

Asignación A-0210-M-Campo May
Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo
para la Extracción de Hidrocarburos

Pemex Exploración y Producción

Diciembre 2019



777



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



CONTENIDO

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	1
ASIGNACIÓN A-0210-M-CAMPO MAY	1
DICTAMEN TÉCNICO DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	1
PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS	1
CONTENIDO	2
I. DATOS GENERALES DEL ASIGNATARIO	4
II. CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	5
III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN.....	6
IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN	7
A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN.....	7
B) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN.....	9
C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS.....	10
D) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO.....	12
E) POZOS PERFORADOS Y POZOS A PERFORAR	15
F) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO.....	18
G) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	22
H) COMPARATIVO DEL CAMPO MAY A NIVEL INTERNACIONAL.....	23
I) EVALUACIÓN ECONÓMICA	26
J) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS..	32
K) COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS	47
L) PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL.....	49
V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN.....	50
VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	54

VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL.....	55
VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO	55
A) ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS.....	55
B) ELEVAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN Y LA OBTENCIÓN DEL VOLUMEN MÁXIMO DE CONDENSADO Y GAS NATURAL EN EL LARGO PLAZO, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES.....	56
C) PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS.....	56
D) LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES.....	56
E) EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL.....	57
F) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS..	57
IX. RECOMENDACIONES.....	60
X. OPINIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL ANEXO II DEL TÍTULO DE ASIGNACIÓN	61

Handwritten signature in blue ink.

Handwritten marks and signatures in blue ink, including the number 3 and a signature.

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-0210-M-Campo May, es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP), por medio de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio adscrita a la Subdirección de Aseguramiento Tecnológico, con facultades para representar a PEP en términos de los artículos 44, fracción I; 46, fracción XII del Estatuto Orgánico de PEP publicado en el 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-0210-M- Campo May
Estado y municipio	Paraíso, Tabasco
Área de Asignación	47.65 (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	5,860-5,320 (mv)
Yacimientos y/o Campos	Cretácico Superior y Jurásico Superior Kimmeridgiano
Colindancias	Al Noreste con la Asignación A-0374-M-Campo Yum y al Oeste con la Asignación A-0352-M-Campo Tsimín

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

La Asignación A-0210-M-Campo May, está formada por 24 vértices contenidos en el polígono de la Asignación y se localiza aproximadamente a 74 km al noreste de la Terminal Marítima de Dos Bocas, Paraíso Tabasco, y a 16 km al noreste de Frontera, Tabasco. La Asignación permite realizar actividades de Extracción de hidrocarburos en yacimientos de gas y condensado en las formaciones Cretácico (K) y Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK). Figura 1.

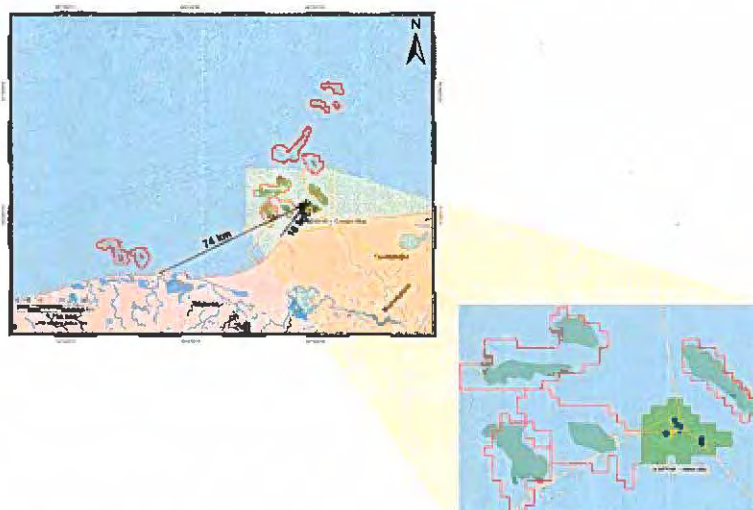


Figura 1. Ubicación de la Asignación A-0210-M-Campo May.
(Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, en adelante referida como Comisión o CNH)

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°35'30"	18°45'00"	13	92°35'00"	18°41'30"
2	92°35'30"	18°44'30"	14	92°35'00"	18°41'00"
3	92°35'00"	18°44'30"	15	92°36'00"	18°41'00"
4	92°35'00"	18°44'00"	16	92°36'00"	18°41'30"
5	92°34'30"	18°44'00"	17	92°36'30"	18°41'30"
6	92°34'30"	18°43'30"	18	92°36'30"	18°41'00"
7	92°33'30"	18°43'30"	19	92°38'00"	18°41'00"
8	92°33'30"	18°43'00"	20	92°38'00"	18°44'00"
9	92°32'30"	18°43'00"	21	92°37'30"	18°44'00"
10	92°32'30"	18°42'00"	22	92°37'30"	18°44'30"
11	92°33'30"	18°42'00"	23	92°36'30"	18°44'30"
12	92°33'30"	18°41'30"	24	92°36'30"	18°45'00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación A-0210-M-Campo May.
(Fuente: Comisión con información de PEP).

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

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del dictamen de la modificación al Plan de Desarrollo propuesto por PEP, involucró la participación de tres direcciones generales de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, y la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica. Además, se consultó a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos quien es la autoridad competente para evaluar el Sistema de Administración de Riesgos y a la Secretaría de Economía 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 de la modificación del Plan de Desarrollo presentado por PEP para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/48/2019 Dictamen Modificación Plan de Desarrollo A-0210-M-Campo May, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

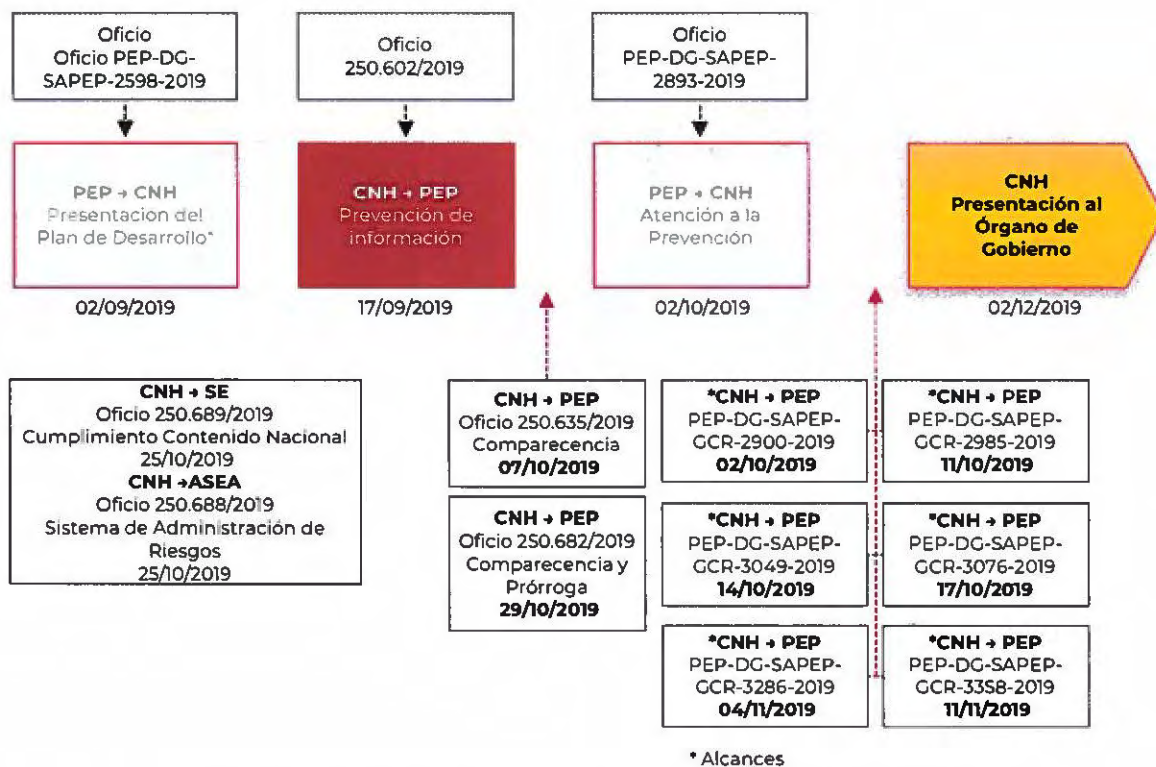


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución. (Fuente: Comisión)

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 el Plan de Desarrollo propuesto permitan maximizar el Factor de Recuperación, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural y los Mecanismos de Medición de la Producción de Hidrocarburos, en condiciones económicamente viables.

La Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 22, 25, 26, 59, 62, fracción III de los "Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos", publicados el 12 de abril de 2019 en el DOF.

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

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan de Desarrollo presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 19, 22, 25, 26, 59, 62, fracción III de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan de Desarrollo dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación ya que la vigencia es de 20 años contados a partir del 13 de agosto de 2014.

En consecuencia, la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción cumple con los requisitos establecidos en el artículo 22 de los Lineamientos 2019, conforme a lo siguiente:

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

IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

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

La Asignación A-0210-M-Campo May presenta dos yacimientos en JSK y K que corresponden a calizas en las formaciones Cretácico Superior y JSK productoras de gas y condensado.

Las principales características generales geológicas, petrofísicas y propiedades de los fluidos y yacimientos de la Asignación A-0210-M-Campo May se muestran en la Tabla 3.

Características Generales	May JSK	May K
Área (km ²)	21	32.2
Año de descubrimiento	1992	1992
Fecha de inicio de explotación	2005	2005
Profundidad promedio (mv)	5,860	5,320
Tirante de agua (m)	15	15
Pozos	May JSK	May K
Número de pozos perforados	11 (2 en JSK y K)*	12 (5 en JSK y K)*
Estado actual de pozos (productores)	3	7
Total de pozos Cerrados	7	5
Con posibilidades de explotación	0	1
Sin posibilidades de explotación	7	4
Taponados	1	0

Tipo de sistemas artificiales de producción	NA	NA
Marco Geológico	May JSK	May K
Era, período y época	Mesozoico/ Jurásico/ Superior	Mesozoico/Cretácico/Superior
Cuenca	Cuenca del Sureste	Cuencas del Sureste
Play	Jurásico Superior Kimmeridgiano	Cretácico Superior
Régimen tectónico	Compresivo	Compresivo
Ambiente de depósito	Barras de Barrera	Talúd y Cuenca
Litología almacén	Calizas (Packstone a Grainstone)	Calizas (Mudstone y Wackstone)
Propiedades Petrofísicas	May JSK	May K
Mineralogía	NA	NA
Saturación de agua inicial (%)	12.7	18.4
Porosidad (%)	6%	3%
Permeabilidad promedio (mD)	22	2.1
Espesor neto y bruto promedio (m)	110.69/207.88	102.37/215.05
Relación neto/bruto	53.15%	47.53%
Propiedades de los Fluidos	May JSK	May K
Tipo de hidrocarburos	Gas y Condensado	Gas y Condensado
Densidad Relativa Gas	0.9083	0.7967
Densidad condensado (°API) @ c.s.	44	45
Viscosidad (cP) @ c.y.	NA	NA
Relación Condensado – Gas (m ³ /m ³) inicial y actual	0.157	0.205
Bg (m ³ /m ³) inicial y actual	0.0036/0.0062	0.0036/0.0053
Calidad y contenido de azufre (%mol)	0.741	0.053
Presión de saturación (kg/cm ²)	405	395
BOE (Factor de conversión a bpce)	3.019	3.019
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	1018-1296	1018-1296
Propiedades del Yacimiento	May JSK	May K
Temperatura (°C)	177	172
Presión inicial (kg/cm ²)	857	838
Presión actual (kg/cm ²)	241	281
Mecanismos de empuje principal y secundario	Expansión Roca-Fluidos / Empuje Hidráulico	Expansión Roca-Fluidos / Empuje Hidráulico
Extracción	May JSK	May K
Métodos de recuperación secundaria	En estudio	En estudio
Métodos de recuperación mejorada	En estudio	En Estudio
Gastos actuales (Mbd) / (MMpcd)	4.1/35.9	7.2/62.8
Gasto máximo yacimiento (bpd/MMpcd) / Fecha observación	41.5(feb-12)/335.5 (feb-12)	27.8(oct-07)/120.8 (jul-07)
Corte de agua actual (%)	34	10

*Pozos Perforados en ambas formaciones

Tabla 3. Características generales de la Asignación A-0210-M-Campo May
(Fuente: PEP)

777
A
B

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

El título de Asignación A-0210-Campo May, fue adjudicado a Petróleos Mexicanos (PEMEX) el 13 de agosto de 2014; posteriormente el 25 de julio de 2016, se modificó y notificó a PEMEX el cambio en el título de Asignación A-0210-M-May, ajustando el porcentaje de Contenido Nacional y las formaciones a explotar, incluyendo el desarrollo de las actividades contenidas en el Plan de Desarrollo documentado por PEMEX en términos de las disposiciones contenidas en el Artículo Sexto Transitorio del *DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía*, publicado en el DOF el 20 de diciembre de 2013.

Derivado del avance en las operaciones, estudios de yacimiento, así como los resultados obtenidos de producción del yacimiento en explotación, y con el objetivo de maximizar el valor económico de la Asignación adecuando a las condiciones vigentes de mercado y presupuestales, PEP presenta un cambio de estrategia de explotación, la cual contempla 8 reparaciones menores para el mantenimiento de la producción base, actividades de taponamiento de pozos (22), abandono de ductos y actividades de desmantelamiento y recuperación de estructuras marinas (14).

Es necesario mencionar que en la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción propuesta para la Asignación A-0210-M-Campo May, los pronósticos de producción agotan la reserva cuantificada en el año 2024 y considera actividades de abandono hasta el año 2028. Sin embargo, el horizonte de evaluación de la Asignación es considerado hasta el año 2040 debido a que aporta recursos bajo el esquema de "Otros Egresos" para actividades de mantenimiento y abandono del Centro de Procesos Litoral-A (CPL), el cual brinda servicios de separación, compresión y bombeo a los hidrocarburos asociados al campo.

Con base en el artículo 62 fracción III de los *Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos*, la Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción (PDEM) de la Asignación A-0210-M-Campo May es debido a que:

- Existe una variación en el monto total de inversión de un decremento del **46%** respecto al total contemplado en el Plan Vigente contra lo erogado más lo contemplado en la modificación propuesta.

Por lo anterior, el Asignatario requiere de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE) de la Asignación A-0210-M-Campo May, debido a que existen modificaciones en las inversiones.

c) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

La Asignación A-0210-M-Campo May, tiene al 31 de mayo de 2019 un volumen real acumulado de condensados de 86.5 MMb en el yacimiento JSK y 67.7 MMb en el yacimiento K, a la misma fecha, el volumen acumulado de gas es de 614.9 MMMpc para el yacimiento JSK y 381.1 MMMpc para el yacimiento K.

Es decir, el volumen total acumulado de ambos yacimientos con corte a esa fecha es de 154.2 MMb de condensados y 996.0 MMMpc de gas, los factores de recuperación totales de los yacimientos JSK y K son 45.94% para los condensados y 52.12% para el gas. Ver Tabla 4.

Año	Yacimiento	Volumen Original		Categoría de Reservas 1P, 2P o 3P	Factor de Recuperación Final		Reserva			Producción Acumulada	
		Aceite MMb	Gas Natural MMMpc		Aceite	Gas	Gas	Condensado	PCE	Aceite	Gas
					%	%	MMMpc	MMb	MMb	MMb	MMMpc
ene-19	Cretácico	151.30	738.04	1P	41.54	55.59	40.79	5.55	13.51	62.85	369.51
	Cretácico	151.30	738.04	2P	41.54	55.59	40.79	5.55	13.51	62.85	369.51
	Cretácico	151.30	738.04	3P	41.54	55.59	40.79	5.55	13.51	62.85	369.51
	JSK	184.22	1173.34	1P	46.01	53.58	17.94	2.44	5.94	84.76	610.77
	JSK	184.22	1173.34	2P	46.01	53.58	17.94	2.44	5.94	84.76	610.77
	JSK	184.22	1173.34	3P	46.01	53.58	17.94	2.44	5.94	84.76	610.77
may-19	Cretácico	151.30	738.04	1P	47.34	57.39	42.47	3.93	12.22	67.69	381.09
	Cretácico	151.30	738.04	2P	47.34	57.39	42.47	3.93	12.22	67.69	381.09
	Cretácico	151.30	738.04	3P	47.34	57.39	42.47	3.93	12.22	67.69	381.09
	JSK	184.22	1173.34	1P	47.35	53.12	8.35	0.77	2.40	86.46	614.87
	JSK	184.22	1173.34	2P	47.35	53.12	8.35	0.77	2.40	86.46	614.87
	JSK	184.22	1173.34	3P	47.35	53.12	8.35	0.77	2.40	86.46	614.87

Tabla 4. Volumen original y Reservas al 01 de enero de 2019 y al 31 de mayo de 2019 A0210-M-Campo May.

(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

777

En la Figura 3 se observa el volumen original de aceite y gas cuantificado al 31 de mayo de 2019.

