el comparativo de los escenarios Plan Vigente, producción histórica real y el escenario propuesto en la modificación del Plan de Desarrollo, para aceite y gas.



*Compromiso Mínimo de Trabajo

Figura 5. Perfiles de producción, histórico de aceite y pronóstico de condensado. (Fuente: PEP).



*Compromiso Mínimo de Trabajo

Figura 6. Perfiles de producción de gas. (Fuente: PEP).

De las Figuras 5 y 6, se observa que, con la modificación propuesta, el Asignatario estima recuperar 1 MMb de condensado y 7.4 MMMpc de gas natural, ambos adicionales a lo estimado recuperar a través del Plan Vigente R0 para el periodo 2015 – 2027.

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

Con el objetivo de proponer la mejor alternativa para la propuesta de modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, el Asignatario planteó tres que se describen en la Tabla 9, las cuales están enfocadas a la recuperación de la reserva remanente. Cabe destacar, que la Asignación A-0003-M-Campo Agave, es capaz de operar, hasta el término de su pronóstico de producción, con las instalaciones actualmente existentes.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number '777' and a circled '15'.

Alternativa 1: Considera el mantenimiento de la producción base mediante diez limpiezas de aparejo, dos estimulaciones al pozo inyector y optimizaciones, permitiendo recuperar parte de la reserva en categoría 1P del campo.

Alternativa 2 (Seleccionada): Tiene como objetivo, continuar con el desarrollo de la Asignación A -0003 – M – Campo Agave en los yacimientos de Cretácico Superior (KS BI) y Brechas BII, para el período 2019 – 2030, mediante dos reparaciones mayores sin equipo (de las cuales una es para un pozo inyector), mantenimiento de la producción base mediante diez limpiezas de aparejo, dos estimulaciones al pozo inyector y optimizaciones, permitiendo recuperar la reserva en categoría 1P del campo. Así mismo se continuará con la operación y mantenimiento de la infraestructura actual.

Alternativa 3: Contempla continuar con el desarrollo de la Asignación A -0003 – M – Campo Agave en los yacimientos de Cretácico Superior (KS BI) y Brechas BII, para el período 2019 – 2030, mediante tres reparaciones mayores, 2 sin equipo y una con equipo (de las cuales una es para un pozo inyector), mantenimiento de la producción base mediante diez limpiezas de aparejo, dos estimulaciones al pozo inyector y optimizaciones, permitiendo recuperar la reserva en categoría 1P del campo. Así mismo se continuará con la operación y mantenimiento de la infraestructura actual.

La diferencia entre la Alternativa 2 y la 3, es que la segunda consiste en una reparación mayor adicional con equipo, la cual no cuenta con reserva cuantificada al 1º de enero de 2019. Dicha Alternativa 3 no es rentable, debido al costo de la reparación mayor con equipo y el bajo volumen de hidrocarburos a recuperar de la misma.

El Asignatario elige la Alternativa 2 debido a que representa la mayor recuperación de Hidrocarburos con la máxima rentabilidad para la Asignación A-0003-M- Campo Agave en un periodo de 2019-2030. La evaluación de las alternativas se presenta en la Tabla 8.

Características	Alternativa 1	Alternativa 2 (Seleccionada)	Alternativa 3
Metas Físicas (Número)			
Terminación de pozos intermedios	0	0	0
Terminación de pozos de desarrollo	0	0	0
Intervenciones mayores a pozos	0	2	3
Reparaciones menores a pozos	12	12	12
Macroperas	0	0	0
Cabezales	-	-	-
Ductos	-	-	-
Equipos	-	-	1
Producción			
Aceite (MMb)*	0.7	0.8	0.9
Gas (MMMpc)	4.6	5.0	5.4
Gastos de operación (MMUSD)	13.1	14.4	15.7
Inversiones (MMUSD)	16.5	17.1	19.5
Indicadores económicos			

[Handwritten signature]

777

[Handwritten signature]

16

[Handwritten signature]

VPN AI (MMUSD)	19.7	22.1	22.8
VPN DI (MMUSD)	6.6	8.5	8.6
VPI (MMUSD)	13.4	13.9	16.2
VPN/VPI AI	1.5	1.6	1.4
VPN/VPI DI	0.5	0.6	0.5

*El Asignatario plantea un cambio en el reporte y régimen fiscal del fluido, de aceite a condensado (Qo histórico, pronóstico Qc).

Tabla 8. Resumen de las alternativas propuestas para la extracción. (Fuente: PEP).

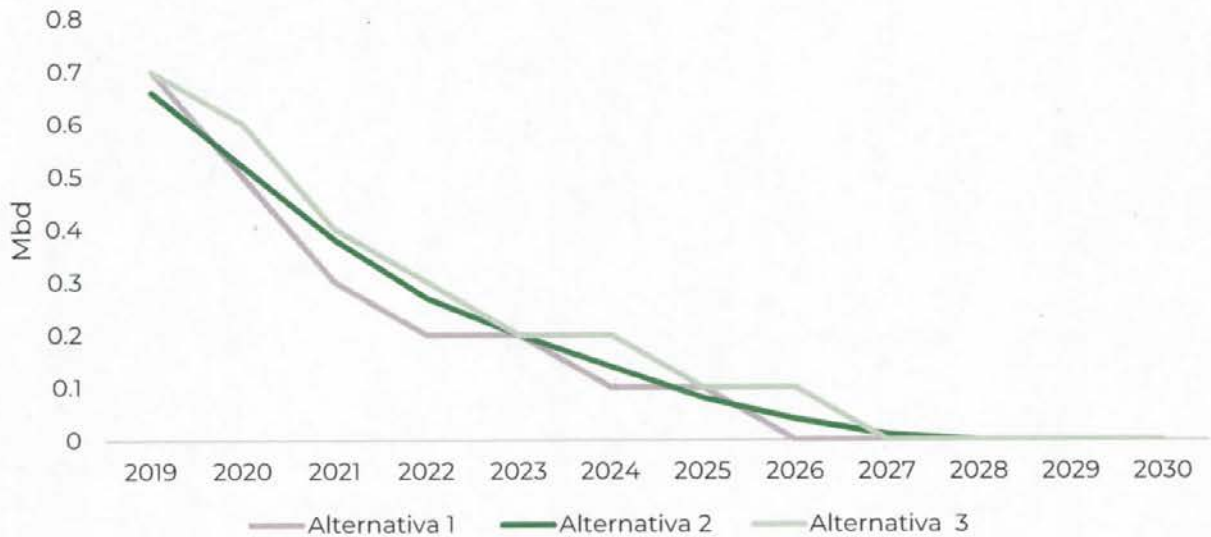


Figura 7. Pronóstico de aceite de las alternativas propuestas por PEP. (Fuente: Comisión con datos de PEP).

Plan	Pronóstico aceite									
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
Alternativa 1 (Mbd)	0.7	0.5	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0	0	
Alternativa 2 (Mbd)	0.66	0.52	0.38	0.27	0.2	0.14	0.08	0.04	0.01	
Alternativa 3 (Mbd)	0.7	0.6	0.4	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0	

Plan	Pronóstico aceite					
	2028	2029	2030	2031	2032	Total MMb
Alternativa 1 (Mbd)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7
Alternativa 2 (Mbd)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8
Alternativa 3 (Mbd)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9

*Las cifras pueden variar por redondeo.

f) 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 $(1/q_0)$ contra (Np/q_0) de la producción del Campo Agave, 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.

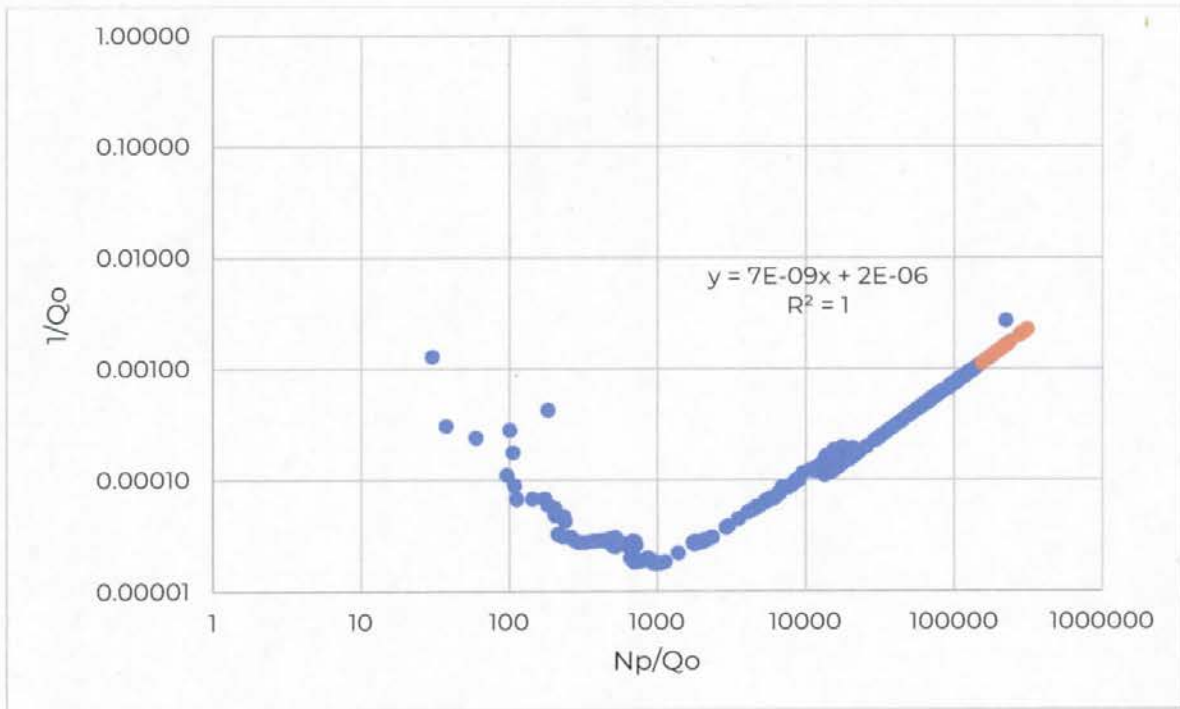


Figura 8. Análisis de Gasto inverso. (Fuente: Comisión).

