

ASIGNACIÓN A-0338-2M-CAMPO TINTAL

DICTAMEN TÉCNICO DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Diciembre 2019



A handwritten signature in blue ink, located to the left of the CNH logo.



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

A collection of handwritten signatures and initials in blue ink, including the number "777" and several stylized names, located to the right of the CNH logo.

Contenido

CONTENIDO 1

I. DATOS GENERALES DEL ASIGNATARIO Y DEL ÁREA ASIGNADA..... 1

II. ELEMENTOS GENERALES DEL PLAN 3

III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN..... 3

IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS 4

V. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN 6

A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN 6

B) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN 10

C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS 11

D) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA Y PRODUCCIÓN DEL PLAN VIGENTE RESPECTO A LA INDICADA EN LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN 14

E) POZOS PERFORADOS Y POZOS A PERFORAR 20

F) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN 23

G) COMPARATIVO DEL CAMPO TINTAL A NIVEL INTERNACIONAL 29

H) EVALUACIÓN ECONÓMICA 34

I) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS..... 40

J) COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS 58

K) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL..... 60

VI. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN..... 67

SEGUIMIENTO DEL PLAN..... 76

VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS..... 74

VIII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL..... 75

IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO 76

A) ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS 76

B) ELEVAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN Y LA OBTENCIÓN DEL VOLUMEN MÁXIMO DE PETRÓLEO CRUDO Y DE GAS NATURAL EN EL LARGO PLAZO, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES.. 77

C) PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS 78

D) LA UTILIZACIÓN DE LA TECNOLOGÍA MÁS ADECUADA PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS, EN FUNCIÓN DE LOS RESULTADOS PRODUCTIVOS Y ECONÓMICOS..... 78

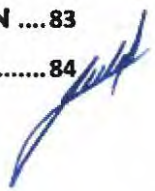
E) EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL 79

F) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS 80

Dictamen Técnico – Asignación A-0338-2M-Campo Tintal

X. OPINIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL ANEXO 2 DEL TÍTULO DE ASIGNACIÓN83

XI. RECOMENDACIONES.....84



I. Datos Generales del Asignatario y del Área Asignada

El Asignatario promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal (en adelante Asignación o Campo Tintal), es la empresa productiva del Estado: Petróleos Mexicanos (PEMEX), a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, Asignatario o 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 se muestran en la Tabla 1.

La Asignación en comento se localiza en el municipio de Jalpa de Méndez, aproximadamente a 22 Km al sureste de la ciudad de Comalcalco, en el Estado de Tabasco. El polígono de esta y su ubicación en la República Mexicana se representan en la Tabla 2 y Figura 1, respectivamente.

Tabla 1. Datos Generales Asignación A-0338-2M-Campo Tintal (Fuente: Comisión con información de PEP).

Datos generales	Descripción
Nombre	A-0338-2M-Campo Tintal
Estado y municipio	(1) Tabasco y (2) Jalpa de Méndez
Área de Asignación	38.125 Km ²
Fecha de emisión del título de Asignación modificado	22 de octubre de 2019
Vigencia	20 años a partir del 13 de agosto de 2014
Tipo de Asignación	Extracción de Hidrocarburos
Profundidad para extracción	Neógeno
Profundidad para exploración	No aplica
Yacimientos y/o Campos	Plioceno Inferior y Mioceno Superior
Colindancias	A-0342-M Campo Tokal (al Noroeste) A-0115-M Campo Cupache (al Suroeste) A-0233-M-Campo Navegante (al Este)

Dictamen Técnico – Asignación A-0338-2M-Campo Tintal

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal (Fuente: PEP y Secretaría de Energía, SENER).

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
1	93° 07' 30"	18° 10' 30"
2	93° 11' 00"	18° 10' 30"
3	93° 11' 00"	18° 11' 30"
4	93° 12' 00"	18° 11' 30"
5	93° 12' 00"	18° 12' 30"
6	93° 11' 30"	18° 12' 30"
7	93° 11' 30"	18° 13' 00"
8	93° 11' 00"	18° 13' 00"
9	93° 11' 00"	18° 13' 30"
10	93° 07' 30"	18° 10' 30"