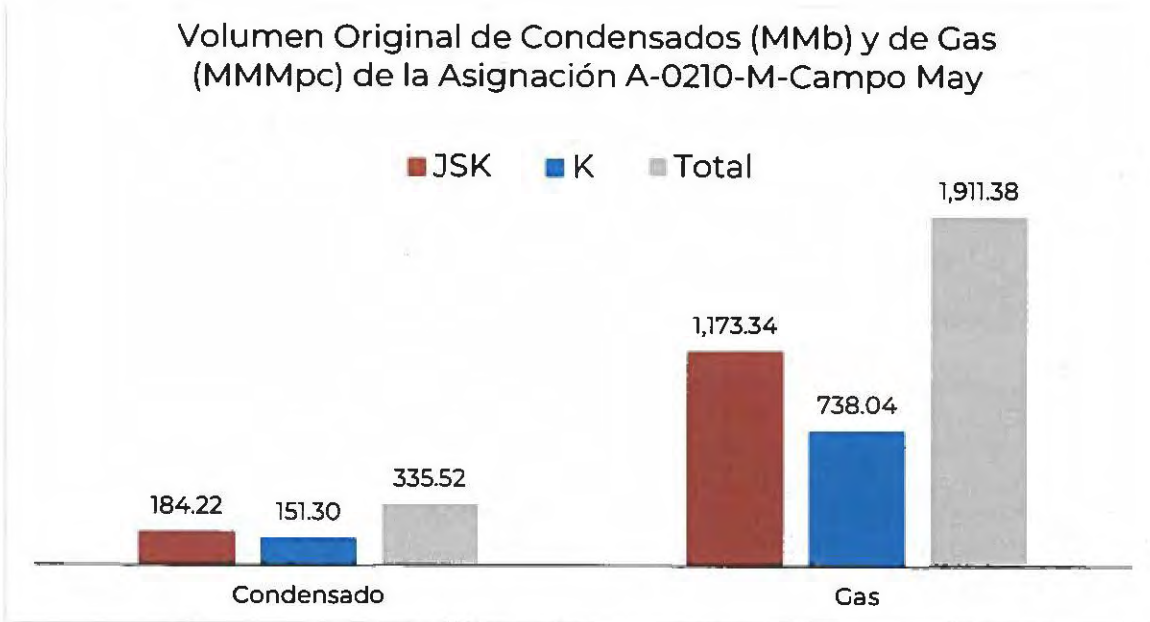


Figura 3. Volumen Original de Condensados y Gas del Campo May para los yacimientos Cretácico y JSK, cuantificado al 31 de mayo de 2019
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

En la Figura 4 se observa las reservas probadas de condensado, gas y petróleo crudo equivalente (PCE) cuantificadas al 31 de mayo de 2019. Es importante señalar que la asignación únicamente tiene reservas probadas, por lo que no cuenta con reservas probables ni posibles.

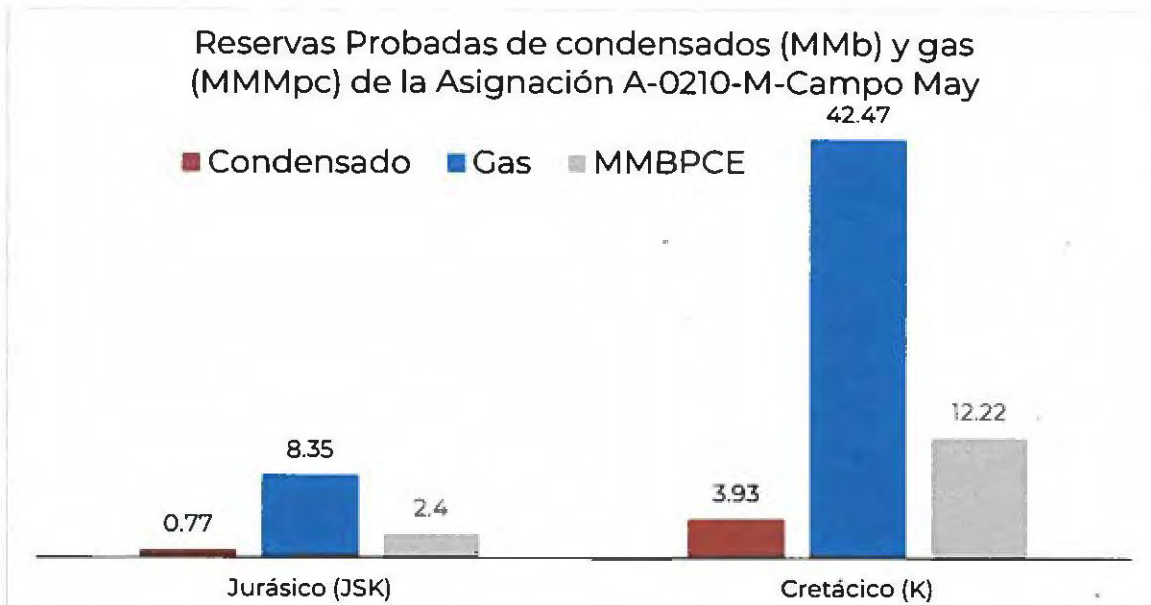


Figura 4. Reservas Probadas de condensado, gas y PCE del Campo May para los yacimientos Cretácico y JSK, cuantificadas al 31 de mayo de 2019
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

[Handwritten signature and initials in blue ink]

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

El Plan de Desarrollo vigente para el periodo 2015-2034, considera la perforación y terminación de 5 pozos (May-29, 19, 5, 18 y 24), 6 reparaciones mayores (RMA), 32 reparaciones menores (RME), con una inversión total de 1,824.0 millones de dólares (MMUSD) y un gasto de operación de 174.74 MMUSD, recuperando un volumen total de 35 MMb de condensado y 385 MMMpc de gas.

El Plan de Desarrollo vigente en el periodo 2019-2034 contempla 1 perforación, 1 terminación y 4 reparaciones menores (RME), con una inversión de 936.5 millones de dólares (MMUSD) y un gasto de operación de 41.6 MMUSD y propone recuperar un volumen de 7.7 MMb de condensado y 93.5 MMMpc de gas.

La nueva propuesta del PDEM considera las siguientes actividades dentro del período 2019- 2034, 8 RME para el mantenimiento de la producción base, el taponamiento de 22 pozos, un total de 14 actividades de desmantelamiento entre las cuales se encuentran el abandono de 8 oleogasoductos y 6 estructuras marinas, con una inversión total de 422.4 MMUSD y gasto de operación de 129.5 MMUSD, que permitirán recuperar un volumen de 4.7 MMb de condensado y 50.8 MMMpc de gas.

En la Tabla 5 se presenta un comparativo de la actividad física aprobada en el PDE vigente, la actividad física Real ejecutada por el Asignatario en el periodo 2015-2019 y la actividad física propuesta por el Asignatario a realizar en la presente solicitud de modificación al PDE 2019-2034 (vigencia de la Asignación). Es importante mencionar que el límite económico del campo es en el año 2024, el Abandono del mismo es en al año 2028 y la vigencia de la Asignación es en 2034, por lo que después del Abandono que es en el año 2028 y hasta el año 2040 se considera el pago de otros egresos por el Abandono del CPL.

777

Concepto	Unidades	Plan Vigente	Real	Plan Nuevo ⁶
		2015-2034	2015-2019 ⁵	2019-2034
Perforaciones	Número	5	2	-
Terminaciones		5	1	-
Reparación mayor		6	3	-
Reparación menor		32	11	8
Ductos		-	-	-
Taponamientos		-	1	22
Abandono		-	-	14*
Reserva (1P)	MMbpce	132.4 ¹	63.03	14.6 ²
Reserva (2P)		132.4 ¹	-	14.6 ²
Reserva (3P)		182.2 ¹	-	14.6 ²
Volumen de condensado a extraer	MMb	35.0	25.4 ⁵	4.71
Volumen de gas a extraer	MMMpc	385.0	192.5 ⁵	50.82
Inversión	MMUSD	1,824.0 ³	526.5 ^{4,5}	422.4 ⁴
Gasto de Operación		174.7 ³	40.6 ^{4,5}	129.5 ⁴

* 6 Estructuras y 8 ductos

Nota 1: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Nota 2: Paridad 20.5 pesos/usd

1. La reserva del Plan Vigente (Ronda Cero) son las reservas certificadas al 1 de enero de 2014.
2. La Reserva del Plan Nuevo corresponde a las reservas estimadas a la fecha corte de producción (31 de mayo 2019).
3. Inversiones y Gastos de Operación del Plan Vigente (Ronda 0) referidos a millones de usd@2019.
4. Inversión y gastos de operación reales y del Plan Nuevo referidos a millones de usd@2019.
5. Inversión, Actividad y volúmenes acumulados reales de condensado y gas consideran el periodo de enero 2015 a mayo 2019.
6. Inversión, Actividad y volúmenes acumulados propuestos en el Plan Nuevo se consideran a partir del 01 de junio de 2019.

Tabla 5. Comparativa de actividad física entre el Plan Vigente y el Plan Modificado de la Asignación A-0210-M-Campo May

(Fuente: Comisión con la información presentado por PEP)

La comparación de avance para el periodo comprendido de 2015 a diciembre de 2018 para la actividad física e inversión y gastos de operación, entre lo real ejecutado por PEP y lo contemplado en el Plan vigente para la Asignación A-0210-M-Campo May, se observa que el Asignatario no cumple con el CMT, tal y como se muestra en la Tabla 6.

Año	Qc (Mbd)		Qg (MMpcd)		Perf. (número)		Term. (número)		RMA (número)		Inversión (MMUSD)		Gastos de Op. (MMUSD)	
	Plan	Real	Plan	Real ¹	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan ²	Real ³	Plan ²	Real ³
2015	29	17.5	282	131.7	-	2	-	1	4	2	121.8	243.8	60.7	8.2
2016	20	17.7	223	131.3	2	-	2	-	2	1	397.7	94.7	45.6	7.1
2017	14	16.7	176	115.6	1	-	1	-	-	-	289.5	70.6	35.3	7.4
2018	10	13.1	119	104.1	1	-	1	-	-	-	295.8	102.0	24.0	9.8
2019	8	11.4	93	102.3	1	-	1	-	-	-	210.3	15.4	19.1	8.1

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

2. Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados a pesos@2019 (T.C. 19.26 pesos/USD). El factor de inflación utilizado para la actualización es de 1.199238218.

3. Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a pesos@2019 (T.C. 19.26 pesos/USD). Los factores de inflación utilizados para la actualización son:

2015 = 1.265; 2016 = 1.104; 2017 = 1.042; 2018 = 0.982

4. Corresponde a lo planeado para todo 2019 y a lo ejecutado Real de enero a mayo 2019.

Las cifras no pueden coincidir por redondeo.

Tabla 6. Comparación entre el Plan vigente vs. real ejecutado, en la A-0210-M-Campo May.

(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

Actividad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Subtotal 2019-2034
Perforación																	0
Terminación																	0
Ductos																	0
Infraestructura																	0
RMA																	0
RME	3	3	1	1													8
Taponamientos		6	4				12										22
Abandono							1	6	6	1							14

Tabla 7. Propuesta de actividad anual para la Modificación del Plan de Desarrollo (PDEM).
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

En las Figuras 5 y 6 se observan las gráficas comparativas de los perfiles de producción de aceite y gas del Plan de Desarrollo vigente, cifras reales a mayo de 2019 y la solicitud de PDEM de la Asignación A-0210-M-Campo May.

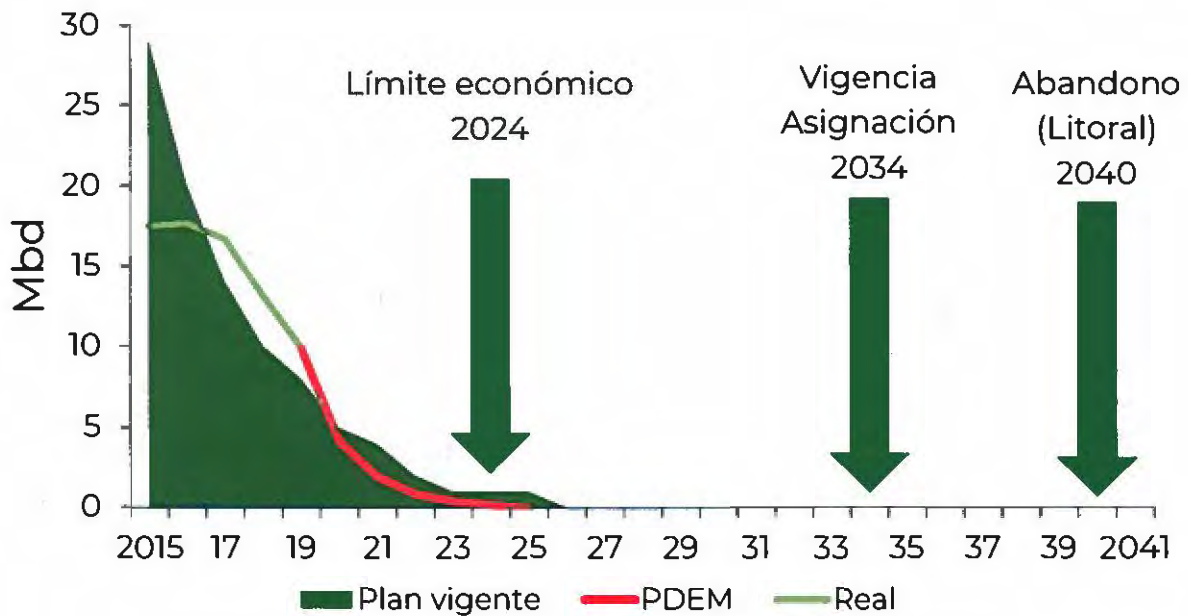


Figura 5. Pronósticos de producción de condensado del Campo May.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

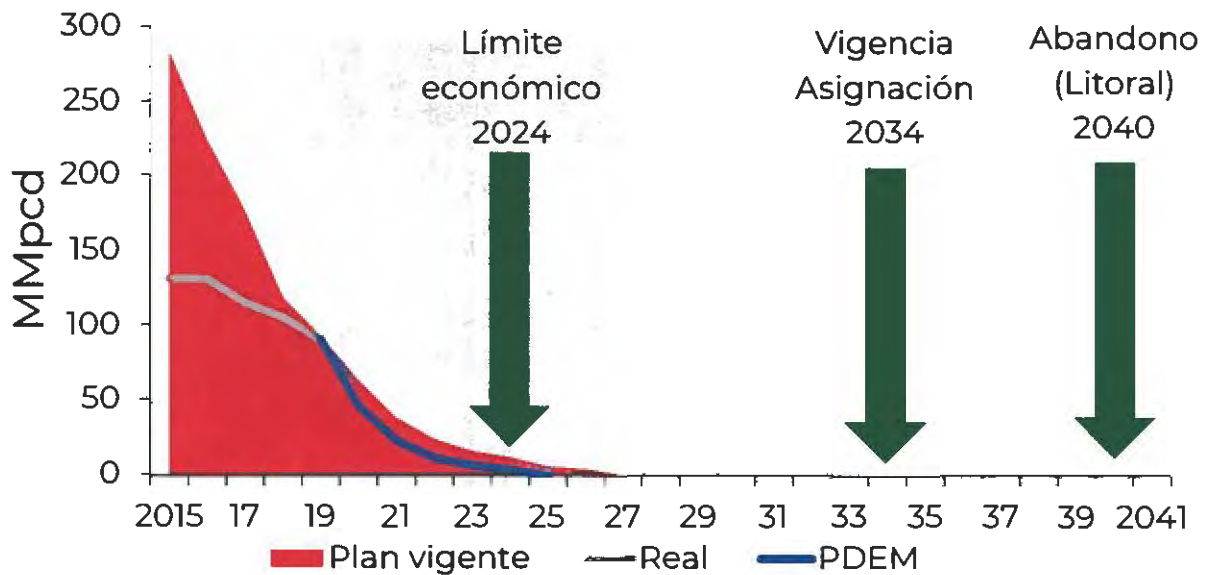


Figura 6. Pronósticos de producción de gas del Campo May.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

En la propuesta del nuevo Plan de Desarrollo propuesto para la Extracción, el Asignatario no considera perforaciones de nuevas localizaciones ni reparaciones mayores; únicamente propone 8 RME, cuyo objetivo es asegurar y mantener la producción base de los pozos productores, con lo cual se estima recuperar de un volumen de 4.71 MMB de condensado y 50.82 MMMpc de gas hidrocarburo; con un factor de recuperación final esperado, al límite económico, en el yacimiento Cretácico de 57.39% para el gas y 47.34% para condensados y en el yacimiento JSK de 53.12% para el gas y 47.35% para condensados en el periodo comprendido de 2019 a 2024.

e) Pozos perforados y pozos a perforar

Dentro del polígono de la Asignación se tienen 23 pozos perforados, de los cuales 21 son pozos de desarrollo y 2 son exploratorios. De los 23 pozos perforados, al cierre del 31 de mayo de 2019, se tiene 1 pozo taponado, 12 cerrados y 10 productores. De los 10 productores, 7 son productores en la formación Cretácico y 3 en la formación JSK. De los 12 pozos cerrados, solo el pozo May-37 se encuentra cerrado con posibilidades, los otros 11 pozos se encuentran cerrados sin posibilidades debido al avance del contacto de agua aceite a nivel de JSK.

En la propuesta de la PDEM para la Extracción no se tiene contemplado la perforación de pozos de desarrollo, únicamente se planean realizar 8 RME y el taponamiento de 22 pozos.

La figura 7 presenta el estado mecánico Tipo para RME cuyo objetivo puede ser: cambio de válvula de tormenta, cambio del medio árbol de válvulas, estimulación, inducción o toma de información (Toma de registros PT y aforos).