Asignación Agave	Cálculo CNH	PEMEX
Recuperación final estimada ³ (MMb) total	142.85	138.9

Tabla 9. Recuperación final estimada, cálculo CNH y estimado por PEMEX. (Fuente: Comisión con datos de PEP).

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.

³ En la metodología del gasto inverso, que es un balance de materia no se toma en cuenta el límite económico

Mecanismo de empuje

De acuerdo con la Figura 9, el Campo Agave tiene asociado un acuífero activo, por lo que el mecanismo principal de empuje se identifica como tipo hidráulico. Dicho empuje, ha favorecido que, en 43 años de producción, la presión del yacimiento haya disminuido 100 kg/cm² (2.3 kg/cm²/año), observando una recuperación de la presión a partir de que la producción del Campo se redujo significativamente.

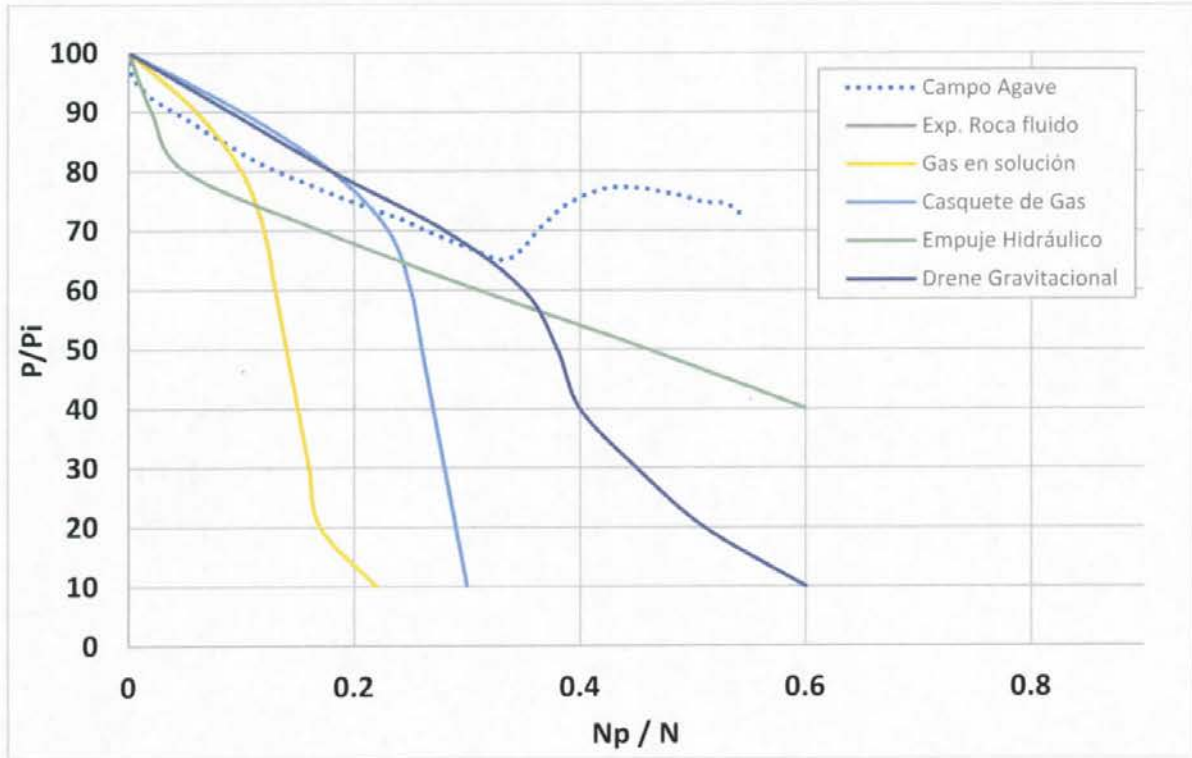


Figura 9. Mecanismo de empuje. (Fuente: Comisión con información de PEP).

g) Comparativo del Campo Agave

Con el objeto de poder comparar el desempeño de la Asignación A-0003-M-Campo Agave, se buscaron campos que, por sus características, petrofísicas, litología e Hidrocarburos producidos, pudieran servir como campos análogos, en la Tabla 10 se muestran los parámetros utilizados para la selección de los campos análogos, así como sus respectivas particularidades.

Criterios utilizados		May	Carmito	Chiapas-Copanó	Cráter	Iris	Jacinto	Juspi
Tipo de fluido Productor de Aceite	30°-45 °API	43°API	39° API	44°API	43°API	45°API	45°API	42°API
Ubicación	Terrestre	Terrestre	Terrestre	Terrestre	Terrestre	Terrestre	Terrestre	Terrestre

Litología	Carbonatos	Carbonatos	Carbonatos	Carbonatos	Carbonatos	Carbonatos	Carbonatos	Carbonatos
Recuperación	Primaria	Primaria	Primaria	Primaria	Primaria	Primaria	Primaria	Primaria
Porosidad promedio %	2.5-10	2.8	4	7.9	5	4.2	3.5	3.6
Factor de recuperación aceite*	28-56	41.5	44.3	44.9	35.8	55.8	46.8	29.1
Factor de recuperación gas	45-75	55.6	60.7	63	48.8	72.9	53.1	43.2

* Si bien los campos son de Gas y Condensado, históricamente se ha reportado el condensado como aceite. Entonces el "Aceite", que es como oficialmente se reporta, es en realidad aceite más condensado.

Tabla 10. Criterios de selección para los campos Análogos. (Fuente: CNH).

Así mismo, esta Comisión realizó un comparativo, de factores de recuperación de aceite a nivel nacional considerando que produjeran aceite de 35° a 45 °API, fueran campos ubicados en zonas terrestres, de la misma edad geológica (Cretácico) que la roca almacén fuera similar (carbonatadas). De los resultados obtenidos, se deriva la siguiente Figura 10.

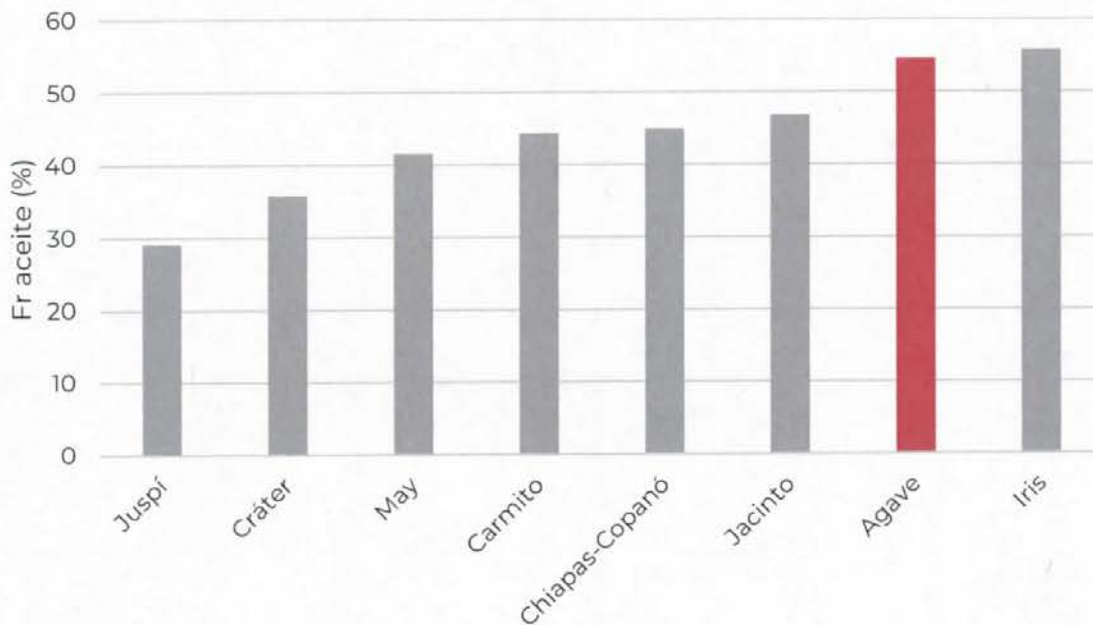


Figura 10. Comparativo de factores de recuperación para campos con características similares al Campo Agave. (Fuente: CNH)

De la gráfica anterior se entiende que el factor de recuperación del campo Agave se encuentra en el rango de los factores de recuperación de los campos análogos, y es importante mencionar que dichos campos, al igual que el Campo Agave, producen mediante recuperación primaria.

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

embargo, se recomienda evaluar la posibilidad de implementar un proceso de recuperación adicional, particularmente la recuperación mejorada, lo anterior con el objetivo de incrementar el factor de recuperación final.

Recuperación Secundaria y Mejorada

Relativo a los Métodos de Recuperación Secundaria y Mejorada, el Asignatario deberá apegarse al Transitorio Cuarto de los Lineamientos Técnicos en Materia de Recuperación Secundaria y Mejorada, publicados en el DOF el 22 de noviembre de 2018, para presentar a la Comisión una propuesta de Programa de Recuperación Secundaria o Mejorada para su evaluación, conforme a los requisitos establecidos en estos Lineamientos y con base en el procedimiento establecido en los Lineamientos para la presentación de Planes emitidos por la Comisión.

h) Evaluación Económica

Opinión económica

La opinión económica relativa a la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0003-M-Campo Agave (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 Agave.
- 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 Agave, con base en la información presentada como parte de la Solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo.

a) Variación del monto de inversión y gastos operativos

El Plan de Desarrollo vigente para la Asignación A-0003-M-Campo Agave, considera costos totales del orden de 27.36 millones de dólares⁴, correspondientes al período 2015 a 2027⁵, de los cuales:

- 16.22 millones de dólares (59% del total) corresponden a inversiones, y
- 11.14 millones de dólares (41% del total) corresponden a gastos operativos.

Como referencia, durante los primeros 4 años de implementación del Plan de Desarrollo vigente (de 2015 a 2018), el Operador reporta⁶ costos totales erogados del orden de 24.35

⁴ La totalidad de los montos contenidos en el presente apartado se presentan en dólares de mayo del 2019. En el caso de los costos erogados, éstos se calculan con base en el tipo de cambio promedio de cada año y, posteriormente, se actualizan considerando el INPP de Estados Unidos.

⁵ El año 2027 corresponde al límite económico de la Asignación.

⁶ De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Operador en sus reportes mensuales.

millones de dólares, (20.11 millones de dólares de inversiones y 4.25 millones de dólares de gasto operativo).

Como parte de la Solicitud de Modificación, el Operador propone un monto total de inversiones adicionales, correspondientes al periodo de 2019 a 2029, del orden de 17.08 millones de dólares⁷, así como 14.40 millones de dólares de gastos operativos; para un presupuesto total de costos del orden de 31.48 millones de dólares.

Tal y como se muestra en la Figura 11 siguiente, los montos totales bajo la modificación propuesta representan un incremento del 104.08 por ciento respecto de los montos totales esperados bajo el Plan de Desarrollo vigente, si se toma en cuenta los costos erogados con anterioridad para la asignación.

Así, la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualizan el supuesto previsto en el artículo 40, fracción II, inciso h) de los "Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones"⁸, y sus respectivas modificaciones.

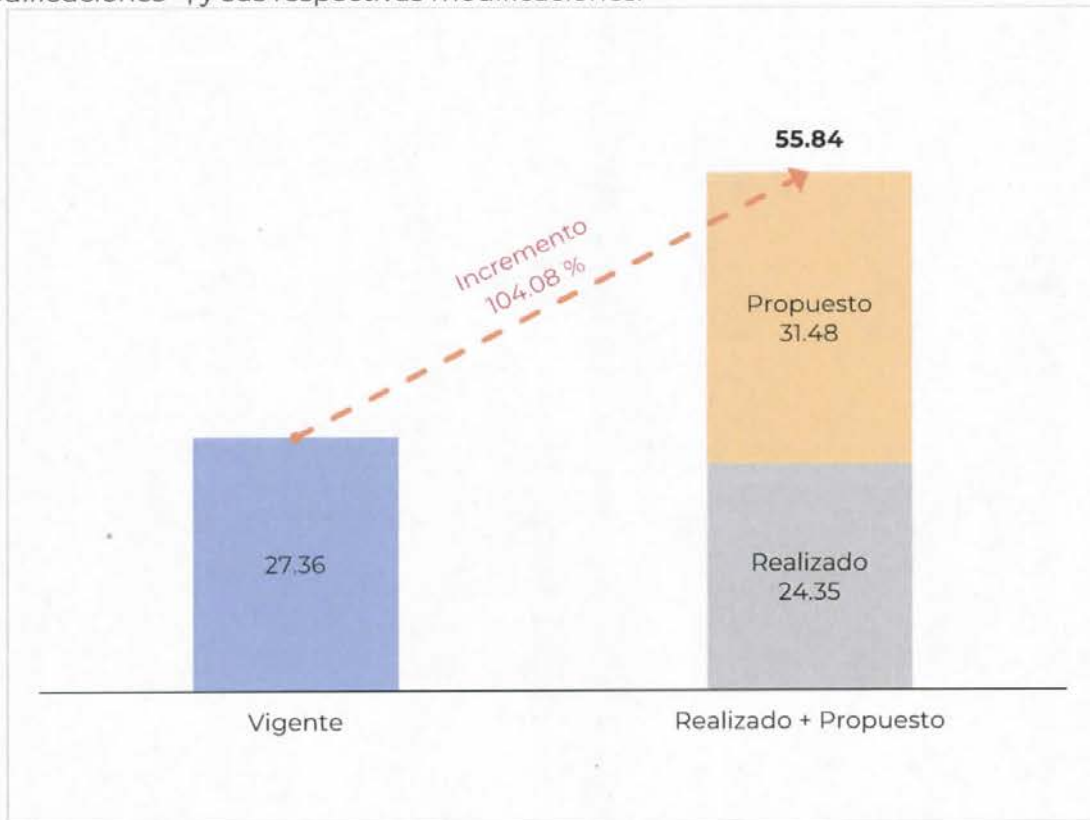


Figura 11. Comparativo de costos totales del Plan vigente respecto a la modificación del Plan. (Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por el Operador).

⁷ De esta cifra, 17.08 millones de dólares, 13.35 millones corresponden a inversión en el periodo 2019-2027; y 3.72 millones de dólares relacionados a la actividad de Abandono con un horizonte de tiempo a 2029.

⁸ Lineamientos publicados en el Diario Oficial de la Federación el 13 de noviembre de 2015.

b) Descripción del Programa de Inversiones

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).

Los 31.48 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 (1.61%); Producción (86.55%), y Abandono (11.84%).

Asimismo, se destaca que, como parte de la Solicitud de Modificación el Operador presupuestó un rubro denominado "Otros Egresos", por un total de 0.49 millones de dólares, mismo que se refiere a erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones externas al Campo Agave.

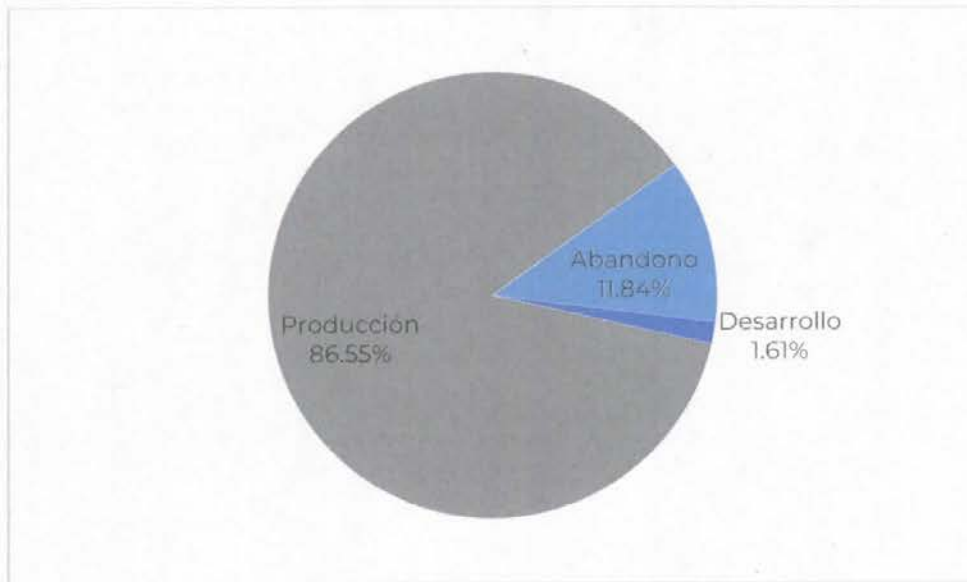


Figura 12. Distribución del Programa de Inversiones por Actividad.
(Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por el Operador).

Actividad	Sub-Actividad	Total (millones de dólares)
Desarrollo	Construcción Instalaciones	\$0.50
	General ^a	\$0.002
Producción	Intervención de Pozos	\$1.70
	Operación de Instalaciones	\$5.35
	Ductos	\$0.68
	Construcción Instalaciones	\$1.73
	Otras Ingenierías	\$0.14

	General ^b	\$15.97
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$1.67
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$3.73
Total Programa de Inversiones y gastos de operación		\$31.48
Otros egresos ^c		\$0.49
Gastos totales		\$31.97

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

- Considera únicamente inversiones en Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto
- Considera 1.56 MMUSD de Inversión en administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto y servicios de soporte y 14.40 MMUSD de Gasto Operativo correspondientes a los conceptos administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto, mano de obra, compras interorganismos, materiales, servicios generales, tarifa logística aceite, entre otros.
- Se refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción y mantenimiento en las instalaciones fuera de la Asignación.