[Firmas manuscritas]

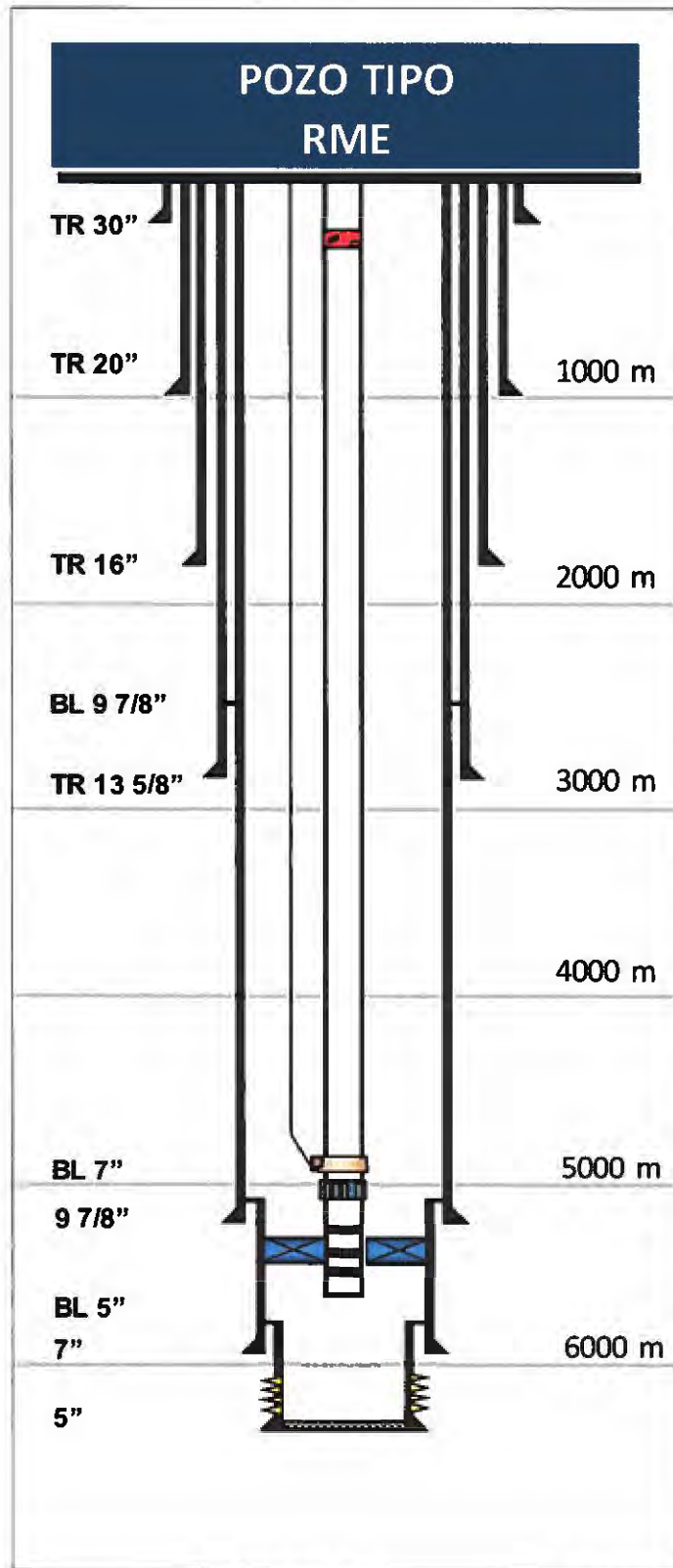


Figura 7. Estado mecánico tipo para RME. (Fuente: PEP)

777

A.A.

La figura 8 presenta el estado mecánico Tipo para realizar taponamientos

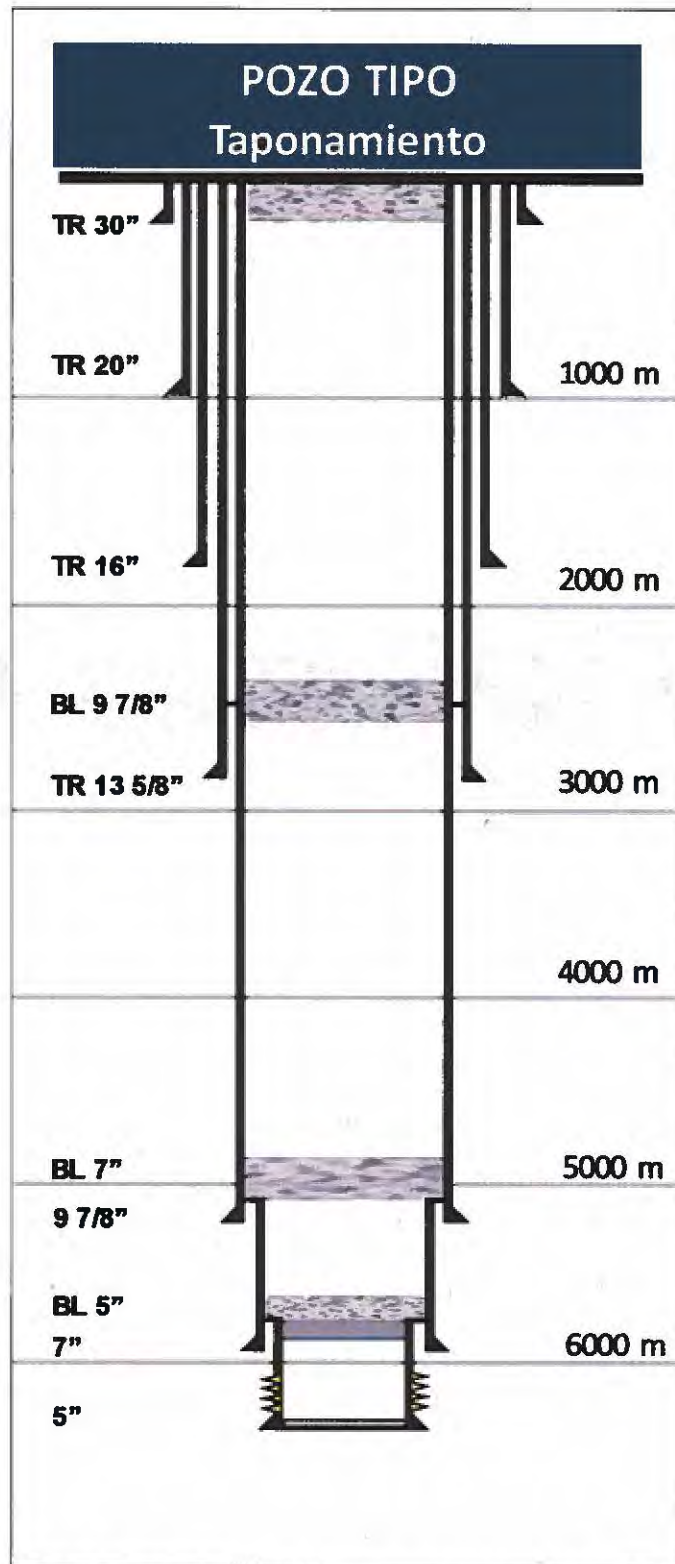


Figura 8. Estado mecánico tipo para taponamiento. (Fuente: PEP)

777
Handwritten signatures and initials in blue ink.

Dadas las características de los yacimientos, las condiciones operativas y las propiedades de los fluidos, es importante mencionar que el Plan presentado por el Asignatario no contempla instalar Sistemas Artificiales de Producción, debido a que los métodos convencionales de levantamiento artificial presentan limitantes para su aplicación.

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

Para seleccionar la mejor estrategia de explotación, el Asignatario generó una matriz de decisión basándose en la información existente del campo, las características de los yacimientos, el plan de implementación, el volumen de Reservas Remanentes cuantificadas al 1 de enero de 2019 y los factores de riesgo asociados. Estos criterios de decisión fueron agrupados en cuatro áreas: Yacimientos, Pozos, Productividad e Instalaciones, dando como resultado la selección de 2 alternativas de desarrollo.

La Figura 9 presenta la matriz de visualización de las alternativas para la Asignación A-0210-M-Campo May.

Asignación	Formación	YACIMIENTOS		POZOS				INSTALACIONES			
		TIPO DE REUPERACION	TIPO DE POZO	PERFORACION	REPARACION	TIPO DE EQUIPO	METODOS DE PRODUCCION	PLATAFORMA		DUCTOS	INFRAESTRUCTURA SISTEMA ARTIFICIAL
								INSTALACIONES	TIPO		
May	K-JSK	Primaria	Vertical	N/A	RMA	Fijo	Flujo natural	Existente	Octapodo	Existente	Gasoducto
		Secundaria	Desviado	Pozo Intermedio	RME	Autoelevable	BN	Nueva	Tripode	Nuevo	BN existente
		Mejorada	Horizontal	Pozo desarrollo	N/A		BEC	Adecuación	ELM		Plataforma de apoyo BEC
								Sea Horse		N/A	

----- Alternativa 1
----- Alternativa 2

Figura 9. Matriz de Visualización de alternativas Campo May. (Fuente: PEP)

• Alternativas de desarrollo evaluadas

Con el objetivo de maximizar el factor de recuperación de Hidrocarburos y la rentabilidad del proyecto para optimizar costos operativos y de inversión, así como para aprovechar la infraestructura actual, reducir riesgos e incertidumbre involucrados en la estrategia de desarrollo, el Asignatario analizó las posibles estrategias de explotación.

Los criterios que se consideraron para la selección de la mejor alternativa fueron:

- Escenario de menor riesgo técnico.
- Mayor recuperación de reservas de hidrocarburos.
- Escenario con menor inversión y mejores indicadores económicos.

Handwritten initials: C, A, and a signature.

Handwritten marks: "777" and a signature.

A continuación, se describen las alternativas de explotación analizadas las cuales se describen en la Tabla 8.

Características	Alternativa 1 (Seleccionada)	Alternativa 2
Metas Físicas (Número)		
Perf. y Term. de pozos de desarrollo	0	1
Intervenciones mayores a pozos	0	0
Intervenciones menores a pozos	8	8
Ductos	0	0
Producción		
Aceite (MMb)	4.71	4.71
Gas (MMMpc)	50.82	50.75
Gastos de operación (MMUSD)	129.45	129.45
Inversiones (MMUSD)	422.4	458.34
Indicadores económicos		
VPN AI (MMUSD)	268.4	231.0
VPN DI (MMUSD)	148.9	110.0
VPI (MMUSD)	343.7	388.5
VPN/VPI AI	0.78	0.67
VPN/VPI DI	0.43	0.32

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

- **Alternativa 1 (Seleccionada)**

Considera continuar con la explotación de la Asignación en los yacimientos K y JSK mediante el mantenimiento de la producción base con la ejecución de 8 RME consideradas para continuar con la operación y mantenimiento de pozos, así como el mantenimiento y abandono de la infraestructura existente. No contempla infraestructura adicional por lo que seguirán con las instalaciones actuales que son: 6 plataformas, 2 tipo Octápodo, 1 tipo Sea Horse III, 1 tipo Estructura Ligera Marina (ELM), 1 tipo Super Sea Pony y 1 más tipo Sea Horse, denominadas: May-A, May-B, May-C, May-D, May-DL1 y May 1, así como una red de oleogasoductos de diferentes diámetros para el transporte de la producción.

- **Alternativa 2**

La alternativa 2 contempla la misma actividad considerada en la alternativa 1, adicionando la perforación de 1 pozo de desarrollo en el Cretácico desde la estructura de May-B con la finalidad de recuperar la reserva remanente del yacimiento en un periodo de tiempo menor. Al igual que la alternativa 1, la alternativa 2 no requiere infraestructura adicional a la existente, sin embargo, por la perforación de la nueva localización, así como sus costos de operación, mantenimiento y abandono disminuyen la rentabilidad de la Asignación porque ya no hay recuperación de reserva adicional a la existente.

Con base en lo anterior se seleccionó la alternativa 1, teniendo por objetivo la administración de la Asignación mediante la explotación de los dos yacimientos productores integrados por, Cretácico y JSK, 8 RME, al abandono de 6 estructuras marinas y 8 oleogasoductos, permitiendo recuperar las reservas estimadas del campo.

Es importante mencionar que en ambas alternativas el Asignatario pretende adquirir la siguiente información con el objetivo de actualizar sus estudios para la optimización de la producción y el monitoreo del yacimiento y de los pozos;

- Registros estáticos
- Aforos
- Modelos Integrales Yacimiento – Pozo – Superficie
- Monitoreo de variables operativas de pozos
- Muestreo y caracterización físico – química de los fluidos producidos.
- Actividades físicas y volúmenes de hidrocarburos a recuperar (a la vigencia de la Asignación)

La propuesta de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0210-M-Campo May considera en el periodo 2019-2040 la selección de la Alternativa 1, que considera 8 RME para el mantenimiento de la producción base, 22 taponamientos de pozos y 14 actividades relacionadas al Abandono de ductos, desmantelamiento y recuperación de estructuras marinas. Se estima recuperar un volumen de 50.82 MMMpc de gas natural no asociado y 4.71 MMb de condensado con una inversión de 422.4 MMUSD y un gasto de operación de 129.5 MMUSD.

Para este nuevo Plan los pronósticos de producción agotan la reserva cuantificada en el año 2024 y consideran actividades de abandono hasta 2028, pero el horizonte de evaluación se considera hasta 2040 debido a la aportación de recursos bajo el esquema de "Otros Egresos" para actividades de mantenimiento y abandono del Centro Litoral-A, el cual brinda servicios de separación, compresión y bombeo a los hidrocarburos asociados al campo.

En la Figura 10 y 11 se muestran la ubicación de los pozos actuales y la configuración estructural del Campo May.

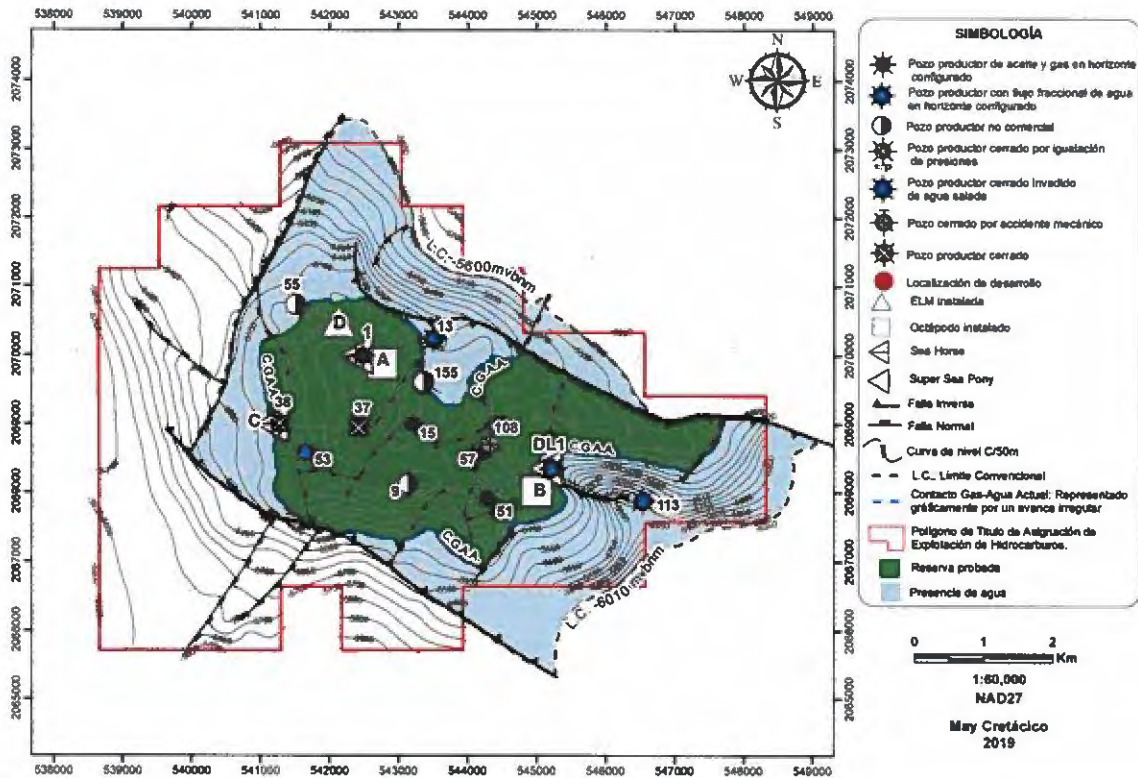
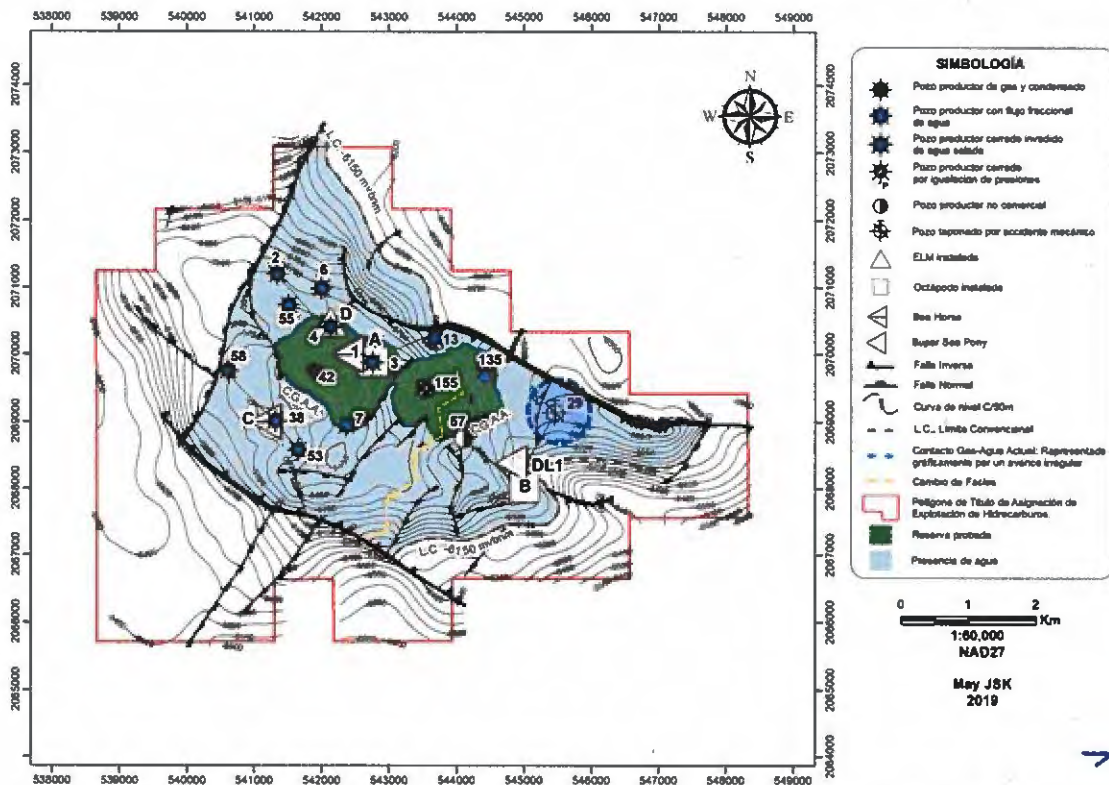


Figura 10. Mapa estructural de la Asignación A-0210-M-Campo May con la ubicación de los pozos a nivel Cretácico certificado el 01 de enero de 2019. (Fuente: PEP)



- Esquema de explotación propuesto

Derivado del análisis realizado a la estrategia presentada en la propuesta de modificación al Plan, se observa que ésta tiene consistencia con la presentada en el Plan Vigente (respecto a los yacimientos a explotar). En esta propuesta el Asignatario considera la explotación de los yacimientos K y JSK.

g) 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) con la producción de la Asignación May, en la curva obtenida se observan pequeñas 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 12 y 9).