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

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

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 desarrollo del Campo Agave

d.1 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 condensado	0.84	mmb
Producción de gas	4.98	mmmpc
Gas transferido ^a	4.89	mmmpc
Precio del condensado ^b	66.78	USD/b
Precio del gas ^c	3.03	USD/mmBTU
Inversiones	17.08	mmUSD
Gasto operativo ^c	14.40	mmUSD
Otros egresos ^d	0.49	mmUSD
Otros ingresos ^e	2.19	mmUSD
Tasa de descuento	10	%
Tipo de cambio	20.5	MXN/USD

Notas:

- a. Gas producido menos volumen no aprovechado.
- b. Promedio simple del perfil de precios presentado por el Operador.
- c. Índice de Referencia de Precios de Gas Natural publicado por la Comisión Reguladora de Energía para la Región VI (donde se ubica el Campo Agave) en junio de 2019.
- d. 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%.
- e. Considera un monto por 3.57 millones de dólares asociados al concepto "Reserva laboral" el cual, fue considerado como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
- f. Monto que el Operador refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera de Agave. En tal virtud, éste se consideró como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
- g. Monto que Pemex especifica se refiere a los ingresos por concepto de manejo de la producción de otros Campos en las instalaciones de Agave.

Tabla 12. Premisas de la evaluación económica.
(Fuente: Comisión).

d.2 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 39.98 millones de dólares, mientras que el valor presente de las inversiones (VPI) es equivalente a 11.24 millones de dólares. Lo anterior representa una relación de VPN/VPI de 3.56, así como una relación beneficio costo (RBC) equivalente a 2.56.

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 11.81 millones de dólares, lo que significa que el Estado capturará cerca del 70% de los flujos remanentes asociados con el Campo Agave. 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 1.05, así como una RBC de 1.22.

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 5.57 millones de dólares, lo que representa una relación VPN/VPI de 0.50, así como una RBC de 1.09.

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 (mmUSD)	39.98	11.81	5.57
VPI (mmUSD)		11.24	
VPN/VPI (USD/USD)	3.56	1.05	0.50
RBC (USD/USD)	2.56	1.22	1.09

a. Considera el pago del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida y el IAEEH.

- b. Considera el pago del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida, IAEEH, y el ISR.

Tabla 13. Resultados de la evaluación económica.
(Fuente: Comisión).

d.3 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 Agave permitirá al Operador la realización de las actividades petroleras de forma oportuna y segura, atendiendo la normativa vigente en materia.

Finalmente, se destaca que, bajo los supuestos discutidos anteriormente y bajo las disposiciones previstas en la LISH y demás normativa aplicable, el proyecto analizado resulta viable y supone un flujo de recursos para el Estado durante el periodo de 2019 a 2029.

i) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

La Asignación A-0003-M-Campo Agave se localiza en el municipio de Jalapa, Estado de Tabasco a 3 km del entronque kilómetro 28+641 de la carretera federal 195, Villahermosa-Teapa.

El Plan de Desarrollo presentado por Pemex Exploración y Producción contempla recuperar en un horizonte de 2019-2030, una producción acumulada de 0.8 MMb de aceite, 5.0 MMMpc de gas asociado y 2.0 MMbpce, con un factor de recuperación de 54.6 % y 55.7 % de aceite y gas, respectivamente.

Para recuperar las reservas mencionadas se requiere realizar actividades de mantenimiento a la producción base, dos reparaciones mayores, el taponamiento de veinte pozos (incluye su línea de descarga), el abandono de cuatro ductos y una instalación de proceso, para lo cual se requiere una inversión de 17.1 MMUSD.

Es necesario resaltar que el Operador Petrolero manifestó que, actualmente la Asignación ya no cuenta con producción de Petróleo y solo se está produciendo Condensado, sin embargo, la clasificación actual en el que se encuentra considera la producción como aceite y gas asociado y es manejado como aceite mediante la infraestructura existente, por lo que la descripción de la propuesta será sobre el manejo y medición de petróleo.

Actualmente la Asignación A-0003-M-Campo Agave, se encuentra integrado por diez peras, actualmente operan nueve pozos (Agave 52, 62, 65, 242, 303, 512, 611, 612, y 721) de los cuales dos operan con tubería capilar (Agave 242 y 721); dos pozos (Agave 201 y 621) se encuentran cerrados con posibilidades de explotación, un pozo opera como inyector de agua (Agave 82), ocho pozos (Agave 42, 53A, 61, 64, 71, 73, 203 y 1001) se encuentran programados para taponamiento, mientras que treinta y cuatro pozos se encuentran taponados (Agave 1, 1A, 32, 33, 36, 41, 43, 45, 51, 53, 54, 55, 55A, 56, 57, 63, 72, 72A, 72B, 74, 76, 84, 92, 93, 221, 221A, 222, 223, 232, 241, 301, 302, 311 y 522). La producción de los pozos de la pera Agave 201, se recolecta en el cabezal del mismo nombre, el cual recolecta la producción y la transporta a través del oleogasoducto de 12" Ø x 6.309 km hacia la Batería Agave.

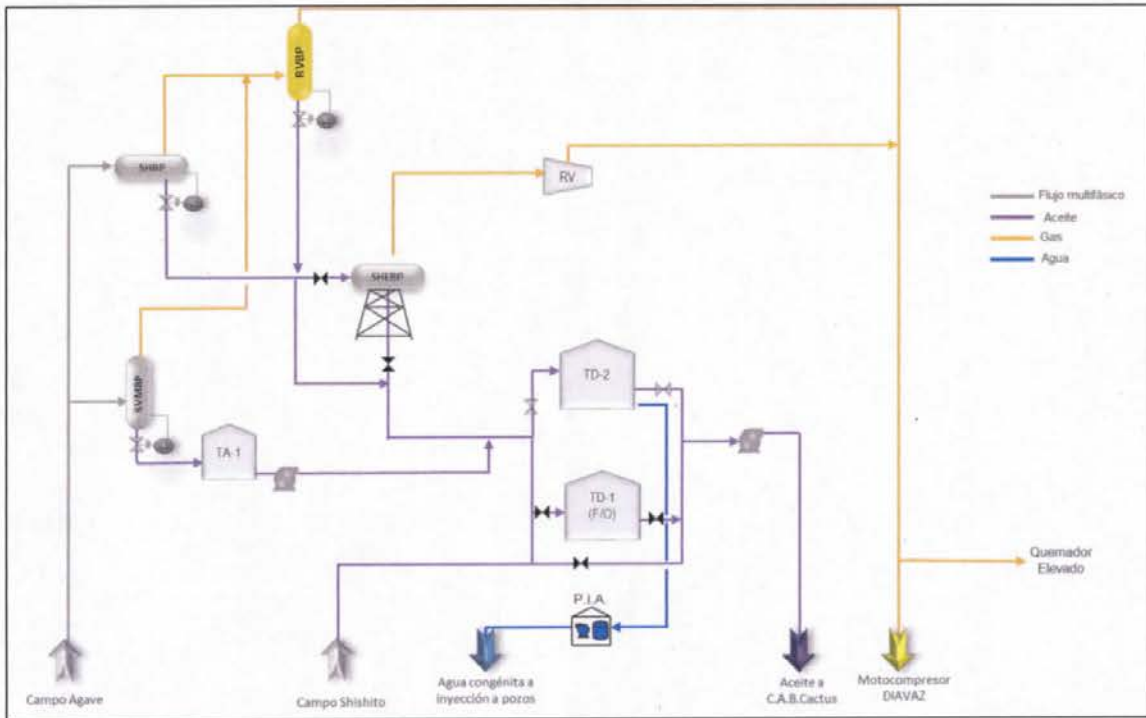


Figura 14. Manejo y Medición de Gas en la Batería de Separación Agave. (Fuente PEP).

El Asignatario presentó que los sistemas de medición de tipo Operacional, Fiscal, Referencial y de Transferencia (Petróleo, Gas, Condensado y Agua) de la asignación A-003-M-Campo Agave, mismos que se presentan a continuación:

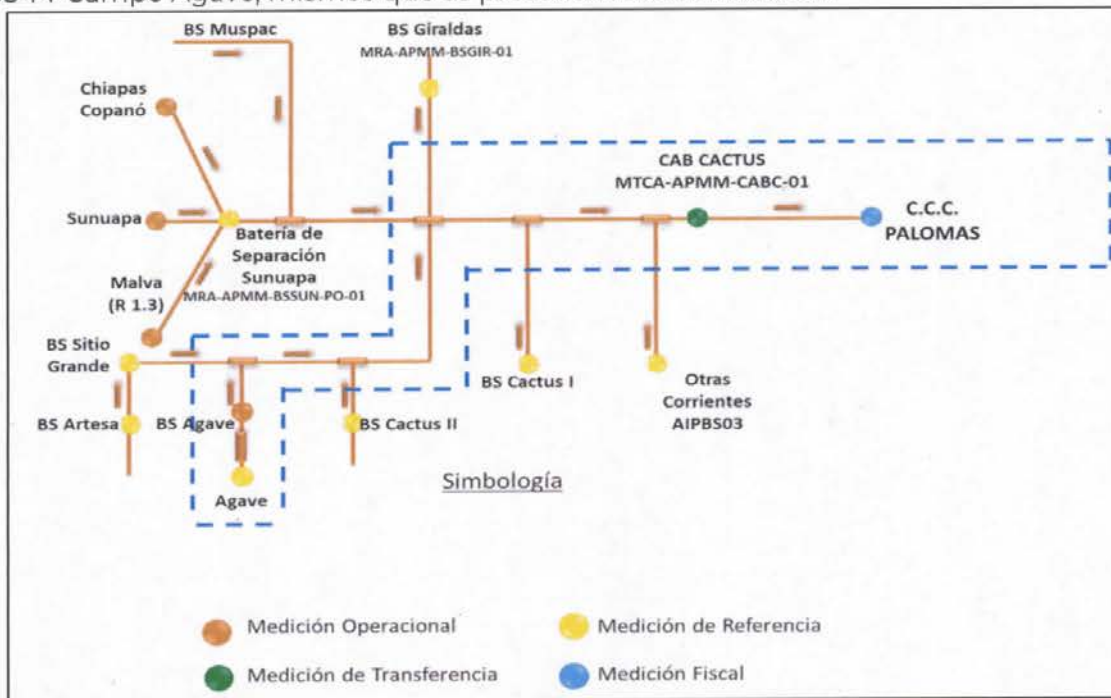


Figura 15. Manejo y Medición de Petróleo Asignación A-0003-M-Campo Agave, fuente PEP.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]
777
[Handwritten signature]
28
[Handwritten signature]

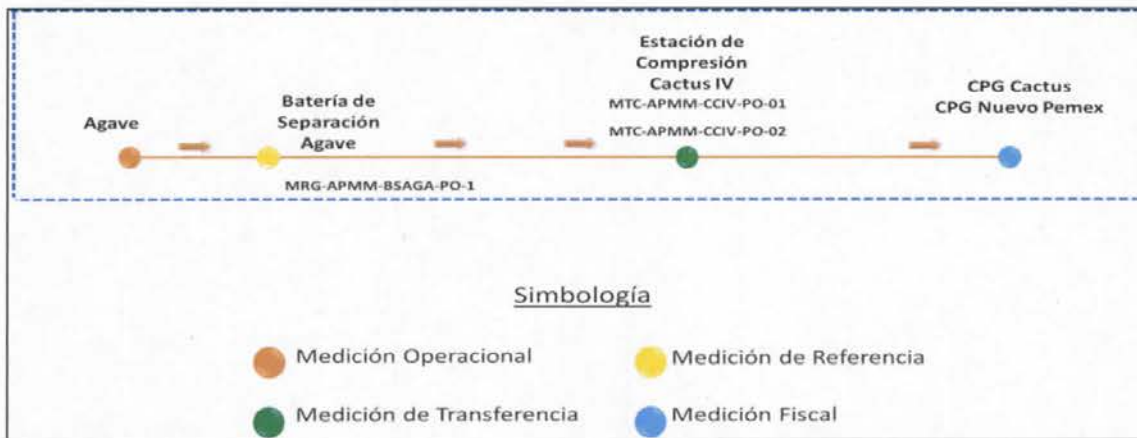


Figura 16. Manejo y Medición de Gas y Condensado de la A-0003-M-Campo Agave. (Fuente PEP).

Por lo que en complemento de lo anterior PEP realiza 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 PEP manifiesta que, una vez acondicionado el Petróleo conforme a lo descrito anteriormente, este es enviado a los Puntos de Medición del Centro Comercializador de Crudo (CCC) Palomas, donde son medidos a través de medidores del tipo ultrasónico instalados en varios paquetes de medición (SM-100, SM-200 y SM-300) y son asignados mediante la 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 PEP manifiesta que una vez acondicionado el Gas conforme a lo descrito anteriormente, este es enviado a los Puntos de Medición del Centro de Proceso de Gas (CPG) Cactus y Centro de Proceso de Gas (CPG) Nuevo Pemex, donde se medirá de manera directa mediante medidores del tipo presión diferencial por placa de oficio 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 la medición de condensados producidos en el Área de Asignación PEP propone que estos serán determinados de manera teórica sustentada a través del estándar API MPMS 14.5, donde el punto de muestreo del Gas Natural para determinar la composición cromatográfica será en la Estación de Compresión Cactus IV. Para lo cual será utilizado como insumo de los análisis de cromatografía para el balance de los puntos de muestreo y el volumen de gas cuantificado para los sistemas de medición instalados en la EC Cactus IV, por lo que derivado de esto el Operador Petrolero no solicita Puntos de Medición para Condensado.

Medición de agua

El agua congénita obtenida durante el proceso de deshidratación es enviada a la planta ecológica para su respectivo tratamiento químico, bombeo, filtración y envío al pozo inyector Agave 82 manejando una presión de 12 a 15 kg/cm² y temperatura de 36 °C. Medida por medio de diferencia de niveles en una interfaz Hombre-Maquina (HMI) y hace un corte del volumen medido a las 05h00.

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number 777 and a large signature]

[Handwritten signature in blue ink]

Adicionalmente, de manera operacional el agua es medida a través de un medidor multifásico, separando las fases de hidrocarburos cuantificando aceite, agua y gas producidos por pozo.

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-0003-M-Campo Agave se llevó a cabo la siguiente evaluación:

777

Datos Generales:

Nombre del Asignatario o Contratista: Pemex Exploración y Producción
 No. de Contrato o Asignación: A-0003-M Campo Agave
 Nombre de la Asignación o Área Contractual: Campo Agave
 Tipo de Plan a evaluar: Plan de Desarrollo



No.	Artículo de los LTMH/Contrato/Gui	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.	LTMH, Capitulo 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 contractual con la finalidad de mantener la producción base y seguir modificando el factor de declinación e incrementar los factores de recuperación, optimizando la infraestructura y el mantenimiento a ductos, información ubicada en la página 4, 21, 226 y 227 del documento pdf del PDE.	Cabe resaltar que se utilizará la misma infraestructura de aceite y gas que es utilizada actualmente, no habiendo ninguna modificación o mejora a esta, ya que el objetivo principal es la continuidad operativa del campo, además de que para esta asignación no hay medición de condensado.
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTMH, Capítulo II	De los sistemas de medición	Si	Si	Presenta como propuesta de Puntos de Medición hidrocarburos líquidos los ubicados en CCC Palomas, y los CPG Cactus y Nuevo Pemex, con medición dinámica en estos puntos mediante sistemas descritos a detalle en la opinión técnica.	Presenta 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, en cuanto al condensado solo será determinado de manera técnica.
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTMH	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, información ubicada en la página 228 del documento PDF presentado.	De acuerdo a la información presentada se identifica que la política de medición se encuentra sustentada en un documento conocido como plan rector, con la finalidad de implementarla y difundirla al interior de la empresa.
4	42, fracción II	Procedimientos:					
		Mantenimiento	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metroológica, de mantenimiento.	Si	Si	Presenta el procedimiento para mantenimiento a los sistemas de medición, el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta 2 de anexos del artículo 42 LTMH.	Presenta los programas de mantenimiento para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de los procedimientos.
		Confirmación metroológica		Si	Si	Presenta el procedimiento para confirmación metroológica a los sistemas de medición, el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta 2 de anexos del artículo 42 LTMH.	Presenta los programas de confirmación metroológica para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de estos procedimientos.
		Elaboración de balance		Si	Si	Presenta el procedimiento para la elaboración del balance de aceite y gas, el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta 2 de anexos del artículo 42 LTMH.	Ver apartado de producción y balance
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, carpeta 2 de anexos del artículo 42 LTMH.	Presenta los programas de calibración para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de estos procedimientos.		
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 los diagramas generales del proceso para aceite y gas, donde se identifican los diferentes tipos de medición a realizar, así mismo también se presenta los diagramas correspondientes a las instalaciones que conforman el Mecanismos de Medición desde el pozo hasta el Punto de Medición, esta información se encuentra ubicada en la página 281 y 307 del documento PDF.	Adicionalmente a los diagramas se presenta la descripción de la conformación de los sistemas de medición tanto para hidrocarburos líquidos como para gas que se encuentran a lo largo de la trayectoria del manejo de estos.
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMH	Si	Si	Se presenta la ubicación de los sistemas de medición mediante coordenadas geográficas, además de su categoría o uso, información ubicada en la página 330 y anexos del PDE, carpeta 2, documento pdf.	estas ubicaciones y cambios deberán mantenerse actualizados y deberán formar parte del censo que se entrega anualmente de conformidad con los LTMH y utilizando los formatos correspondientes.

[Handwritten signature]

[Handwritten signatures and initials]

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 en sitio o bien los a utilizar en caso de no contar con ellos, de conformidad con el artículo 22 de los LTMMH.	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 en el documento pdf, páginas 338 y anexos, carpeta 2 artículo 42 LTMMH.	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 lo 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.	
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	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición.	Si	Si	El contratista presenta los programas correspondientes a la implementación de los requisitos para el cumplimiento de los LTMMH. Información ubicada en la página 343-351, así como en la carpeta 2 de los anexos artículo 42 LTMMH.	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 LTMMH, 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, con la finalidad de mantener una mejora continua a los sistemas, información ubicada en los anexos, carpeta 2 artículo 42 LTMMH.	Adicionalmente a esto presentan el programa de actualización de las incertidumbres para todas las mediciones que conforman los Mecanismos de Medición.
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 LTMMH.	Si	Si	De acuerdo a la información presentada por el Asignatario se identifica un análisis técnico-económico, en el cual se incluyen las inversiones y gastos operativos relacionados con medición e implementación de los Mecanismos de Medición hasta el año 2027.	Estos gastos e inversiones de acuerdo a lo observado garantizarán los parámetros de incertidumbre solicitados en los LTMMH 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 V 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 en proceso de implementación, y que esta cumple con los requerimientos mínimos de información a contener de acuerdo a lo establecido en los LTMMH.	Cabe resaltar que la información a contener dará cumplimiento a lo solicitado en los LTMMH, resaltando que durante el año 2019 se mantendrá en actualización de los registros y servirá como repositorio para la implementación del sistema de gestión y gerenciamiento de la medición que propone el operador, presentando el programa correspondiente.
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, información que se encuentra ubicada en la página 371 del documento PDF y en los anexos, carpeta 2 artículo 42 LTMMH.	
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.	Adicionalmente 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 los LTMMH.	Se identifica que manifiesta con estos indicadores el cumplimiento a lo solicitado en los LTMMH para los indicadores, sin embargo una vez implementados estos deberán ser evaluados en su ejecución y cumplimiento. Adicionalmente presenta las guías para la implementación de estos 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 la designación del Responsable Oficial.	Se identifica al Administrador del activo integral de producción bloque BS01, 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.	