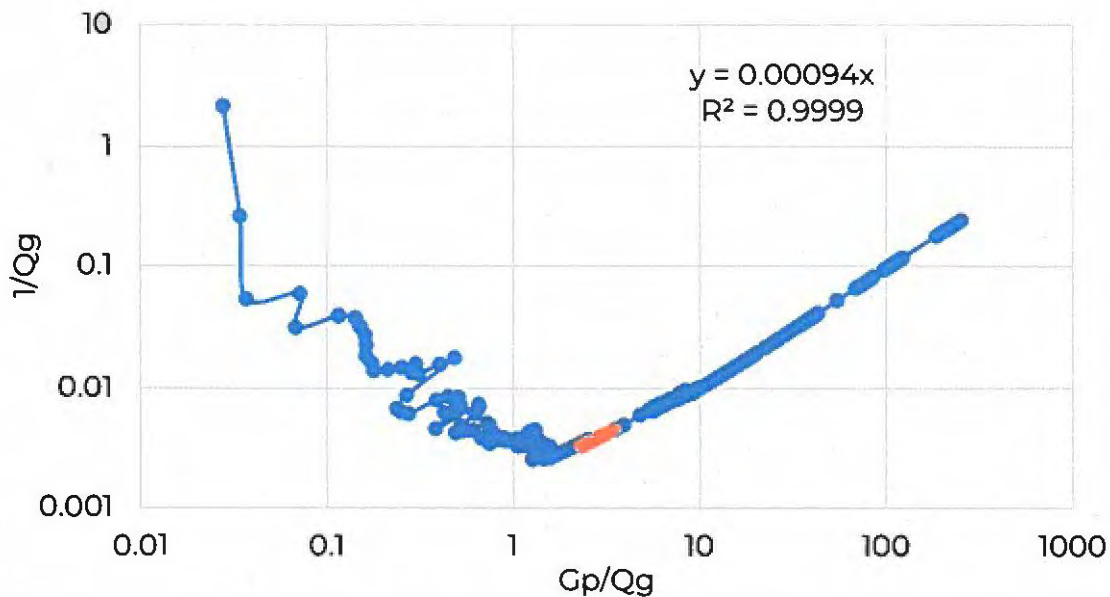


Figura 12. Análisis de Gasto inverso.
(Fuente: CNH)

[Firma manuscrita]

[Firma manuscrita]

Asignación A-0210-M- Campo May	Cálculo CNH ¹	PEMEX
Recuperación final estimada de gas total (MMMpc)	1,111.11	1,046.76

Tabla 9. Recuperación final estimada cálculo CNH.

h) Comparativo del Campo May a nivel internacional

Con el objetivo de analizar la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0210-M-Campo May, la Comisión realizó una comparación de los factores de recuperación con campos internacionales de características similares a las del Campo May para los yacimientos K y JSK.

En las Tablas 10 y 11 se muestran las características y propiedades utilizados para la selección de los campos análogos:

COMPARATIVO DEL CAMPO MAY A NIVEL INTERNACIONAL (K)	
CARACTERÍSTICA	DESCRIPCIÓN
Tipo de Hidrocarburo	Gas y Condensado
Densidad Condensado(API)	44.6
Era/Periodo/Época geológica	Mesozoico/Cretácico/Superior
Ubicación	Costa Fuera

Tabla 10. Criterios de selección del análogo y características del Campo May K.
(Fuente: Comisión)

COMPARATIVO DEL CAMPO MAY A NIVEL INTERNACIONAL (JSK)	
CARACTERÍSTICA	DESCRIPCIÓN
Tipo de Hidrocarburo	Gas y Condensado
Densidad Condensado(API)	44.6
Era/Periodo/Época geológica	Mesozoico/Jurásico/Superior
Ubicación	Costa Fuera

Tabla 11. Criterios de selección del análogo y características del Campo May JSK.
(Fuente: Comisión)

Se utilizó la base técnica de datos disponible en la Comisión para comparar el desarrollo de campos internacionales con el desarrollo propuesto para el Campo May. La información técnica indica que los campos mostrados en la Tabla 12 ubicados en Australia, Noruega y Nueva Zelanda presentan características similares al campo en estudio.

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

Concepto	Snapper (Australia)	Smorbukk (Noruega)	Maui (Nueva Zelanda)	Kupe (Nueva Zelanda)
Tipo de Hidrocarburo	Gas y Condensado	Gas y Condensado	Gas y Condensado	Gas y Condensado
Densidad Condensado API	47	41	44	46
Edad	Cenozoico	Mesozoico	Mesozoico	Cenozoico
Ubicación	Costa Fuera	Costa Fuera	Costa Fuera	Costa Fuera
FR% (Gas)	63	63	56	50

Tabla 12. Campos análogos internacionales y sus características.
(Fuente: Comisión con datos de base técnica)

El factor de recuperación final estimado para el Campo May, al límite económico, en el yacimiento Cretácico es de 57.39% para el gas y 47.34% para condensados y en el yacimiento JSK de 53.12% para el gas y 47.35% para condensados, el campo al que más se asemeja May es Maui de Nueva Zelanda en términos del Factor de Recuperación, aunque hay que señalar que Smorbukk utiliza métodos adicionales de recuperación de hidrocarburos para incrementar la el factor de recuperación.

La Figura 13 presenta los factores de recuperación de estos campos a manera de referencia y es relevante señalar que todos los campos corresponden a condensado (41-47 °API), en Mesozoico y Cenozoico, Costa Afuera y condiciones que impactan directamente en el factor de recuperación de hidrocarburos.

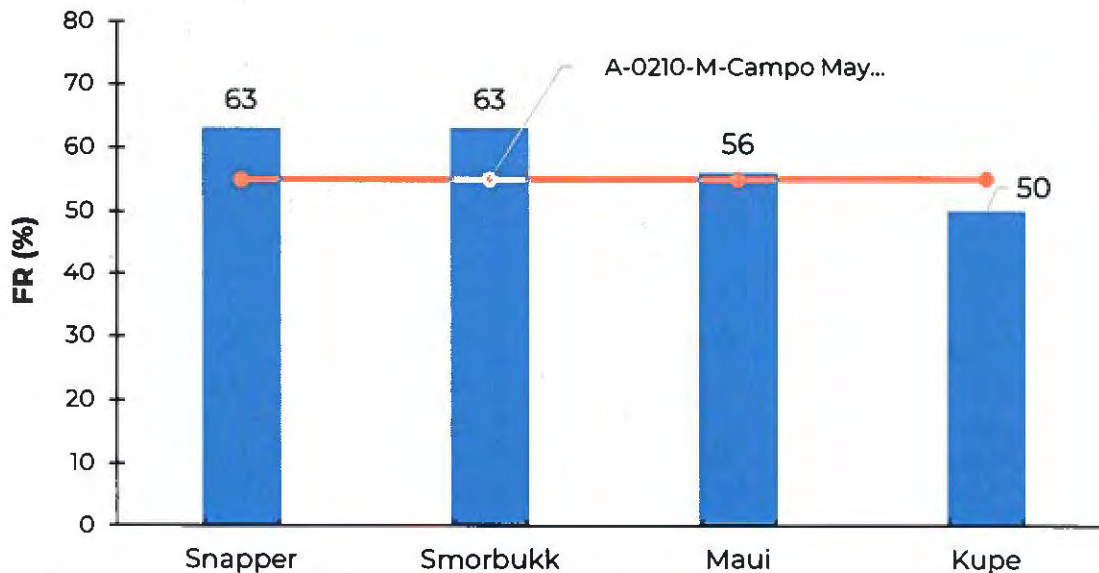


Figura 13. Comparativa de factores de recuperación proyectados en Campos Internacionales.
(Fuente: Base de datos técnica)

Adicionalmente se realizó una comparación con campo análogos nacionales. La comparativa y sus resultados se pueden observar en la Tabla 13 y el gráfico en la Figura 14.

Concepto	Tsimín	Xux	Costero	Tizón	Luna-Palapa
Tipo de Hidrocarburo	Gas y Condensado	Gas y Condensado	Gas y Condensado	Gas y Condensado	Gas y Condensado
Densidad API	47	41	44	49	45
Edad	Cenozoico	Mesozoico	Mesozoico	Mesozoico	Mesozoico
Ubicación	Costa Fuera	Costa Fuera	Terrestre	Terrestre	Terrestre
FR% (Gas/Condensado)	52.6/46.3	55.4/49.2	73.0/58.2	62.5/48.3	62.3/63.8

Tabla 13. Campos análogos nacionales y sus características.
(Fuente: Comisión con datos de base técnica)

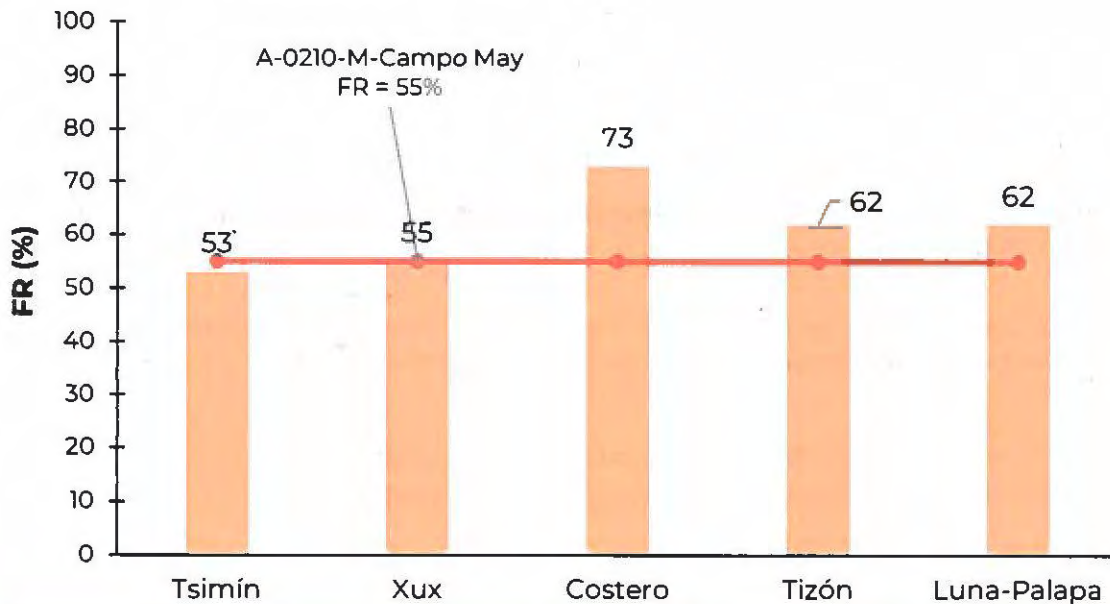


Figura 14. Comparativa de factores de recuperación proyectados en Campos Nacionales.
(Fuente: Base de datos técnica)

Aunado a lo anterior, además de la recuperación primaria, se puede tomar en consideración implementar algún método de recuperación secundaria o mejorada en el campo May.

Con base en los campos análogos internacionales, resulta necesario que el Asignatario con la toma de información propuesta, pueda identificar los mecanismos de recuperación adicionales al comportamiento primario para evaluar su aplicación, de tal manera que le permitan incrementar el factor de recuperación, como se ha hecho en campos con yacimientos similares en otras partes del mundo. Por lo tanto, se considera importar el analizar la factibilidad técnica-económica para aplicar algún método de recuperación, por lo cual, el Asignatario tendrá la obligación de presentar un Programa de Recuperación Secundaria y Mejorada, para dar cumplimiento a los LINEAMIENTOS técnicos en materia de recuperación secundaria y mejorada.

i) Evaluación Económica

Análisis Económico²

La opinión económica relativa a la solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0210-M-Campo May, 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 los presentados en la solicitud de Modificación, y en los reportes mensuales presentados por el Asignatario;
- b. El desglose del Costo Total del proyecto (Programa de Inversiones y Otros Egresos), contenido en la solicitud de Modificación;
- c. La consistencia de la información económico-financiera, incluida como parte de la solicitud de Modificación, y
- d. Una evaluación económica del proyecto de desarrollo del Campo, con base en la información presentada como parte de la solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo.

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

El Plan de Desarrollo vigente para la Asignación, considera inversiones y gastos operativos del orden de 2,492.24 MMUSD³, correspondientes al período 2015 a 2034⁴, de los cuales:

- 2,274.36 MMUSD (91.26% del total) corresponden a inversiones, y
- 217.87 MMUSD (8.74% del total) corresponden a gastos operativos.

² Todos los montos señalados en esta opinión se presentan en dólares del 2019: los pesos en cada caso se convierten a dólares de esa fecha, y posteriormente se actualizan considerando el INPP de Estados Unidos. Lo anterior, para poder realizar los comparativos correspondientes.

³ La totalidad de los montos contenidos en el presente apartado se presentan en dólares de agosto del 2019. En el caso de los montos erogados, éstos se calculan con base en el tipo de cambio promedio de cada año y, posteriormente, se actualizan considerando el INPP de agosto de Estados Unidos.

⁴ El año 2034 corresponde al límite económico del Plan vigente.

Handwritten initials: e, A, UNF

Handwritten marks: 777, a large scribble, and a star-like symbol.

Como referencia, durante los primeros 4 años de implementación del Plan de Desarrollo vigente (de 2015 a 2018), el Operador reporta⁵ un monto erogado del orden de **546.48** MMUSD, (**513.85** MMUSD de inversiones y **32.64** MMUSD de gasto operativo), lo que representa el 22% del monto previsto en el Plan de Desarrollo vigente.

Como parte de la solicitud de Modificación, el Operador propone, para el periodo de 2019 a 2028, una inversión de **422.40** MMUSD⁶, así como **129.45** MMUSD de gastos operativos; para un monto total del orden de **551.85** MMUSD.

Tal y como se muestra en la Figura 15, lo anterior representa un decremento cercano al 56%, respecto de los montos totales esperados bajo el Plan de Desarrollo vigente, considerando los costos erogados con anterioridad.

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

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

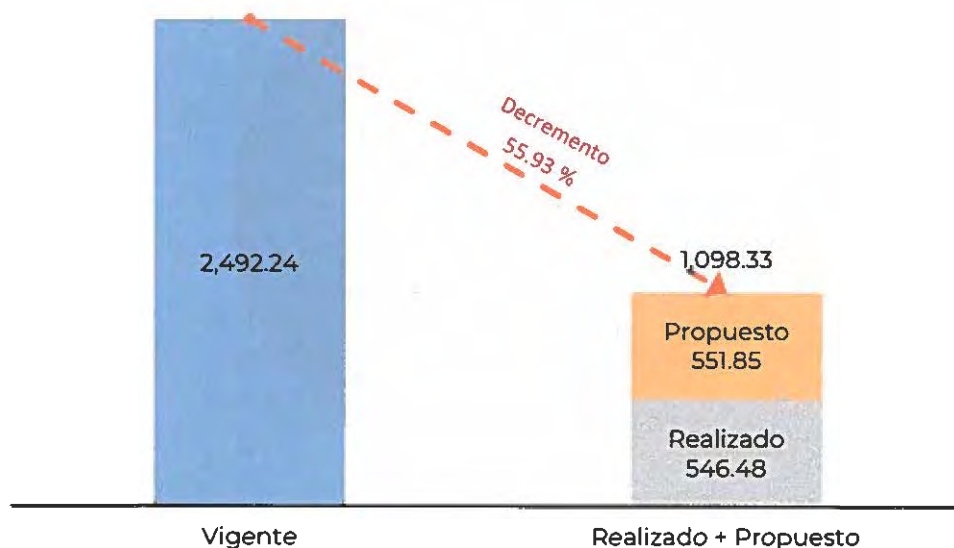


Figura 15. Comparativo de inversión y gasto operativo del Plan vigente respecto a la modificación del Plan (millones de dólares)
(Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por el Operador)

⁵ De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Operador en sus reportes mensuales.
⁶ De esta cifra, 422.40 millones de dólares, 185.59 millones corresponden a inversión en el periodo 2019-2024; y 236.81 millones de dólares relacionados a la actividad de Abandono con un horizonte de tiempo de 2028.