[Handwritten signature]

[Handwritten signatures and initials]
777
32

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 descripción de los sistemas telemétricos con que cuenta en los Puntos de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19.	Adicionalmente se identifica que estos pueden ser visualizados a través del portal PEP-CNH, el cual sigue en actualización para mejora
19	19, 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 su asignación el Operador Petrolero asegura su determinación en los Puntos de Medición.	Se identifica que para el aceite y gas los puntos propuestos cumplirán con la calidad, utilizando la infraestructura existente de pemex.
20	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas 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 y contienen los algoritmos de cálculo para la determinación de los volúmenes netos.	
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, carpeta 2 artículo 42 LTMMH, incertidumbre de medida.	Se identifica que hay programas asociados a la calibración con lo cual el Operador Petrolero asegura la trazabilidad de los instrumentos, programas que deberán ser actualizados anualmente, y resguardados sus resultados en el sistema de gestión y gerenciamiento de la medición.
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 permante. 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.	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, se cuenta con una planta de deshidratación y envío a pozos letrina, la cual es medida de manera estática en tanques deshidratadores	Presenta procedimiento de medición estática en tanques verticales
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	Presenta propuesta de medición multifásica, para la medición operacional de pozos.	El Operador manifiesta que estos serán utilizados debido a que los pozos se encuentran alejados de cualquier instalación para derivar la corriente de prueba, además de tener poco espacio para la colocación de frac tank y un separador portátil.
25	VI.9 anexo I guía de planes	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 36 de los LTMMH.	

Figura 17. Criterios de Evaluación de los Mecanismos de Medición de la A-0003-M - Campo Agave. (Fuente: Comisión).

Producción y Balance

La metodología de balance volumétrico de los fluidos producidos en el campo Agave perteneciente a la asignación A-0003-M- Campo Agave presentada por Pemex Exploración y Producción (Asignatario) es consistente.

El procedimiento operativo para elaborar el balance volumétrico de líquidos y gas de la producción se basa en el Sistema Informático de la Administración de la Producción de PEP, SIAPPEP, el cual considera el ajuste volumétrico desde Puntos de Medición hacia asignaciones de producción calculado a partir de la diferencia de la disponibilidad y distribución de los hidrocarburos producidos. La medición de la producción individual de cada pozo ubicados en el campo Agave se realiza con medidor multifásico a boca de pozo (medición operacional) con una frecuencia semestral. La producción del campo Agave es enviada a la Batería de Separación Agave, en donde se integra con la corriente de los campos Shishito, Vernet, Cafeto y José Colomo, para realizar una primera etapa de separación, así como una medición de referencia. A continuación, la corriente de crudo hidratada es enviada a la Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus, en donde se integra con la producción de diferentes corrientes, para después realizar otro proceso de

separación, acondicionamiento de crudo y una medición de transferencia. Una vez que todo el aceite es estabilizado, es enviado al Punto de Medición ubicado en el Centro de Comercializador de Crudo Palomas. Por su parte, la corriente de gas separado en la B.S. Agave (medición de referencia) es enviada mediante el motocompresor MTC-1 a la estación de compresión Cactus IV (medición de transferencia). Por último, la corriente de gas es dirigida para realizar la medición de gas en los Puntos de Medición ubicados en el Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex y Centro Procesador de Gas Cactus.

Con relación a la medición de condensados, una vez enviado el gas a la Estación de Compresión Cactus IV y producto de los procesos de compresión-separación efectuados en esa estación de compresión, los volúmenes totales de condensado integrado por diferentes corrientes en la cual se incluye la asignación Agave son reincorporados al proceso de líquidos y enviados a la Batería de Separación Cactus I, en donde se alinean al tanque de almacenamiento TM-1 por 24 h para realizar su medición. Adicionalmente, el Asignatario utilizará como insumo los resultados de análisis cromatográficos y el volumen de gas cuantificado en la Estación de Compresión Cactus IV para realizar un estimado del condensable en ese punto, utilizando la norma API MPMS 14.5, con el objetivo de conocer el volumen de condensables contenidos en el gas que serán recuperados en las posteriores etapas del proceso de acondicionamiento de gas (medición de referencia).

Con relación a la medición del agua, la producción de líquidos integrada por diferentes corrientes en la cual se incluye el campo Agave es recibida en el tanque deshidratador TD-1 en la Batería de Separación Agave, en donde se realiza la determinación de volúmenes de agua y aceite mediante la referencia de nivel de líquido dentro del tanque. Posteriormente, el agua residual del tanque TD-1 es enviada a la Planta Inyección de Agua y, por último, depositada en el pozo inyector Agave-82. La corriente de aceite hidratado del tanque TD-1 es enviada a los tanques de almacenamiento TDA-8 y TDA-9 en la Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus, en donde diariamente a las a las 05:00 h se determinan los niveles de agua y aceite en dichos tanques. El agua residual de los tanques de almacenamiento TDA-8 y TDA-9 es enviada a la planta ecológica donde se realiza un tratamiento con productos químicos como inhibidor de corrosión, biocidas, secuestrante de oxígeno, inhibidor de incrustación y surfactantes y, posteriormente, es bombeada por medio de tres bombas a los pozos inyectores Cactus 20, 42, 64 y 82. La cantidad de agua inyectada se estima a través de la eficiencia de la bomba considerando el tiempo de operación.

La frecuencia para determinar la calidad a nivel asignación es de forma mensual tanto para los hidrocarburos líquidos como para los hidrocarburos gaseosos. La toma de muestra para determinar la calidad de los hidrocarburos líquidos es a boca de pozo en superficie, mientras que, para los hidrocarburos gaseosos es en la descarga del motocompresor MTC-1 de la Batería de Separación Agave. Por su parte, el análisis de calidad de hidrocarburos en el Punto de Medición es diariamente.

El campo Agave cuenta con cuatro yacimientos: Brechas BII, KS BI, KS BIII y KS BV, de los cuales, Brechas BII y KS BI son yacimientos de gas y condensado en donde se ubican los pozos productores y cuentan con reserva remanente. El yacimiento KS BIII no cuenta con reserva remanente, ya que el único pozo perforado, Agave-1001, resultó invadido de agua salada. Para el cuarto yacimiento, KS BV, no cuenta con volumen ni reserva remanente. Por lo anteriormente expuesto, la modificación al plan de desarrollo contempla para el siguiente ciclo de certificación de reservas al 1 de enero de 2020, la baja del yacimiento KS BV debido a que no se encontraron áreas de oportunidad en él. Asimismo, se espera el cambio en la clasificación de la Asignación Agave de aceite y gas asociado, a condensado y gas no asociado. Lo anterior, ya que los yacimientos actualmente productores, Brechas BII y KS BI, son de gas y condensado. La producción histórica del

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number 777]

[Handwritten signature in blue ink]

campo oficialmente se reportó como aceite y gas asociado derivado del manejo de la producción en superficie, ya que se mezcla con la producción de otros campos.

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 Agave. 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.

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 250.534/2019 de fecha 22 de agosto de 2019, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-027 con fecha del 27 de agosto de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador y correspondiente a la Asignación A-0003-M- Campo Agave, *"...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 Operador cumplen con lo establecido en los LTMMH, es decir, es posible llevar a cabo la medición y determinación del volumen y calidad de cada tipo de Hidrocarburo del Área Contractual, en términos del presente análisis técnico y la evaluación de los Mecanismos de Medición correspondiente.

Obligaciones de PEP:

1. PEP 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. El Asignatario deberá remitir a esta Comisión el aviso del cambio en la clasificación de Aceite y Gas Asociado a Condensado y Gas No Asociado,
5. 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 de los LTMMH y normatividad vigente. Asimismo PEP deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno,
6. PEP 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,
7. 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,
8. Actualizar y mantener actualizado en 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,
9. 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,
10. PEP 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,
11. El Asignatario deberá reportar la producción de condensados en el formato CNH_DGM_VHP de los LTMMH. En el formato CNH_DGM_VHPM de los LTMMH, PEP reportará los condensados líquidos medidos como aceite en el Punto de Medición del CCC Palomas, así mismo se deberán de reportar los condensados equivalentes calculados en Cactus IV 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 asignación,

12. 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,
13. Deberá ser evaluada y actualizada la propuesta de los Indicadores de desempeño para cumplimiento, con la finalidad de contar con evidencia de estos, para demostrar el desempeño de los instrumentos de los Mecanismos de Medición,
14. El Asignatario deberá reportar, entre otros, el volumen de los hidrocarburos producidos, así como los cuantificados en los Puntos de Medición en los formatos establecidos en el Anexo 1 de los LTMMH.

PEP 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.

Así mismo es necesario que PEP 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.

Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, PEP 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.

j) Comercialización de Hidrocarburos

Se visualiza la infraestructura utilizada dentro de la Asignación para el manejo del Hidrocarburo producido, cabe señalar que no se prevé nueva infraestructura, ya que el Plan presentado solo contempla el mantenimiento de la producción base. Del mismo modo, se visualizan los equipos a utilizar dentro de la Asignación para el procesamiento del Hidrocarburo, de los cuales, se cuenta con sus respectivas capacidades.

Por otro lado, se señala que la producción de los pozos del Campo Agave confluye en la Batería de Separación Agave (en adelante, BS Agave), donde son separados el Gas y Aceite producidos en la Asignación.

Una vez separado y rectificado, el Gas enviado hacia la Estación de Compresión Cactus IV (en adelante, EC Cactus IV), para su posterior envío al Complejo Procesador de Gas Cactus, donde se lleva a cabo su disposición final.

Por otra parte, el Aceite separado pasa por un proceso de deshidratación para ser integrado a la corriente de la Estación de Recolección Shishito para su posterior envío al

Centro Procesador de Crudo Palomas, pasando previamente por la Central de a la Central de Abastecimiento y Bombeo Cactus, donde se llevará a cabo su disposición final.

Es importante señalar que a la Batería de separación Agave llega la producción de los pozos provenientes de los campos Shishito, Vernet, Cafeto, Jose Colomo y Agave, por lo tanto, la producción que se envía a los Centros de Proceso se mide de manera integral.

En lo que respecta al condensado producido, este es calculado teóricamente con base en la API MPMS 14.5., tomando en cuenta la cromatografía obtenida en la EC Cactus IV, se considera necesario señalar que, no se realiza un análisis cromatográfico en un punto más cercano a la Asignación A-0003-M-Campo Agave, toda vez que, este sería poco representativo pues se encuentra en una corriente multifásica.

En cuanto a las especificaciones de los estándares para la comercialización del gas se señala que estas se rigen bajo la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, mientras que la calidad del Aceite a comercializar oscila entre los 38 y 39 API.

Por lo anterior, se considera que con la información proporcionada por el Asignatario se da cumplimiento a lo establecido en las fracciones III.2.4.3 y III.2.4.4 del Anexo II de los Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos.

k) Programa Aprovechamiento del Gas Natural

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación A-0003-M – Campo Agave fue aprobado el 20 de junio de 2018 mediante la Resolución CNH.E.37.002/18, en los términos referidos en el Considerando Sexto fracción I de la Resolución citada, a la fecha de aprobación la Asignación daba cumplimiento al 98% de la Meta de Aprovechamiento de Gas (en adelante, MAG).

El Asignatario presentó en la modificación al Plan de Desarrollo, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado para el periodo 2019-2020, el cual fue analizado por esta Comisión y se concluye que la solicitud no considera modificación respecto de dicha actualización, por lo que se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión para dicho periodo.

Por otro lado, y conforme a la información presentada por el Asignatario, éste propone reclasificar al campo Agave de Gas Natural Asociado a Gas Natural No Asociado, esto por ser un yacimiento de Gas y Condensado.

En este sentido, las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos y el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural asociado (en adelante, PAGNA) al Campo Agave, no serían aplicables para el Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación en cuanto dicha reclasificación se concluya respecto a la certificación de reservas ante la Comisión, al cambio de régimen fiscal y de reporte de fluidos ante el Fondo Mexicano del Petróleo y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. De no realizarse dicho cambio en la reclasificación, y dado que el Asignatario presentó su PAGNA únicamente para el periodo 2019 – 2020, aun cuando planea alcanzar su límite económico para el año 2027, el Asignatario deberá presentar la modificación del PAGNA hasta el límite económico de la

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number 38]

[Handwritten signature in blue ink]

Asignación, y, en consecuencia, la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0003-M-Campo Agave.

No obstante, es de hacer del conocimiento que si bien es cierto no se encuentra ceñido al cumplimiento de las Disposiciones, también es cierto tiene el deber jurídico de obtener el volumen máximo de hidrocarburos en el largo plazo, conforme al artículo 39 fracción II de la LORCME.

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

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación del Plan de Desarrollo, a continuación, de la Tabla 14 a la 21 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme al artículo 12, fracción II de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 43, fracción III de la Ley de Hidrocarburos y artículo 33, fracciones IV y VI de los Lineamientos:

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

Tabla 14. Indicadores de desempeño en tiempo de perforación y reparación de pozos. (Fuente: PEP).

Característica	Tasa de éxito de perforación para los pozos de desarrollo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de pozos de desarrollo exitoso con respecto al número total de pozos de desarrollo perforados El éxito se considera cuando el pozo contribuye a la producción del yacimiento
Unidad de medida	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TEPD = \frac{\text{Pozos desarrollo exitosos}}{\text{Total de Pozos del desarrollo}} * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo

Tabla 15. Indicadores clave de desempeño en éxito de perforaciones. (Fuente: PEP).

Característica	Tasa de éxito de reparaciones	Reparaciones Mayores
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de reparaciones exitosas con respecto al número total de reparaciones hechas El éxito se considera cuando existe	Porcentaje de la diferencia entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año

	optimización de la producción en el pozo	
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TER = \frac{\text{Reparaciones exitosas}}{\text{Total de reparaciones}} * 100$	$DRMA = \frac{RM_{Areal} - RM_{plan}}{RM_{Aplan}} * 100$
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral

Tabla 16. Indicadores clave de desempeño en éxito de reparaciones. (Fuente: PEP).

Característica	Producción	Gasto de operación
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \frac{PA_{real} - PP_{plan}}{PA_{plan}} * 100$	$DGO = \frac{GO_{real} - GO_{plan}}{GO_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral

Tabla 17. Indicadores clave de desempeño en desviación de producción y desviación de gasto de operación. (Fuente: PEP).

Característica	Desarrollo de reservas
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DDR = \frac{DR_{real} - DR_{plan}}{DR_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral

Tabla 18. Indicadores clave de desempeño en desviación de desarrollo de reservas. (Fuente: PEP).

Característica	Pozos perforados	Terminación de pozos
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre los pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje de la diferencia entre los pozos terminados en el año respecto a los programados en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPP = \frac{PP_{real} - PP_{plan}}{PP_{plan}} * 100$	$DTP = \frac{TP_{real} - TP_{plan}}{TP_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral

Tabla 19. Indicadores clave de desempeño en perforación y terminación de pozos.

(Fuente: PEP).

Característica	Factor de recuperación	Productividad
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Barriles por día (bd)
Fórmula o descripción del indicador	$DFR = \frac{FR_{real} - FR_{plan}}{FR_{plan}} * 100$	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral

Tabla 20. Indicadores clave de desempeño en desviación de factor de recuperación. (Fuente: PEP).

Característica	Contenido Nacional	Aprovechamiento de Gas Natural
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DCN = \frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} * 100$	$DAGN = \frac{AGN_{real} - AGN_{plan}}{AGN_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral

Tabla 21. Indicadores clave de desempeño en desviación de contenido nacional y desviación de aprovechamiento de gas. (Fuente: PEP).

Programa de Índice de Paros No Programados (IPNP)

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

El IPNP permite al Operador conocer el porcentaje del tiempo permitido que el equipo puede incurrir en paros que no han sido programados durante un período de análisis, Tabla 22.

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

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

H_{TE} = Horas Totales por Equipos

Tabla 23. Programa de Indicadores de Paros No Programados. (Fuente: PEP)

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

Tabla 22. Indicadores que reportar al terminar la actividad, (Fuente: CNH)

Conforme al análisis de las actividades que se contemplan en el Plan de Desarrollo, 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 Plan de Desarrollo.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan de Desarrollo, se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 23.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación	0		
Terminación	0		
Reparaciones mayores	2		
Reparaciones menores	12		
Abandono			
Taponamientos	20		
Ductos	4		
Instalaciones	1		

Tabla 23. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas (Fuente: Comisión).

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan de Desarrollo, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas, como se observa en la Tabla 24.

Sub-Actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo			
Construcción Instalaciones	0.50		
General	0.002		
Producción			
Intervención de Pozos	1.70		

Operación de Instalaciones	5.35		
Ductos	0.68		
Construcción Instalaciones	1.73		
Otras Ingenierías	0.14		
General	15.97		
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	1.67		
Abandono			
Desmantelamiento de Instalaciones	3.73		
Total Programa de Inversiones y gastos de operación	31.48		
Otros egresos	0.49		
Gastos totales	31.97		

Tabla 24. 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 Tabla 25.

Fluido	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	ΔNP (MMB)/ΔGP (MMMPC) (2019-2027)
Producción de condensado programada (mbd)*	0.7	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8
Producción de condensado real (mbd)*															
Porcentaje de desviación															
Producción de gas programada (mmpcd)	3.8	3.0	2.2	1.7	1.3	0.8	0.5	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5
Producción de gas real (mmpcd)															
Porcentaje de desviación															

*El Asignatario contempla un cambio en el régimen fiscal y reporte de fluidos de aceite a condensado en 2020.

Tabla 25. Indicadores de desempeño de la producción de condensado y gas en función de la producción reportada. (Fuente: Comisión).

VI. Sistema de Administración de Riesgos

Mediante oficio 250.530/2019 de fecha 21 de agosto de 2019, la Comisión remitió a la ASEA la información presentada por PEP respecto la modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0003-M Campo Agave a fin de que determinará lo conducente con fundamento en los artículos 13 segundo párrafo y 14 de los Lineamientos.