[Handwritten signatures and initials]

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

A continuación, se presenta el detalle del Costo Total del Proyecto el cual incluye el Programa de Inversiones y el concepto de Otros Egresos. El Programa de Inversiones, se presenta 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 551.85 millones de dólares, contenidos en el Programa de Inversiones de la Solicitud de Modificación, se muestran en la Figura 16 y se distribuyen en 3 Actividades, de conformidad con lo siguiente: Desarrollo (1.92%); Producción (55.16%), y Abandono (42.91%).

Así mismo, se destaca que, como parte de la Solicitud de Modificación el Operador presupuestó un rubro denominado "Otros Egresos", por un total de 32.17 millones de dólares, mismo que se refiere a erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones externas al Campo. Ver Tabla 14.

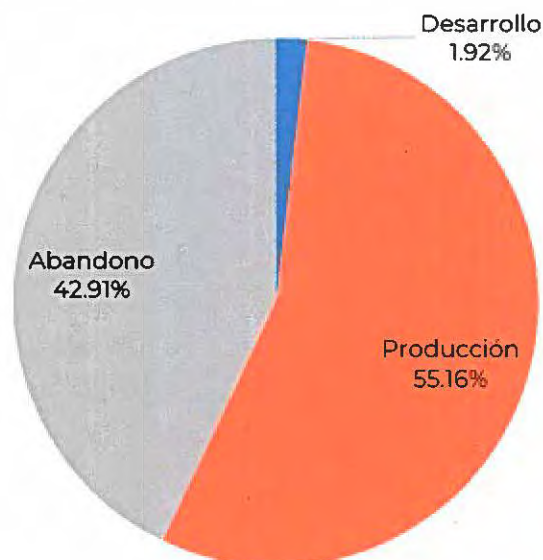


Figura 16. Distribución del Programa de Inversiones por Actividad.
(Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por el Operador)

Actividad	Sub-Actividad	Total (MMUSD)
Desarrollo	General ^a	10.61
Producción	Construcción Instalaciones	1.30
	Ductos	1.98
	General ^b	194.05
	Intervención de Pozos	63.81
	Operación de Instalaciones	36.06
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	7.22
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	236.81
Programa de Inversiones (Inversión y Gasto Operativo)		551.85
Otros egresos ^c		32.17
Costo Total		584.02

*Tabla 14. Desglose del Programa de Inversiones
(Fuente: Información presentada por el Operador)*

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

- Considera 10.61 MMUSD de Inversión en plan de desarrollo con ingeniería de detalle y administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.*
- Considera 64.60 MMUSD de Inversión en administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto y 129.45 MMUSD de Gasto Operativo en administración, mano de obra, materiales, tarifa logística condensado, servicios generales, compras interorganismos, entre otros.*
- Se refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción y mantenimiento en las instalaciones fuera de la Asignación.*

c) Consistencia de la información económica-financiera

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 Plan. Asimismo, el Operador presentó dicha información de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Costos emitidos por la Secretaría de Hacienda.

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

d.1 Premisas de 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 inversión, gasto operativo, otros egresos y producción, así como la propuesta de tipo de cambio presentados por el Asignatario:

La evaluación económica se efectuó considerando las premisas mostradas en la tabla 15.

Premisas	Valor	Unidades
Producción de condensado	4.71	MMb
Producción de gas no asociado	50.82	MMMpc
Precio del condensado ^a	47.24	USD/bi
Precio del gas ^b	4.75	USD / Mpc
Inversiones ^c	195.67	MMUSD
Gasto operativo ^d	129.45	MMUSD
Otros egresos ^e	19.51	MMUSD
Tasa de descuento	10.00	%
Tipo de cambio	20.5	pesos / USD

Tabla 15. Premisas consideradas al realizar la evaluación económica.

Notas:

- Aplicando la fórmula para la determinación del precio de los condensados, acorde con el reporte anual por el que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público establece los rangos de valores de los términos económicos de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos para el año 2019
- Índice de Referencia de Precios de Gas Natural publicado por la Comisión Reguladora de Energía para la Región VI (donde se ubica el Campo) en septiembre de 2019.
- Corresponde al valor de 422.40 MMUSD, asumiendo que el Asignatario consideró durante el periodo de producción del campo una partida de Abandono, por lo que en la presente evaluación sólo se contempla el monto de abandono proporcional correspondiente a la producción remanente, es decir 4.3%. Para efectos del cálculo del Derecho por la Utilidad Compartida, se asume que los montos erogados por Abandono del Campo son deducidos al 100% cada año. El resto de las inversiones se deducen a tasas del 25% y 10%.
- Considera un monto por 25.48 millones de dólares asociados al concepto "Reserva laboral" el cual, fue considerado como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
- Otros egresos es el monto que el Operador refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera del Campo. En tal virtud, éste se consideró como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica. Corresponde al Monto de 32.17 MMUSD, asumiendo que el Asignatario consideró durante el periodo de producción del campo una partida para el Abandono de instalaciones en otras asignaciones que manejan la producción del Campo; por lo que en la presente evaluación sólo se contempla el monto proporcional correspondiente a la producción remanente.

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 **115.98** MMUSD, mientras que el valor presente de las inversiones (VPI) es equivalente a **168.62** MMUSD. Lo anterior representa una relación de VPN/VPI de **0.69** así como una relación beneficio costo (RBC) equivalente a **1.38**.

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 **51.19** MMUSD. En ese sentido, bajo las premisas económicas realizadas como parte de la evaluación, se espera que el Operador obtenga una relación VPN/VPI equivalente a **0.30**, así como una RBC de **1.14**.

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 Impuesto sobre la renta. Bajo dicho ejercicio, el Operador obtiene un VPN **21.82** MMUSD, lo que representa una relación VPN/VPI de **0.13**, así como una RBC de **1.06**.

Estos resultados están descritos en la Tabla 16.

Indicador	Antes del Pago de Derechos e ISR	Después del Pago de Derechos ^a	Después del Pago de Derechos e ISR ^b
VPN (MMUSD)	115.98	51.19	21.82
VPI (MMUSD)	168.62		
VPN/VPI (USD/USD)	0.69	0.30	0.13
RBC (USD/USD)	1.38	1.14	1.06

Tabla 16. Resultados de la evaluación económica
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)

- Considera el cobro del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida (tasas de 65% en 2019, 58% en 2020 y 54% para el periodo restante) y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
- Considera el cobro del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida (tasas de 65% en 2019, 58% en 2020 y 54% para el periodo restante), el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como el Impuesto Sobre la Renta (ISR).

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 May 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 Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos y demás normativa aplicable, el proyecto analizado resulta viable y supone un flujo de recursos para el Estado durante el periodo de 2019 a 2028.

j) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De conformidad con lo establecido en los artículos 19, 42, 43 y 44 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH), la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción llevó a cabo el análisis y revisión de la información presentada por el Asignatario correspondiente a la modificación del Plan de Desarrollo de la Asignación 0210-M-Campo May (en adelante campo May).

La Asignación A-0210-M-Campo May se encuentra localizada aproximadamente a 74 km al N.E. de la Terminal Marítima de Dos Bocas (TMDB) en Paraíso, Tabasco y a 16 km al N.E. de Frontera, Tabasco, colindando al N.E. con la Asignación A-0374-M-Campo Yum y al Oeste con la Asignación A-0352-M-Campo Tsimín.

El campo May cuenta con un total de 23 pozos perforados, de los cuales diez se encuentran produciendo (10,795 bpd de condensados, 89.84 MMpcd de gas y 2,946 bpd de agua, datos del mes de agosto del año en curso) de manera natural, debido a que el yacimiento del campo es de alta presión y temperatura. Los pronósticos de producción de la Asignación A-0210-M-Campo May agotan la reserva en el año 2024, considerando actividades de abandono hasta el año 2028; sin embargo, el horizonte se considera hasta el año 2040.

El Campo May no considera el desarrollo de nueva infraestructura, por lo que el Asignatario busca aprovechar las instalaciones actuales, las cuales consisten en: 6 plataformas, 2 tipo Octápodo, 1 tipo Sea Horse III, 1 tipo Estructura Ligera Marina (ELM), 1 tipo Super Sea Pony y 1 más tipo Sea Horse, denominadas como: May-A, May-B, May-C, May-D, May-DL1 y May-1, además de la red de oleogasoductos de diferentes diámetros para el transporte de la producción.

La producción de hidrocarburos de la Asignación A-0210-M-Campo May se envía hacia el Centro Procesador (C.P.)-Litoral-A, mediante la siguiente filosofía: la producción de las plataformas May-D, May-1, May-C, May-B, y May-DL1 fluyen hacia la plataforma May-A, posteriormente la producción total de la Asignación A-0210-M-Campo May se transporta por el oleogasoducto de 24"Ø x 17 km hacia el CP-Litoral-A; la producción llega a la plataforma Enlace Litoral, donde se mezclan las corrientes de los campos Bolontikú, Uech, Yum y Sinan, para después dirigirse a la plataforma PB-LIT-T, donde se

Handwritten initials: A, B, C, D, E, F, G, H, I, J, K, L, M, N, O, P, Q, R, S, T, U, V, W, X, Y, Z

Handwritten signature and initials

tiene la primera etapa de separación en el separador trifásico FA-3102 , pasando a la segunda y tercera etapa de separación en el separador trifásico FA-3100, además del deshidratado y desalado en la plataforma PB-LIT-A.

El gas separado que se recibe en la plataforma PB-LIT-T, se envía desde el CP-Litoral-A hacia el CP-ABK-D vía CP-POL-A a través del gasoducto de 36"Ø x 53km con el fin de ser rectificado y comprimido, para su posterior envío hacia el Centro de Proceso y Transporte de Gas (C.P.T.G) Atasta, teniendo como destino final el Centro de Distribución de Gas Marino (C.D.G.M) Ciudad Pemex, Centro Procesador de Gas (CPG) Ciudad Pemex y Complejo Procesador de Gas (C.P.G.) Nuevo Pemex.

Sin embargo, el gas obtenido o separado en el separador de primera etapa FA-5100 instalado en la plataforma CA-LIT-A es enfriado en el EC-5100 y rectificado en el separador FA-5101 con el fin de ser enviado a succión de compresores de alta presión TC-5200, una vez comprimido el gas se dirige hacia la TMDB por medio del gasoducto de 36" Ø x 77 km, finalizando su recorrido en el CPG Cactus a través de dos gasoductos de 36" Øx 40 km y de 36" Ø x 27 km.

El líquido de las corrientes previamente señaladas se envía hacia los separadores trifásicos FA-3100 y FA-3101 ubicados en la plataforma PB-LIT-A, el agua se envía al sistema de tratamiento de agua congénita para su tratamiento y disposición; sin embargo, el aceite deshidratado y desalado se envía a las turbobombas GA-3154 dirigiéndose al cabezal de salida de crudo de la plataforma Enlace Litoral, ya en Enlace Litoral, el aceite en calidad es enviado hacia la plataforma Rebombear por el oleoducto de 24" Ø x 8km, concluyendo su trayecto en la interconexión submarina 96, donde dependiendo de la alineación de válvulas y condiciones operativas puede fluir hacia el CP-Akal-J vía Plataforma Rebombear o hacia la TMDB como flexibilidad operativa.

En la Plataforma Rebombear la corriente de aceite transportada pasa por el oleoducto de 36" Øx53 km hacia el CP-Pol-A, posteriormente a través del oleoducto de 36" Ø x 9km se envía la corriente hacia el CP-Abkatun-D, después mediante el oleoducto de 24" Ø x 3.6km se transporta hacia el CP-Abkatun-A, consecuentemente a través del Oleoducto de 36" Ø x 21 km se envía hacia el CP-Akal-J, una vez en el CP-Akal-J el crudo ligero marino CLM tiene tres destinos: uno es hacia el punto de comercialización FPSO Yuum K'ak'náab y/o Terminal Marítima Cayo Arcas (CA), dicho Crudo Ligero Marino (CLM) es utilizado para su mezcla con crudo pesado proveniente de los campos Ku, Maloob y Zaap, para conformar crudo tipo Maya con fines de exportación vía FPSO y/o CA. Por otra parte, desde Akal-J el CLM también es destinado para el envío hacia el campo Ayatsil, el cual produce un crudo de alta viscosidad con aproximadamente 10° API esto con la finalidad de aligerar la corriente de crudo, para obtener un mínimo de 16° API, para finalmente enviarse hacia TMDB vía el corredor Ku-H / Ku-S / Ku-A / Akal-J.

Adicionalmente se envía crudo estabilizado y tratado hacia el Centro Comercializador de Crudo (C.C.C.) Palomas, donde se realizarán las actividades de exportación. Ver figura 17.



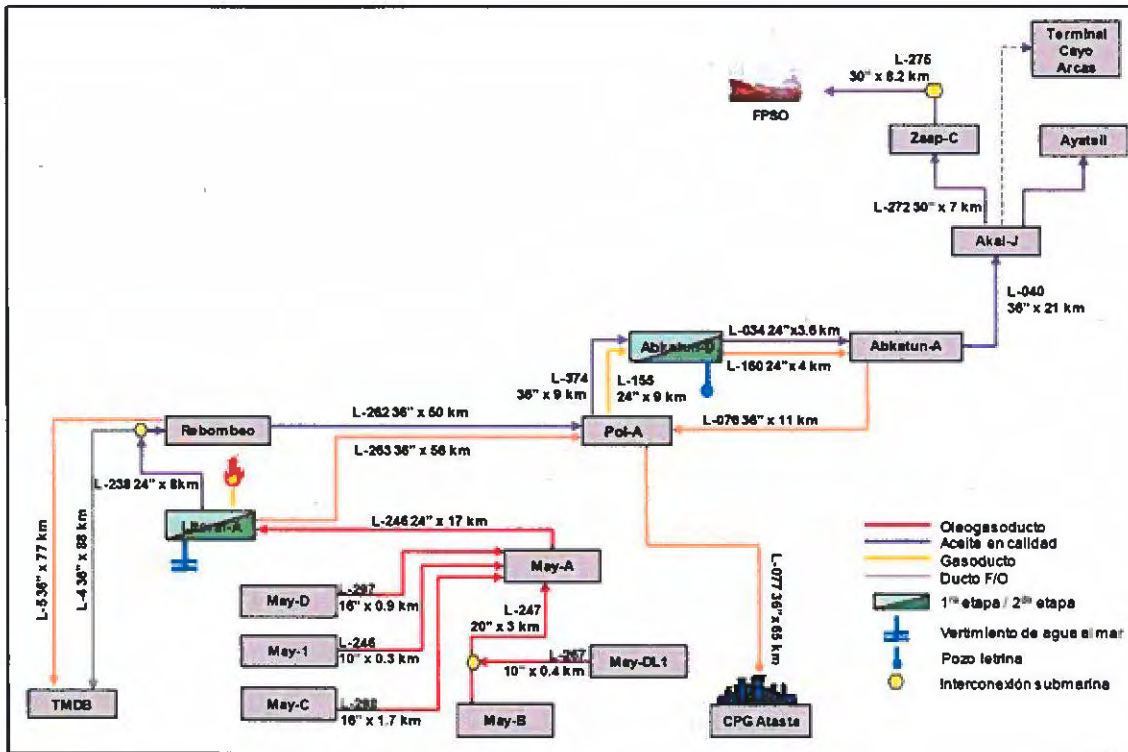


Figura 17. Diagrama de recolección de la producción en la Asignación A-0210-M-Campo May (Fuente: PEP)

En complemento de lo anterior el Asignatario realiza la siguiente propuesta para los Puntos de Medición para el Aceite, Gas y Condensado de la Asignación A-0210-M-Campo May.