En relación al Sistema de Administración de Riesgo, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1398/2019, recibido en esta Comisión el 06 de septiembre de 2019 en respuesta al oficio 250.530/2019, la Agencia señala que la Asignación A-0003-M Campo Agave, se encuentra amparada en el Sistema de Administración de Riesgos de PEP (ASEA-PEM16001C/AI0417), ubicada en la unidad de Implementación denominada; Activo Integral de Producción S01, con número de identificación: ASEA-PEM16001C/AI0417-10 el cual se basa en las actividades que el Asignatario tiene aprobadas por la Comisión en los Planes de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, por lo cual la asignación se encuentra amparada.

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

La Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0003-M Campo Agave, sin perjuicio de la obligación de PEP de atender la Normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquéllas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en los Planes aprobados por la Comisión.

777

VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de Desarrollo de la Asignación A-0003-M-Campo Agave 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 mismo.

En relación con la opinión emitida por la Secretaría de Economía mediante oficio UCN.430.2019.0447 recibido en esta Comisión el 03 de septiembre de 2019, suscrito por la Titular de la Unidad de Contenido Nacional, como respuesta al oficio 250.531.2019 informa que es plausible que se cumpla con las obligaciones de Contenido Nacional establecidas en el Título de Asignación para el periodo de tiempo 2019-2025, en consecuencia, se tiene una opinión favorable respecto del Programa de Cumplimiento para el periodo de Extracción de la Asignación A-0003-M-Campo Agave.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

777
[Handwritten signature]
46
[Handwritten signature]

VIII. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan de Desarrollo presentado por el Asignatario de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 fracciones I, II, III y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 6, fracción II, 7 fracciones I, II, III, VI y VII, 8 fracción II, 11, 20, 40, fracción II, incisos a), b) y h), 41 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

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

Con la toma de información como son los registros de fondo fluyendo, fondo cerrado y registro de presión-temperatura, se determinarán datos de presión dinámica y presión estática, esto brindará información para caracterizar dinámicamente la zona, contribuyendo al conocimiento del potencial petrolero del país.

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

El Plan de Desarrollo establece actividades encaminadas al aseguramiento de la continuidad operativa y de producción a través de 2 reparaciones mayores y 12 reparaciones menores, cuyas actividades ayudarán a obtener un factor de recuperación de 54.6% para el aceite y condensado y 55.7% 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

En la Asignación Agave solo se cuenta con Reservas Probadas, mismas que serán recuperadas a través de una estrategia de mantenimiento a la producción que consiste en 2 reparaciones mayores, la implementación de sistemas artificiales de producción y 12 reparaciones menores.

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

Las actividades planteadas por PEP para llevar a cabo dentro de la Asignación durante la ejecución de la modificación del Plan de Desarrollo consisten en 2 reparaciones mayores y 12 reparaciones menores que están encaminadas al mantenimiento de la producción, con lo cual se considera técnicamente viable el desarrollo de las actividades de Extracción.

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

Una vez analizada la información remitida por el Asignatario, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar por el Asignatario, como es la utilización de sistemas artificiales de producción, las reparaciones de pozos y el taponamiento de estos, son adecuadas para dar continuidad del desarrollo de la Asignación y la maximización del factor de recuperación en condiciones económicamente viables.

f) El programa de aprovechamiento del Gas Natural

Previo a la presentación de la Solicitud, el 20 de junio de 2018, la Comisión aprobó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación mediante Resolución CNH.E.37.002/18, dado que a la fecha de aprobación la Asignación daba cumplimiento a la MAG.

Sobre el particular, se advierte que el Asignatario presentó en la solicitud de modificación al Plan diversa información relacionada con el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, la cual fue analizada por esta Comisión y se llegó a la conclusión que mantiene el cumplimiento del aprovechamiento del gas por arriba del 98 %.

Cabe hacer mención que la Solicitud considera actualizaciones respecto de dicho Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, sin embargo, se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión en la Resolución de referencia.

Por otro lado, y conforme a la información presentada por el Asignatario, éste propone reclasificar al campo Agave de Gas Natural Asociado a Gas Natural No Asociado, esto por ser un yacimiento de Gas y Condensado.

En este sentido, las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos y el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural asociado (en adelante, PAGNA) al Campo Agave, no serían aplicables para el Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación en cuanto dicha reclasificación se concluya respecto a la certificación de reservas ante la Comisión, al cambio de régimen fiscal y de reporte de fluidos ante el Fondo Mexicano del Petróleo y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. De no realizarse dicho cambio en la reclasificación, el Asignatario deberá presentar la modificación del PAGNA, y, en consecuencia, la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0003-M-Campo Agave.

No obstante, es de hacer del conocimiento que si bien es cierto no se encuentra ceñido al cumplimiento de las Disposiciones, también es cierto tiene el deber jurídico de obtener el volumen máximo de hidrocarburos en el largo plazo, conforme al artículo 39 fracción II de la LORCME.

Sin menos cabo a lo anterior, PEP deberá continuar con cumplimiento de cada una de las obligaciones establecidas en las Disposiciones para dar seguimiento al programa de aprovechamiento, en tanto se realice el trámite mencionado.

g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por PEP, respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación A-0003-M-Campo Agave en la solicitud de 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 en el CCC Palomas y la Terminal Marítima Dos Bocas y para gas en los CPG Cactus y Nuevo Pemex, 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, los cuales 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 PEP, conforme a la evaluación de los Mecanismos de Medición del presente Dictamen, en atención a las siguientes consideraciones:

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

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por PEP 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 PEP respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
 - iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por PEP.
 - 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 250.534/2019 de fecha 22 de agosto de 2019, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-027 recibido en esta Comisión el 27 de agosto de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador y correspondiente a la Asignación A-0003-M- Campo Agave, "...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 de

- 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.

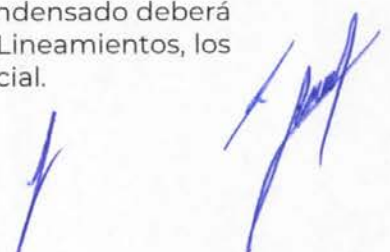
En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos por PEP, cumplen con las disposiciones previstas en los LTMMH en dichos Puntos de Medición conforme al artículo 42 de los LTMMH, por lo cual se advierte que dicha Secretaría a está de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos.

- 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, Fiscal, Referencial y de Transferencia, la misma se encuentra definida en las Figuras 3 y 4 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 de PEP, 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 Agave en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, PEP 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.

c) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a la información de producción y balance y lo estipulado en el capítulo V de los LTMMH, se establece lo siguiente:

- i. El procedimiento para la elaboración del balance entregado por el Operador Petrolero es robusto y aplicable a la Asignación Agave, así mismo, cuando exista una modificación en cualquiera de los procedimientos presentados, el Operador deberá avisar a esta Comisión y presentar los procedimientos objeto de modificación.
- ii. El cálculo del condensado equivalente se deberá de realizar con el análisis cromatográfico obtenido en los módulos de compresión de la Estación de Compresión Cactus IV y deberá reflejarse en su caso, en el volumen de aceite contabilizado en el Punto de Medición. Así mismo, y de conformidad con los Lineamientos Técnicos en materia de medición, en el caso de que el Gas cuantificado en el Punto de Medición contengan componentes C5+ deberá calcularse el condensado equivalente de esa mezcla.

La información del balance y producción de Petróleo, Gas Natural y Condensado deberá presentarse en los formatos definidos por la CNH, en el Anexo I de los Lineamientos, los cuales deberán entregarse firmados y validados por el Responsable Oficial.



IX. Recomendaciones

Derivado del análisis técnico realizado a la información presentada por el Asignatario se estima necesario realizar las siguientes recomendaciones:

- Se recomienda analizar la factibilidad de la implementación del reciclaje de gas en el Campo Agave, con el objetivo de incrementar la recuperación de Hidrocarburos y elevar el factor de recuperación final, lo anterior ante la posibilidad de la formación de condensados en el yacimiento.
- Se recomienda realizar estudios de caracterización dinámica para determinar la movilidad de los fluidos en el yacimiento mediante pruebas de presión.
- Derivado del comportamiento del Campo, se sugiere emplear la información histórica del mismo con el fin de actualizar el modelo del yacimiento, específicamente en aras de la caracterización del acuífero.

Finalmente, se estima conveniente reiterar que el análisis que deriva en la opinión técnica expuesta en el presente Dictamen se realizó con base en la información que obra en el expediente CNH:5S.7/3/34/2019 entregada por el Asignatario a la Comisión, durante el proceso de evaluación de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0003-M-Campo Agave.

ELABORÓ

MTRA. LOURDES JAMIT SENTÍES
Directora de Área
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

ELABORÓ

ING. EDGAR HERNÁNDEZ RIVERA
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

ELABORÓ

ING. JOSÉ ANTONIO GALLARDO
Director General Adjunto de Medición y
Comercialización de la Producción
Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción

REVISÓ

MTRO. JORGE LUIS PÉREZ OLEA
Director General
Dirección General de Prospectiva y
Evaluación Económica

REVISÓ

MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO
Directora General
Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción

REVISÓ

ING. ALAN ISAAK BARKLEY VELÁSQUEZ
Director General Adjunto
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

REVISÓ

MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ
Director General
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

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-0003-M Campo Agave.