Medición de Petróleo

Para la cuantificación del aceite, el Asignatario contempla mediciones de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal (Puntos de Medición), en la Figura 18 se identifica el tipo de medición en el manejo y transporte de petróleo correspondiente esta Asignación.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

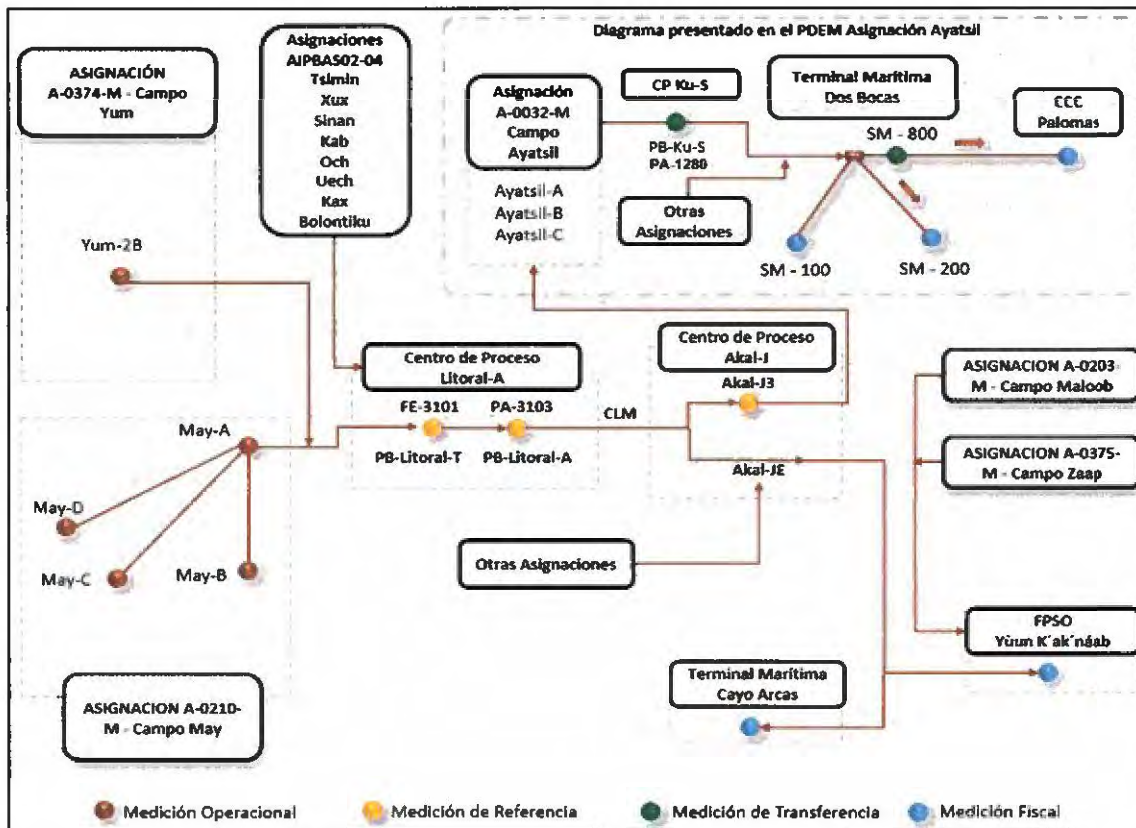


Figura 18. Manejo y Medición de aceite correspondientes a la Asignación 0210-M-Campo May.

La medición operacional se realiza en las plataformas de la Asignación-A-0210-M-Campo May, en May-A y May-B se realiza la separación de las fases por medio de separadores bifásicos convencionales realizando la medición mediante medidores Coriolis, en periodos de tiempo de 4 horas mínimo y 6 horas máximo, en May-C y May-D se cuenta con sistemas multifásicos GLCC, cabe mencionar que este tipo de tecnología permite medir cada una de las fases por separado, empleando medidores masicos de flujo tipo Coriolis para cuantificar las fases, adicionalmente en May-I y May-DLI se emplean medidores multifásicos, los cuales no necesitan la separación de las fases de la mezcla de hidrocarburos, cabe señalar que se menciona que el medidor multifásico instalado en la plataforma May-DLI se encuentra en mantenimiento, a lo cual el Asignatario deberá notificar una vez que dicho medidor multifásico entre en operación, conforme a lo establecido en los LTMMH.

La medición del tipo referencial se realiza en el CP-Litoral-A empleando el sistema de medición referencial PA-3101 ubicado en la plataforma PB-Litoral-T; además de utilizar el sistema de medición PA-3103 ubicado en la plataforma PB-Litoral-A, ambos contando con tecnología de medición de flujo másico tipo Coriolis, adicionalmente en el CP-Akal-J J3 se cuenta con el paquete de medición PA-5000 el cual cuenta con tecnología de medición de flujo tipo ultrasónico.

La medición de transferencia se realiza en la TMDB mediante el Sistema de Medición SM-800, que tiene como elemento primario medidores de flujo tipo turbina, en el caso de la PB-Ku-S se cuenta con el Sistema de Medición de Transferencia PA-1280, con medidor de tipo ultrasónico como elemento primario de medición.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Los Puntos de Medición de aceite propuestos para la Asignación A-0210-M-Campo May son cuatro, los cuales son los siguientes:

- **Terminal Marítima Cayo Arcas:** Sistemas de Medición PA-100 y PA-200 con medidores de desplazamiento positivo como elemento primario de medición.
- **FPSO Yùm K'ak'náab:** Sistema de Medición M14 con medidores de tipo ultrasónico como elemento primario de medición.
- **Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB):** Sistemas de Medición SM-100 y SM-200 con medidores tipo turbina como elemento primario de medición.
- **Centro Comercializador de Crudo Palomas (C.C.C. Palomas):** Sistemas de Medición PA-100, PA-200 y PA-300 con medidores de tipo ultrasónico como elemento primario de medición.



777



Medición Gas Natural

Para la cuantificación del gas, el Asignatario contempla mediciones de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal (Puntos de Medición), ver Figura 19 la cual es un esquema en el que se identifica la medición correspondiente a esta Asignación.

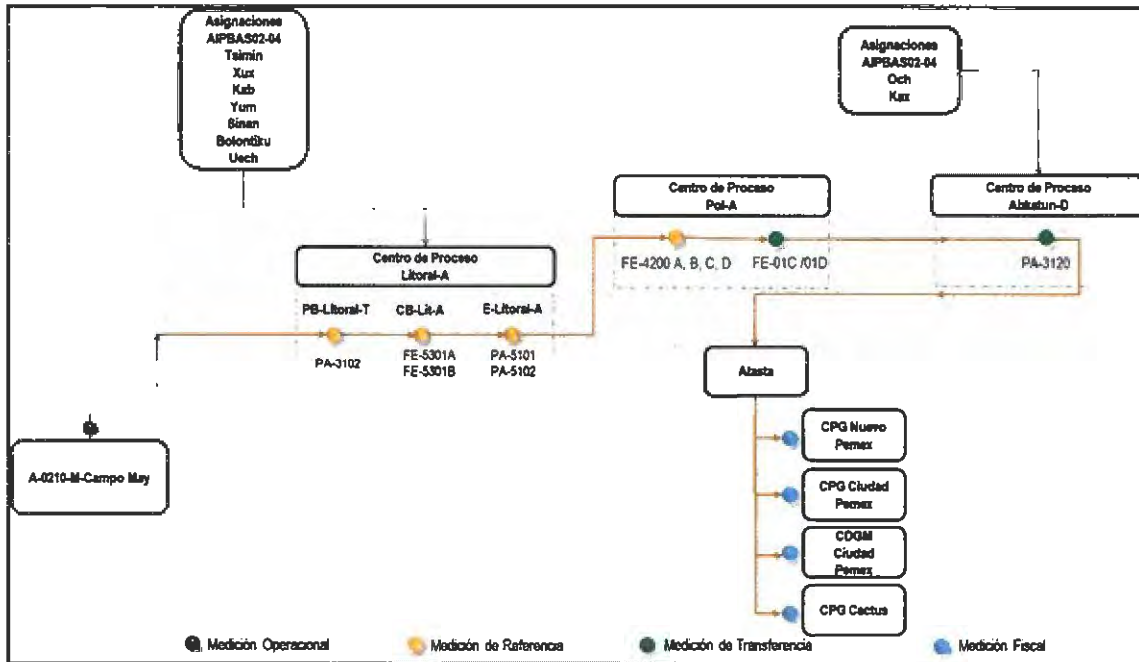


Figura 19. Tipos de Medición para gas correspondientes a la Asignación 0210-M-Campo May. (Fuente: PEP)

La medición del tipo referencial se realiza en el CP-Litoral-A, empleando el sistema de medición PA-3102 con medidores de flujo tipo V-Cone ubicados en la plataforma PB-Litoral-T; además se utiliza el sistema de medición FA-5301-A que tiene como elemento primario de medición un medidor de flujo de placa de orificio instalado en la plataforma CB-Litoral-A, los sistemas de medición PA-5101 y PA-5102 que cuentan con medidores ultrasónicos como elemento primario de medición, ubicados en la plataforma E-Litoral-A, por último se mencionan los sistemas de medición FE-4200 A, B, C, D que cuentan con medidores de flujo tipo ultrasónico como elemento primario de medición ubicados en el CP-Pol-A.

La medición de transferencia se realiza en el CP-POL-A, se cuenta con el paquete de medición FE-01C/01D con medidores de flujo de tipo ultrasónicos como elementos primarios de medición, adicionalmente se realiza otra medición de transferencia en el CP-Abkatun-D (PA-3120) que cuenta con medidores tipo ultrasónico como elemento primario de medición.

Los Puntos de Medición de gas propuestos para la Asignación A-0210-M-Campo May son cuatro, los cuales son los siguientes:

- **Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex:** Sistemas de Medición PM-11 con medidores de placa de orificio como elementos primarios de medición
- **Centro Procesador de Gas Cactus:** Sistema de Medición PM-66 con medidores de placa de orificio como elementos primarios de medición.
- **Centro Procesador de Gas Ciudad Pemex:** Sistemas de Medición PM-25 con medidores de placa de orificio como elementos primarios de medición.
- **Centro Distribuidor de Gas Marino Ciudad Pemex:** Sistemas de Medición PM-101 con medidores de placa de orificio como elementos primarios de medición

Medición de Condensado

Los Puntos de Medición propuestos para realizar la medición de condensados líquidos para la Asignación A-0210-M-Campo May son dos, los cuales son los siguientes.

- **Centro Procesador de Gas Cactus:** Sistema de Medición FE-420 con medidores másicos tipo Coriolis como elemento primario de medición, y Sistema de Medición FE-1420 con medidores de placa de orificio como elemento primario de medición.
- **Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex:** Sistema de Medición FE-4420 I y FE-4420 II con medidores del tipo placa de orificio como elemento primario de medición, y Sistema de Medición FE-4420 III y FE-4420 IV con medidores tipo Másico Coriolis como elemento primario de medición.

Manejo del Agua

En cuanto al manejo y medición del agua congénita, una vez separada y obtenida del proceso de deshidratación en las instalaciones del CP-Litoral-A, la determinación del volumen de agua se hace a través de muestreos manuales, mediante una toma normada para que sea representativa al gasto, posteriormente se alimenta al tanque acumulador de agua congénita (FA-3600), dicha agua congénita se envía al sistema de tratamiento de agua congénita de CB-Litoral-A para mayor tratamiento o para ser bombeada con inyección de químicos previamente a difusor marino, dicho volumen se determina por prorrateo conforme a los volúmenes de agua medidos debido a que la producción es mezclada con las asignaciones Yum, Tsimin, Xux, Sinan, Kab, Bo!ontikú y Uech. Por su parte en la PB-Ku-S, la determinación del volumen de agua se obtiene a través de un patín de calidad con un muestreador automático y un medidor de corte de agua, los datos obtenidos son recibidos por los computadores de flujo asociados a sistemas de medición y verificados por resultados del análisis del contenido de agua obtenidos en el muestreador.

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-0210-M-Campo May se llevó a cabo la evaluación mostrada en las Figuras 20, 21 y 22.

df
A.

777
[Handwritten signature]

Datos Generales: Nombre del Asignatario o Contrato: <u>Pemex Exploración y Producción</u> No. de Contrato o Asignación: <u>A-021D-M-Campo May</u> Nombre de la Asignación o Área Contractual: <u>Campo May</u> Tipo de Plan a evaluar: <u>Plan de Desarrollo</u>							
No.	Artículo de los LTI/MI/Contrato/Quil	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	LTI/MI, Capítulo II 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 para lo cual se utilizará la plataforma May-A para la recolección de los demás plataformas pertenecientes a dicha Asignación la cual fluará a través de la infraestructura existente con dirección al CP-Litoral-A donde se mezclará la producción de los campos Bolobryku, Uech, Yum y Sinan, siguiendo la filosofía de operación para llegar los Puntos de Medición propuestos	Debe resaltar que la producción se manejará de manera multibásica hasta los centros de proceso en donde se estabilizarán y acondicionarán los hidrocarburos, en donde llegarán con las corrientes de campos como Bolobryku, Uech, Yum y Sinan
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTI/MI, Capítulo II	De los sistemas de medición	Si	Si	Presenta como propuesta de Puntos de Medición para acete los ubicados en la TMDG COC Palomas, FPSO YUN y TM Cayo Arcas, adicionalmente para el Gas aquellos ubicados en el CDGM Ciudad Pemex, CPG Ciudad Pemex, CPG Nuevo Pemex y CPG Cactus, en cuanto a los condensados los Puntos de Medición propuestos son CPG Nuevo Pemex y CPG Cactus	Presentó la descripción e información relacionada con los sistemas de medición ubicados en los Puntos de Medición, y adicionalmente lo relacionado con mediciones de transferencia, referencia y operacional
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTI/MI	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 NMX-CC-10012-MNC-2004	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, información ubicada en el documento Mecanismos de Medición página 4, 5 y 8
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 metrológica, de mantenimiento	Si	Si	Presenta el Procedimiento Operativo para Mantenimiento de Medición de Hidrocarburos (PO-PO-MAD002-2017), el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta de anexos Mecanismos de Medición y con el cual se dará el mantenimiento adecuado y preventivo a los sistemas de medición lo cual puede influir directamente en los resultados de medición	Presenta los programas de mantenimiento para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de los procedimientos
		Confirmación metrológica		Si	Si	Presenta el Procedimiento Operativo para Realizar Confirmación Metrológica a Sistemas de Medición (PO-PO-OP-0144-2017), el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta anexa Mecanismos de Medición, proceso con el cual se asegurará que los instrumentos se mantienen para el uso previsto	Presenta los programas de confirmación metrológica para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de estos procedimientos
		Elaboración de balance		Si	Si	Presenta el Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Producción de Acete (PO-MC-OP-0002-2017), así como el Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Producción de Gas Natural (PO-MC-OP-0003-2017), el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta de anexa Mecanismos de Medición	Ver apartado de producción y balance
Calibración de los instrumentos de medida	Si	Si		Presenta el Procedimiento Operativo para Calibrar Sistemas de Medición de Hidrocarburos (PO-PO-OP-0134-2017), el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta anexa Mecanismos de Medición, con lo cual recibirá la trazabilidad a través de patrones propios o de un tercero acreditado	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 el diagrama general del proceso donde se identifican los diferentes tipos de medición a realizar, así mismo también se presenta los diagramas correspondientes a las instalaciones que conforman los Mecanismos de Medición desde el pozo hasta el Punto de Medición, esta información se encuentra en el documento Mecanismos de Medición	Adicionalmente a los diagramas en el documento Mecanismos de Medición se presenta la descripción de la conformación de los sistemas de medición tanto para hidrocarburos líquidos como para gas
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTI/MI	Si	Si	Se presenta la ubicación de los sistemas de medición mediante coordenadas geográficas además de su categoría o uso, información ubicada en el documento Mecanismos de Medición y en el documento Ubicación de los Instrumentos de Medición, contenido en la carpeta Mecanismos de Medición	Estas ubicaciones y cambios deberán mantenerse actualizados y deberán formar parte del censo que se entregue anualmente de conformidad con los LTI/MI y utilizando los formatos correspondiente
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 LTI/MI	Si	Si	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 a lo largo del documento Mecanismos de Medición en los anexos de la carpeta Mecanismos de Medición	Se presentan algunos DTI's, estos diagramas deberán mantenerse actualizados ya que forman parte de la información documental de los Mecanismos de Medición

Figura 20. Evaluación de los Mecanismos de Medición (parte 1).



[Handwritten signatures and initials in blue ink]

8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a los establecido en el artículo 20 presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores	Si	Si	De acuerdo a la información presentada no se identifica el uso compartido de los puntos de medición propuestos	Sin Observaciones
9	42, fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	Si	Si	El Asignatario presenta los programas correspondientes a la implementación de los requisitos para el cumplimiento de los LTM&H Información ubicada en el documento Mecanismos de Medición, así como en la carpeta anexa Mecanismos de Medición	Se encuentran los programas 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 LTM&H, y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conformen el Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencias de la trazabilidad y mantenimiento 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 anexa Mecanismos de Medición	Es importante resaltar, que no todos los valores están dentro de lo establecido, sin embargo se identifica el compromiso de mejora a corto plazo para tener un mejor aseguramiento de la medición, y con lo cual se mantendrá la trazabilidad y mantenimiento a los sistemas de medición que influyen directamente en el resultado 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 LTM&H	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 hasta el año 2024, información en el documento Mecanismos de Medición y anexos de la carpeta Mecanismos de Medición	Estos gastos e inversiones de acuerdo a lo observado garantizarán los parámetros de incertidumbre solicitados en los LTM&H, siempre y cuando se lleve a cabo el correcto seguimiento a las mismas
12	42, fracción X	Programa de implementación de la Balanza de registro	Deberá dar cumplimiento al artículo 7 fracción IV artículo 10, artículo 42 fracción X, artículo 50	Si	Si	De acuerdo a la información presentada, el proceso de adiestramiento del personal encargado de administrar los sistemas de medición se llevó a cabo durante el periodo del 31 de octubre al 03 de noviembre del 2016 y el periodo para el registro de información en su primera etapa (censo de sistemas de medición), se estableció del 7 de noviembre de 2016 al 7 de marzo de 2017 información presentada en los anexos de la Carpeta Mecanismos de Medición	Cabe resaltar que la información a contener da cumplimiento a lo solicitado en los LTM&H
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 los anexos, carpeta anexa Mecanismos de Medición	Sin Observaciones
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	Se presenta propuesta de cinco indicadores de desempeño el cual esta contenido en el documento Indicadores de Desempeño, en los anexos de la carpeta Mecanismos de Medición, los cuales cumplen con la información mínima a contener de acuerdo a lo establecido en los LTM&H	Se identifica que manifiesta con estos indicadores del cumplimiento a lo solicitado en los LTM&H para los indicadores, sin embargo una vez implementados estos deberán ser evaluados en su ejecución y cumplimiento dandoles seguimiento
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 a la Mtra. Blanca Estela González Valbuena Suplente de la Administración del activo integral de producción bloque ASO2-04, 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	Sin Observaciones
18	19 fracción II	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, y manifiesta que actualmente se encuentran operando	Sin Observaciones
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	Con base a los procedimientos presentados para la determinación de calidad y su asignación el Operador Petrolero asegura su determinación en los Puntos de Medición	De acuerdo a los documentos presentados en la carpeta de procedimientos se manifiesta que para el aceite, gas y condensado, se identifica que 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 de medición (computador de flujo), los cuales cuentan con seguridad para su acceso y contienen los algoritmos de cálculo para la determinación de los volúmenes netos	Sin Observaciones

Figura 21. Evaluación de los Mecanismos de Medición (parte 2).

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 8 - VIII - Incer de Med, ubicada en la carpeta anexo Mecanismos de Medición.	Se identifica que hay programas asociados a la calibración con lo cual el Operador Petroero asegura la trazabilidad de los instrumentos, programas que deberán ser actualizados anualmente, y aplicados en algunos casos a la brevedad para mantener en condiciones y dentro de los parámetros de incertidumbre.
22	22	patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permanente. En casos excepcionales, Patrones portátiles	Si	Si	Se identifican algunos patrones tipo tubería instalados in situ, para algunos de los sistemas instalados en los Puntos de Medición	No presenta la descripción e identificación de los patrones solo se mencionan, 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	De acuerdo con el documento Mecanismos de Medición se presenta propuesta para medir el agua en el CP-Litoral-A tomando muestreos manuales mediante una toma normada para que sea representativa al gasio, y en la PB-Ku-S se obtiene a través de un patrón de calidad con un muestreador automático y un medidor de corte de agua	Se menciona en el documento Mecanismos de Medición
24	24	De la medición multifásica, fracciones I, II y III	El Operador Petroero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	Si	Si	De acuerdo con el documento Mecanismos de Medición se presenta propuesta con la utilización de medidores multifásicos en dos plataformas, empleándose como medición operacional	De acuerdo con el documento Mecanismos de Medición justifican el uso de los medidores multifásicos de manera general.
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	Sin Observaciones

Figura 22. Evaluación de los Mecanismos de Medición (parte 3).

Derivado de la propuesta presentada para los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición de la Asignación A-0210-M Campo May, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción manifiesta que, el Asignatario presentó la información y requerimientos necesarios para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, los cuales fueron evaluados de conformidad con lo establecido en el artículo 42 de los LTMMH, además de conformidad con el artículo 43 de los LTMMH se solicitó la opinión de la ubicación por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Producción y Balance

La metodología de balance volumétrico de los fluidos producidos en el campo May perteneciente a la Asignación A-0210-M-Campo May presentada por el 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 considerando los procesos de acondicionamiento y tratamiento del Hidrocarburo.

La medición de la producción individual de cada pozo ubicados en el campo May se realiza con un separador bifásico ubicado en las plataformas satélites May-A y May-B, adicionando la medición multifásica realizada en las plataformas May-C, May-D, May-I y May-DL1 (medición operacional) con una frecuencia de una vez al mes por pozo.

La producción del campo May es enviada a la plataforma May-A, para después dirigirse al C.P. Litoral-A (medición referencial) en donde se integra con la corriente del campo Yum y de las asignaciones del AIPBAS02-04 (Tsimín, Xux, Sinan, Kab, Och, Uech, Kax y Bolontikú) y, posteriormente, al C.P. Akal-J (medición referencial) para su separación, deshidratación, estabilizado y bombeo.

Finalmente, la corriente de petróleo es enviada a los Puntos de Medición ubicados en la Terminal Marítima Cayo Arcas y FPSO Yùum K'Ak'Naab. Asimismo, existe la flexibilidad operativa de enviar la corriente de hidrocarburos líquidos, posterior a su paso por el C.P. Akal-J (medición de referencia), hacia el C.P. Ku-S y, por último, a los Puntos de Medición ubicados en la TMDB (medición de transferencia y Punto de Medición) y el C.C.C. Palomas.

Por su parte, la corriente de gas separado en el CPL-A (medición de referencia) es enviada al C.P. Pol-A (medición de referencia y transferencia) para después dirigirse al C.P. Abkatún-D (medición de transferencia) y, por último, se realiza la medición de gas en el Punto de Medición ubicado en el C.D.G.M Ciudad Pemex, C.P.G. Nuevo Pemex, C.P.G. Ciudad Pemex y C.P.G. de Gas Cactus.

Con relación a la medición de condensados, una vez enviado el gas a tierra y producto de los procesos de compresión-separación efectuados en el C.P.T.G. Atasta, los volúmenes totales de condensado integrado por diferentes corrientes en la cual se incluye el campo May son recolectados y enviados a los Puntos de Medición ubicados en C.P.G Cactus y C.P.G Nuevo Pemex. Adicionalmente, el Asignatario utiliza como insumo los resultados de análisis cromatográficos, así como el volumen de gas cuantificado en el separador de prueba ubicado en las plataformas satélites May-A y May-B (medición operacional) para realizar un estimado del condensable en esos puntos, utilizando la norma API MPMS 14.S.

Con relación a la medición del agua, la producción de líquidos integrada por diferentes corrientes obtenida del separador de primera etapa FA-5100 de la plataforma CA-Litoral-A es enviada al separador de segunda etapa FA-3100 y tercera etapa FA-3101 de la PB-Litoral-A. La corriente de agua obtenida del separador FA-3100 y FA-3101 es enviada a un acumulador de agua congénita (FA-3600) para después ser enviada a la Planta de Tratamiento de Agua Congénita ubicada en CB-Litoral-A para mayor tratamiento o ser bombeada con previa inyección de químicos a un difusor marino. La determinación del volumen total de agua en CB-Litoral-A es estimado de acuerdo con la diferencia del volumen total de agua de los separadores y el porcentaje de agua determinado en el sistema de medición PA-3103.

La frecuencia para determinar la calidad a nivel asignación es de forma quincenal para los hidrocarburos líquidos y de forma mensual para los hidrocarburos gaseosos. La toma de muestra para determinar la calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos a nivel asignación será en la bajante de cada pozo, utilizando la práctica ASTM D 4057 y GPA 2166, respectivamente. Por su parte, el análisis de calidad de hidrocarburos en el Punto de Medición es diariamente.

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 May. 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)

De conformidad con lo establecido 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 los oficios con **No. 250.608/2019** de fecha 20 de septiembre de 2019 y **No. 250.669/2019**, de fecha 17 de octubre de 2019, dando respuesta mediante los oficios con **No. 352-A-I-037** de fecha 23 de septiembre de 2019 y **No. 352-A-I-047** de fecha 18 de octubre 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-0210-M-Campo May "...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 CNH relacionado con esta propuesta.", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- 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.
- 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 LTMMH.
- 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 cada momento lo indicado en este artículo.
- De conformidad con lo establecido en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los LTMMH, que se cumplan con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en su caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos Lineamientos.
- Dado que en los Puntos de Medición propuestos convergen distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de la corrientes a cada una de las áreas que provenga.

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y los Puntos de Medición propuestos por el Asignatario cumplen con lo establecido en los LTMMH, es decir, es posible llevar a cabo la medición y determinación del volumen y calidad de los Hidrocarburos provenientes del Campo May, en términos del presente análisis técnico y la evaluación de los Mecanismos de Medición correspondiente.





Obligaciones del Asignatario

1. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el Plan de Desarrollo por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen.
2. Dar aviso a esta Comisión - Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción 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. 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 del anexo I de los LTMMH y normatividad vigente. Asimismo el Asignatario deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balance alguno.
4. El Asignatario deberá adoptar un sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición basado en la norma ISO 10012, de conformidad con lo establecido en los LTMMH, el cual contendrá y resguardará la información relacionada con los sistemas de medición y los Mecanismos de Medición.
5. 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.
6. 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.
7. 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.
8. El Asignatario deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en el Punto de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH.
9. 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, el Asignatario reportará los condensados líquidos medidos en los Puntos de Medición, así mismo se deberán de reportar los condensados equivalentes calculados, 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.
10. 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.
11. El Asignatario deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así como de lo establecido en el presente Dictamen.
12. Así mismo es necesario que el Asignatario cuente con información actualizada sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre del volumen medido estimado sobre el volumen a condiciones de referencia, monitoreo y transmisión de los datos en tiempo real y de cada una de las variables asociadas a los sistemas de medición de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en

A.

777
[Handwritten signature]

estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición y por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.

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

Conclusiones

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Asignatario, respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación A-0210-M-Campo May en la solicitud de aprobación de la modificación 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 aceite en el FPSO Yuum K'ak'náab, la T.M. Cayo Arcas, la TMDB y el C.C.C. Palomas; para gas los CPG Ciudad Pemex, Nuevo Pemex, Cactus y el CDGM Ciudad Pemex, y para Condensados los ubicados en el CPG Nuevo Pemex y CPG Cactus, los cuales fueron presentados como parte de los Mecanismos de Medición en el Plan de Desarrollo, comprometiéndose con esto a las fechas de ejecución y entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados, 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 de los hidrocarburos a producirse.

Por lo que, derivado de lo anterior, y como resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y los sistemas de medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Asignatario, conforme a la evaluación de los Mecanismos de Medición del presente Dictamen, en atención a las siguientes consideraciones:

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

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

- iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario.
- iv. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante los oficios con **No. 250.608/2019** de fecha 20 de septiembre de 2019 y el **No. 250.669/2019**, de fecha 17 de octubre de 2019, dando respuesta mediante los oficios con **No. 352-A-I-037** de fecha 23 de septiembre de 2019 y el **No. 352-A-I-047** de fecha 18 de octubre 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-0210-M-Campo May..."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 CNH 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 Lineamientos, 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 Lineamientos, que los hidrocarburos a evaluar en el punto de medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos, observando en todo momento lo indicado en este artículo.
 - 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos lineamientos.
 - 5) Dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.
- b) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:
- a. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medición se concluye que es viable y adecuada en su implementación para la Asignación.
 - b. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición

777

Operacional y de Transferencia. 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.

- c. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte del Asignatario, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.
- d. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área de Asignación A-0210-M-Campo May en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, el Asignatario deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo presentado, por lo que ya no se deberá utilizar la metodología del Séptimo Transitorio ni considerar el Punto de Medición del Anexo III de los LTMMH.

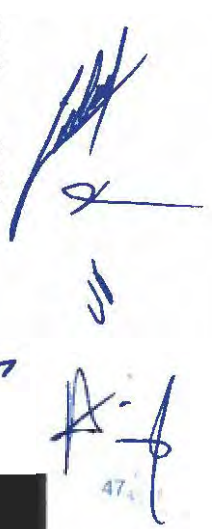
k) Comercialización de Hidrocarburos

La estrategia de comercialización presentada por el Asignatario contempla el envío desde las instalaciones propias del campo May hacia la Batería de Separación del CPL-A, en dicha batería se llevan a cabo los procesos de separación, deshidratación, estabilizado, bombeo, medición de los hidrocarburos, manejo y proceso del agua. En virtud de lo anterior, cabe señalar que los hidrocarburos provenientes del Área de Asignación se mezclan con otras corrientes que confluyen en la misma instalación.

El hidrocarburo líquido proveniente del Área de Asignación es separado en Batería de Separación del CPL-A, ahí se mezcla con hidrocarburos de otras Áreas de Asignación para ser enviado al C.P. Akal-J y tiene como destino de comercialización el FPSO Yúum K'ak'náab; que de igual manera si la operación lo demanda la venta de hidrocarburos puede darse en Cayo Arcas. Otro de sus destinos de comercialización son la TMDB y el C.C.C. Palomas, en caso de que la producción del Área de Asignación vaya a tierra.

El hidrocarburo gaseoso, tras haber sido separado en la Batería de Separación del CPL-A, se dirige al C.P. Abkatún-D donde nuevamente se separa y se rectifica, finalmente la producción llega a tierra al C.P.T.G. Atasta. Los hidrocarburos Gaseosos provenientes del Área de Asignación pueden ser comercializados en el Centro de Proceso de Ciudad Pemex. Adicionalmente, si la operación lo demanda, el gas puede ser enviado a la TMDB para comercializar los hidrocarburos en el C.P.G. Cactus.

El Hidrocarburo líquido producido en el área de Asignación se empleará en las dietas de elaboración de las mezclas de crudo que se realizan en la TMDB y Cayo Arcas, las cuales contienen las siguientes especificaciones para su Exportación y Refinación. Ver Tablas 17 y 18.



Análisis típico del Crudo "MAYA"	
°API	21.0 - 22.0
Viscosidad (SSU100F)	356
Agua y Sedimento (%vol)	0.5
Azufre (%peso)	3.4
PVR (lb/in)	5.15
Punto de escurrimiento (F)	-25
Salinidad (lb/1000 bbl)	50
Temperatura (F)	110 - 122

Tabla 17. Análisis de las propiedades del Crudo tipo MAYA

Análisis típico del Crudo "ISTMO"	
°API	32.0 - 33.0
Viscosidad (SSU100F)	55
Agua y Sedimento (%vol)	0.5
Azufre (%peso)	1.8
PVR (lb/in)	5.75
Punto de escurrimiento (F)	-35
Salinidad (lb/1000 bbl)	50
Temperatura (F)	90 - 105

Tabla 18. Análisis de las propiedades del Crudo tipo ITSMO

Para realizar la comercialización, los escenarios de precios de Hidrocarburos de largo plazo se definen considerando la información disponible en el momento de su emisión. La metodología empleada por el Operador Petrolero parte de la proyección de precios de un crudo marcador, como el Brent Dated o West Texas Intermediate, así como el precio del gas natural en el sur de Texas.

En virtud de lo anterior, los precios de cada tipo de petróleo que componen la canasta mexicana de crudos de exportación se obtienen tomando en cuenta el diferencial histórico entre el precio de cada uno de ellos y los marcadores referidos en el párrafo anterior, incluyendo un ajuste en su comportamiento por las estimaciones de diferentes analistas del mercado.

En el caso particular de la determinación del precio de los hidrocarburos para el Área de Asignación, el Operador Petrolero señala que se tiene un mecanismo de determinación de precio basado en el rendimiento de los Hidrocarburos y de su relación con los productos comercializados (Crudo Istmo, Crudo Maya).

Finalmente, dado el esquema de desarrollo de la Asignación A-0210-M-Campo May, se considera la recolección procesamiento y el transporte de los Hidrocarburos extraídos del subsuelo, mediante un sistema de ductos, instalaciones de proceso que van desde los pozos hasta su punto de transferencia de custodia del Activo de Producción Litoral de

Handwritten initials: CA, A.

Handwritten number: 77

Handwritten signature/initials.

Tabasco, el aceite al FPSO (Yúum K'ak'náab) y para el caso de gas al C.P.T.G. Atasta administrada por la Gerencia de Operaciones de Tratamiento y Logística Primaria Sur (GOTLPS) correspondiente a la Dirección de PEMEX Logística, para acondicionamiento, almacenamiento y transporte hasta los distintos puntos de comercialización.

La tarifa de transporte por concepto de Logística es la tarifa ponderada por los puntos de venta y considera lo facturado por PEP por los servicios prestados por las Empresas Productivas Subsidiarias, resultando en una tarifa ponderada de 0.81* [USD/bbl] para el aceite y de 0.0* [USD/Mpc] para el gas.

*Es importante reiterar que las tarifas señaladas son estimadas y preliminares, pues se encuentran a la espera de la revisión y validación u autorización por parte del Órgano Regulador correspondiente, así como al interior de Petróleos Mexicanos.

Por lo anteriormente expuesto, se considera que, con la información proporcionada por el Operador Petrolero, se da cumplimiento al numeral 4.2.5 de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos al ser consistente con la filosofía de operación de éste, considerando la infraestructura disponible y el aporte de producción para la elaboración de las mezclas mexicanas de exportación.

Finalmente, respecto al crudo marcador Brent Dated, se recomienda al Operador Petrolero considerar identificar otro tipo de crudo marcador, pues las estadísticas del crudo Brent muestran tendencias a la baja respecto a su volumen de producción y uso en el mercado internacional.

I) Programa de Aprovechamiento del Gas Natural

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación A-0210-M-Campo May 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).

Sin embargo, mediante oficio 250.723/2018 con fecha del 15 de noviembre de 2018, esta Comisión hizo conocimiento que la Asignación A-0210-M-Campo May es productora de Gas Natural No Asociado, por lo que, el Asignatario no presentó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado en la modificación del Plan de Desarrollo sujeto a aprobación.

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 May, no son aplicables para el Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación.

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 Ley Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.



777

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 PDE, a continuación, en la Tabla 19 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme a los artículos 102 inciso a), b), f) y g) y 103 fracción I de los Lineamientos 2019, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 43, fracción III de la Ley de Hidrocarburos.

Característica	Gasto de operación	Inversión
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de avance del gasto de operación real con respecto a lo programado en el año	Porcentaje de avance de las inversiones reales con respecto a lo programado en el año
Unidad de medida		
Fórmula o descripción del indicador	$DGO = \frac{GO_{real}}{GO_{plan}} * 100$	$DGO = \frac{I_{real}}{I_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Mensual
Característica	Producción	Aprovechamiento de Gas Natural
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada real del yacimiento real con respecto a la pronosticada en un tiempo determinado	Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \frac{PA_{real} - PA_{plan}}{PA_{plan}} * 100$	$DAGN = \frac{AGN_{real} - AGN_{plan}}{AGN_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Mensual
Característica	Cumplimiento de los Planes	
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada real (PA real) con respecto a la pronosticada (PA Plan) para 5 años	
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	

Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \frac{PAreal - PAplan}{PAplan} * 100$	
Frecuencia de medición	Quinquenal	
Periodo de reporte a la Comisión	Quinquenal	
Característica	Factor de recuperación	Productividad
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Barriles por día (bpd)
Fórmula o descripción del indicador	$DFR = \frac{FRreal - FRplan}{FRplan} * 100$	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual
Característica	Contenido Nacional	Desarrollo de reservas
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DCN = \frac{CNreal - CNplan}{CNplan} * 100$	$DDR = \frac{DRreal - DRplan}{DRplan} * 100$
Frecuencia de medición	Anual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Anual	Trimestral

Tabla 19. Indicadores de desempeño para el Plan de Desarrollo para la Extracción.
(Fuente: Comisión)

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

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

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 7, fracciones II y III de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Asignatario en la Asignación, con el fin de verificar que el proyecto se lleve a cabo, de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los Hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento al 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 20.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación	0		
Terminación	0		
Reparaciones mayores	0		
Reparaciones menores	8		
Ductos	0		
Abandono			
Taponamientos**	22		
Desmantelamiento*	14		

* La vigencia de la Asignación es al año 2034, sin embargo, el plan propone la desincorporación de 14 estructuras marinas, las cuales se estarían desmantelando en el año 2040, posterior a la vigencia de la misma.

** El plan propone el taponamiento de 22 pozos previo a la vigencia de la Asignación.

Tabla 20. 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 21.

Sub-actividad		Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo				
i.	General	10.61		
Producción				
ii.	General	194.05		
iii.	Construcción Instalaciones	1.30		
iv.	Intervención de Pozos	63.81		
v.	Operación de Instalaciones de Producción	36.06		
vi.	Ductos	1.98		
vii.	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	7.22		
Abandono				
xii.	Desmantelamiento de instalaciones	236.81		
Total Programa de Inversiones		551.85		
Otros Egresos*		32.17		
Gastos totales		584.02		

*Se refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera de la Asignación A-0210-M-Campo May.

Tabla 21. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera 2019 - 2034.
(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 condensado y gas que se obtenga derivada de la ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 22.

Fluido	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Volumen (2019-2034)
Producción programada de condensado (Mbd)	9.92 ¹	4.22	1.96	0.89	0.42	0.20											4.71 Mb
Producción real de condensado (Mbd)																	
Porcentaje de desviación																	
Producción programada de gas (MMpcd)	90.87 ²	45.86	23.21	11.56	6.80	3.77											50.82 MMMpc
Producción real de gas (MMpcd)																	
Porcentaje de desviación																	

1. El promedio anual de condensado considera un volumen real acumulado de 1.73 MMb en el periodo enero-mayo del 2019 más 1.90 MMb del pronóstico junio-diciembre de 2019.

2. El promedio anual de gas considera un volumen real acumulado de 15.69 MMMpc en el periodo enero-mayo del 2019 más 17.48 MMMpc del pronóstico junio-diciembre de 2019.

Tabla 22. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada.
(Fuente: Comisión)

VI. Sistema de Administración de Riesgos

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

En tal sentido, es de señalar que fue solicitada a la Agencia su opinión respecto del Sistema de Administración de Riesgos asociado al Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente de la Asignación en comento mediante Oficio 250.688/2019 del 25 de octubre de 2019, sin que a la fecha exista el pronunciamiento de la Agencia.

Al respecto, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1636/2019 recibido en la Comisión el 22 de noviembre de 2019, la Agencia informó que la Asignación se encuentra amparada en la autorización número ASEA-PEM16001C/AI0417 del Sistema de Administración de Riesgos e informó entre otras cosas lo siguiente:

"(...)

Por lo anteriormente expuesto, esta AGENCIA hace de su conocimiento que, para efectos de encontrarse amparadas en la AUTORIZACIÓN, las actividades planteadas por el REGULADO para ser realizadas en la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0210-M-Campo May, el REGULADO deberá realizar ante la AGENCIA lo siguiente:

1. Cumplir con lo establecido en el RESUELVE TERCERO del oficio resolutivo ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 de fecha 13 de julio de 2017, mismo que a la letra dice:

"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 aprobación que la COMISIÓN en su momento le otorgue, para efectos de encontrarse amparadas por la presente autorización.

2. Ajustarse a lo establecido en artículo 26 de las *Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos* que se indican, publicadas el 13 de mayo de 2016 en el Diario Oficial de la Federación (LINEAMIENTOS); ingresando ante la AGENCIA el trámite con homoclave ASEA-00-025 denominado "Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración".

Aunado a lo anterior, cabe señalar que el REGULADO está obligado a dar cabal cumplimiento a los TÉRMINOS y RESUELVES establecidos en el oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 de fecha 13 de julio de 2017, y en el oficio de modificación ASEA/UGI/DGGEERC/1178/2017 de fecha 27 de noviembre de 2017 y ASEA/UGI/DGGEERC/1092/2018 de fecha 19 de septiembre de 2018, así como a los demás documentos oficiales que se hayan emitido con relación a las Asignaciones de Extracción, Asignaciones de Exploración y Extracción, Asignaciones para Áreas en Resguardo y al Contrato, amparados en la AUTORIZACIÓN.

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

VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

Mediante oficio 250.689/2019 del 25 de octubre de 2019, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión sobre el programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional

Al respecto, mediante oficio UCN.430.2019.0525 de fecha 01 de noviembre del 2019, informa que consideraba plausible que se cumpla con las obligaciones en materia de Contenido Nacional establecidas en el Título de Asignación para el periodo 2019-2025 y en consecuencia, se tiene una opinión favorable respecto a la modificación del Plan de Desarrollo presentado para la Asignación A-0210-M-Campo May.

Adicionalmente, la Secretaria de Economía recomienda lo siguiente "dentro de los conceptos que componen las actividades petroleras desglosadas en el Programa de Inversiones, se incluyan actividades encaminadas a detonar el desarrollo de tecnología y capital humano en los centros de investigación científica, universidades, empresas productivas del Estado y demás centros relacionados con el sector energético en el territorio nacional y, en particular, en los nodos regionales donde tenga operación PEMEX para la Asignación A-0210-M-Campo May."

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de Desarrollo de la Asignación A-0210-M-Campo May 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.

VIII. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan presentado por el Asignatario de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 fracciones I, II, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 21, 22, 25, 59 fracción I, II, III, IV, V, 62 fracción III de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en la Modificación del Plan para la Extracción, 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**

La toma de información propuesta a realizar en el área de la Asignación durante las intervenciones programadas en los pozos, permitirán que a través de la toma registros presión-temperatura, PLT, aforos y muestreo de fluidos, se actualice para los dos yacimientos (J5K y K) la interpretación sísmica estructural en tiempo y profundidad. Así mismo, actualizar el modelo estático a partir de la interpretación sísmica estructural en el dominio de la profundidad.

Lo anterior, ayudará a confirmar el potencial del yacimiento y las condiciones de operación de los pozos, así como, visualizar la oportunidad de implementar algún de recuperación secundaria y mejorada, acelerando de esta forma el desarrollo del potencial petrolero de la Asignación.

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

De acuerdo con la estrategia de extracción y la ejecución de las actividades físicas propuestas por el Asignatario a partir de 2019 y hasta el límite económico de la Asignación, es decir, al año 2028, el programa de modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0210-M-Campo May, propone realizar 8 RME, las cuales consisten en cambios de válvulas de tormenta, medio árboles de válvulas, estimulaciones, limpiezas y cambios de aparejos de producción. Estas actividades contribuirán a mantener la producción y pretenden recuperar para ese periodo un volumen de condensado de 4.71 MMb y 50.82 MMMpc de gas. Cabe mencionar que la vigencia de la Asignación es al año 2034.

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

Las actividades planteadas por el Asignatario para llevar a cabo dentro del polígono de la Asignación durante la ejecución de la modificación del Plan de Desarrollo para el periodo 2019-2028, consisten en realizar 8 reparaciones menores. Por lo que se determina que la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo de Extracción propuesto por el Asignatario promueve la incorporación de actividades de exploración y extracción mediante el mantenimiento de pozos, ductos e infraestructura y la toma de información del yacimiento y pozos, lo cual, permitirá llevar a cabo un esquema de explotación en beneficio del país.

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

La estrategia de explotación que presenta el Asignatario para los yacimientos JSK y K de la Asignación A-0210-M-Campo May, se basa en un plan de administración de yacimientos sustentado en mejores prácticas, aplicación de tecnologías y lecciones aprendidas. La recuperación de hidrocarburos del campo May en los yacimientos JSK y K, actualmente se sustenta con la recuperación primaria.

Para el proceso de diseño se analizaron diversas opciones tecnológicas para aplicarse durante el presente Plan de Desarrollo para la Extracción, identificando las áreas de especialidad, así como los beneficios esperados.

Dichas tecnologías como son: registros presión-temperatura con sondas de alta resolución en tiempo real, el uso de medidores de flujo con tecnología de punta, registros PLT y WFL, productos químicos innovadores para realizar estimulaciones ácidas y limpiezas de aparejos de producción para evitar la disminución de los gastos de producción debido a incrustaciones, resultan adecuadas para las condiciones de los yacimientos del Campo May.

Una vez analizada la información remitida por el Asignatario, la Comisión concluye que las tecnologías propuestas a utilizar por el Asignatario son adecuadas para las

actividades de Extracción de Hidrocarburos dentro de la Asignación, las cuales, contribuyen a maximizar el factor de recuperación. Así mismo, derivado de la evaluación económica realizada a la propuesta de Plan de Desarrollo se determina que el proyecto se ejecutara en condiciones económicamente viables.

e) El programa de aprovechamiento del Gas Natural

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

Sin embargo, mediante oficio 250.723/2018 con fecha del 15 de noviembre de 2018, esta Comisión hizo conocimiento que la Asignación A-0210-M-Campo May es productora de Gas Natural No Asociado, por lo que, el Asignatario no presentó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado en la modificación del Plan de Desarrollo a aprobar para el periodo 2019-2024.

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 May, no son aplicables para el Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación.

f) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Asignatario, respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación A-0210-M-Campo May 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 y 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, 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 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

777

contenido referido en los artículos 9, 19, 21, 22, 23, 24, 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 la información contenida en 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 los Oficios **250.608/2019** de fecha 20 de septiembre de 2019 y **250.669/2019** de fecha 17 de octubre de 2019, dando respuesta mediante los Oficios y **352-A-I-037** de fecha 23 de septiembre de 2019 y **352-A-I-047** con fecha del 18 de octubre 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-0210-M-Campo May, "...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:
 - v. 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.
 - vi. 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.
 - vii. De acuerdo a 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.
 - viii. 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.
 - ix. 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

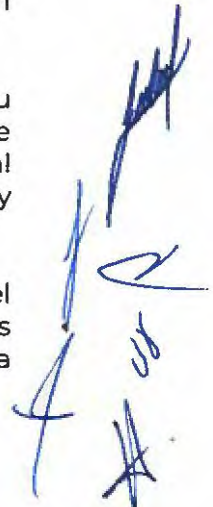
advierte que dicha Secretaría está de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos.

- 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 y de Transferencia, la misma se encuentra definida en las Figuras 17, 18 y 19 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 A-0210-M-Campo May 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.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0210-M-Campo May con una vigencia hasta el año 2034, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características de la Asignación, toda vez que se cumple con lo establecido en los Lineamientos. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan se alinea con los principios establecidos en 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.

Lo anterior en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación de la presente Asignación, Incluyendo las relativas al Abandono, Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente, en términos de lo dispuesto en los Términos y Condiciones Cuarto y Vigésimo Cuarto del Título de Asignación, así como la normativa aplicable.

Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Asignatario deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable.



777

IX. Recomendaciones

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

A pesar de que el corte de agua promedio actual del campo es del 20%; se tienen identificados los contactos agua-aceite para el yacimiento y no se tiene observado un acuífero activo que influya en la explotación de los hidrocarburos, se recomienda continuar con el seguimiento del contacto agua-aceite correspondiente a la Asignación A-0210-M-Campo May, lo anterior considerando el tiempo que lleva produciendo y el contacto actual. Por lo tanto, se requieren tomar medidas oportunas enfocadas a estabilizar el corte de agua actual y analizar alternativas tecnológicas para el control del flujo de agua al yacimiento.

Así mismo, se recomienda la toma de información, a fin de monitorear constantemente la presión del yacimiento, ya que se ha alcanzado la presión de rocío. Dadas las condiciones de la presión actual del yacimiento, es recomendable actualizar los modelos estático y dinámico del campo, así como el acuífero asociado con objeto de analizar la posibilidad de implantar algún proceso de recuperación adicional. Se recomienda atender lo dispuesto por los Lineamientos de Recuperación secundaria y mejorada. También es importante la evaluación integral de campos vecinos que comparten características similares del sistema roca-fluido, mecanismos de producción de los yacimientos y el uso infraestructura, con la finalidad de optimizar los procesos de producción y administración de yacimientos.

Continuar con la toma de muestras a boca de pozo, con objeto de optimizar la producción de los pozos y manejo de fluidos en superficie. Además, es recomendable construir y/o actualizar un modelo integral subsuelo-superficie que represente el comportamiento actual de operación de los pozos y ayude predecir las condiciones futuras de los mismos.

Realizar las actividades de abandono de conformidad con los términos y condiciones de la Asignación y las Mejores Prácticas de la Industria, esto incluye el retiro y desmantelamiento de materiales, incluyendo el taponamiento definitivo y abandono de pozos, desmontaje y retiro de plantas, líneas, instalaciones, maquinaria y equipos utilizados para la realización de las actividades. Además, buscar y evaluar alternativas que permitan disminuir los costos de las actividades de abandono (pozos y ductos).

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.7/3/48/2019 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-0210-M-Campo May.

X. Opinión de la Modificación al Anexo II del Título de Asignación

Derivado del análisis técnico realizado por la Comisión en términos del Anexo Único, se advierte que, el límite económico de las Actividades Petroleras propuestas por el Asignatario para la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, terminan en el año 2024. Posteriormente, para el periodo 2024-2028 únicamente se contempla el abandono de instalaciones y del 2028 al 2040 se considera el pago de otros egresos al CPL.

Con respecto al Compromiso Mínimo de Trabajo establecido en el Título de Asignación, esta Comisión observa que, debido al comportamiento dinámico de los yacimientos y las características geológicas de los mismos, específicamente en el avance del acuífero que provocó incremento en la producción de agua de los pozos, por lo que se redujeron las actividades de 5 a 2 perforaciones y las RMA de 6 a 3 actividades en el periodo comprendido de 2015 al 2034, conforme el Compromiso Mínimo de Trabajo y con la modificación de Plan de Desarrollo propuesto.

Lo anterior con base en los términos del análisis realizado en el apartado IV. sección f) del presente Dictamen. En este sentido, se advierte que las condiciones no son óptimas para realizar la totalidad de las perforaciones contempladas inicialmente en el Compromiso Mínimo de Trabajo. Sin perjuicio de lo anterior, se observa que la información técnica obtenida mediante la ejecución de las actividades presentadas en la modificación al Plan de Desarrollo objeto del presente dictamen, ayudará a tener una adecuada administración del campo y permitirá desarrollar un conocimiento sólido sobre los yacimientos de la Asignación.

Lo anterior, a fin de que sea consistente con las actividades propuestas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo, en los términos que se indican en la Tabla 23.

Metas físicas (número)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Perforaciones	2	0	0	0	-	-	-
Terminaciones	1	0	0	0	-	-	-
Reparaciones mayores	2	1	0	0	-	-	-
Metas físicas (número)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Perforaciones	-	-	-	-	-	-	-
Terminaciones	-	-	-	-	-	-	-
Reparaciones mayores	-	-	-	-	-	-	-
Metas físicas (número)	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
Perforaciones	-	-	-	-	-	-	2
Terminaciones	-	-	-	-	-	-	1
Reparaciones mayores	-	-	-	-	-	-	3

Tabla 23. Actividad real (2015-2018) y programada en la modificación del Plan de Desarrollo (Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

Por lo antes expuesto, con fundamento en los artículos 6 de la Ley de Hidrocarburos y 16 de su Reglamento se somete a consideración de la Secretaría de Energía la modificación del Anexo 2 del Título de Asignación en los términos referidos con antelación, por lo que el presente deberá surtir los efectos de la opinión a que se refiere la fracción I del artículo 16 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

Finalmente, esta Comisión remite los elementos técnicos a efecto de que, eventualmente puedan ser considerados por dicha Secretaría como parte lo dispuesto en el artículo 10 de la Ley de Hidrocarburos.

ELABORÓ



MTRO. HORACIO ANDRÉS ORTEGA BENAVIDES

Director General Adjunto
Dirección General de Dictámenes de Extracción

ELABORÓ



ING. JOSÉ FERNANDO MONTERO VEGA

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

ELABORÓ



MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA

Directora General Adjunta
Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica

REVISÓ



ING. JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA

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

REVISÓ



MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ

Director General
Dirección General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ



MTRO. JORGE LUIS PÉREZ OLEA

Director General
Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica



AUTORIZÓ



ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ
TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN
Y SU SUPERVISIÓN

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos publicado en el Diario Oficial de la Federación el 27 de junio de 2019, 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-0210·M·Campo May.

777