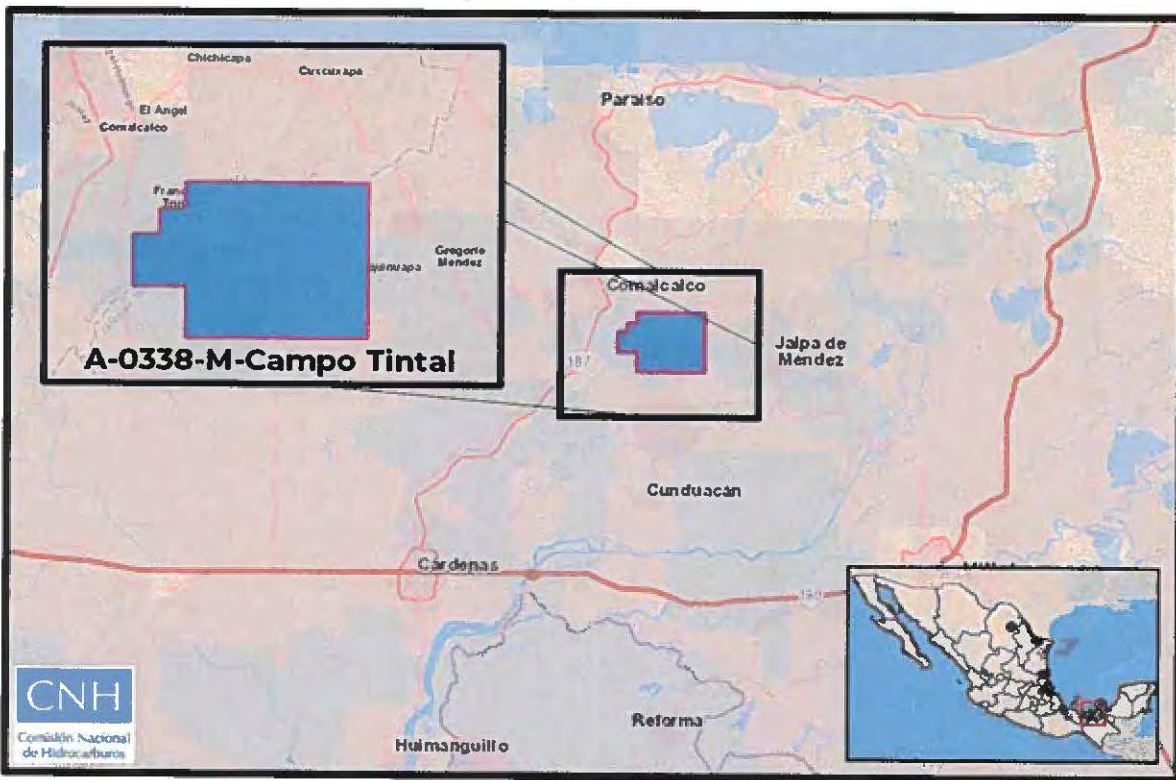


Figura 1. Ubicación de la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal (Fuente: CNH^a).

^a Datos al 10 de junio de 2019: <https://hidrocarburos.gob.mx/>.

II. Elementos Generales del Plan

El Plan de Desarrollo para la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal aprobado durante la Ronda Cero (en adelante Plan Vigente), establece un alcance de 5 perforaciones y 26 reparaciones mayores (RMA), con una inversión total de acuerdo con el título de Asignación para el período de 2015 a 2026 de 112.47 MMUSD y 40.76 MMUSD de Gastos de Operación, para recuperar un volumen de producción acumulada de 10.6 millones de barriles (MMB) de aceite y 4.1 miles de millones de pies cúbicos (MMMPC) de gas, equivalentes a 14.8 MMBPCE.

La modificación considera modificaciones respecto al Plan Vigente, motivadas por reinterpretaciones geológicas y actualizaciones derivadas de los avances en las actividades de producción. Así, para maximizar el factor de recuperación de los yacimientos del campo, PEP propone perforar y terminar 6 pozos de desarrollo y 49 RMA, con lo que se pretende extraer un volumen de 15.57 MMB y 2.97 MMMPC, en el periodo julio 2019 – 2034, con erogaciones asociadas de 131.95 MMUSD en rubros de inversión y 109.34 MMUSD en gastos de operación.

III. Relación Cronológica del Proceso de Revisión y Evaluación de la Información

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

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por PEP para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7/3/7/2019 Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

Cabe señalar que derivado del procedimiento de modificación del Título de la Asignación iniciado por la SENER, el proceso correspondiente a la modificación del Plan de Desarrollo, fue suspendido por la Comisión, del 6 de septiembre al 22 de octubre del presente, tal y como consta en los oficios: 521.DGEEH.509/19 y 250.694/2019.

IV. Criterios de Evaluación Utilizados

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 el Plan de Desarrollo propuesto permita 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, fracciones II, III y IV de los "Lineamientos que regulan el procedimiento los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos" (Lineamientos), publicados el 12 de abril de 2019.

Adicionalmente, a la modificación del Plan de Desarrollo se realizó el estudio de la propuesta de Plan de Desarrollo al amparo de las consideraciones establecidas en los "Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos" (LTMMH) publicados el 29 de septiembre de 2015, modificados el 11 de febrero de 2016, 2 de agosto de 2016 y 11 de diciembre de 2017; así como respecto de las "Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos" (en adelante Disposiciones para el aprovechamiento de gas, publicadas el 7 de enero de 2016).

Dictamen Técnico – Asignación A-0338-2M-Campo Tintal

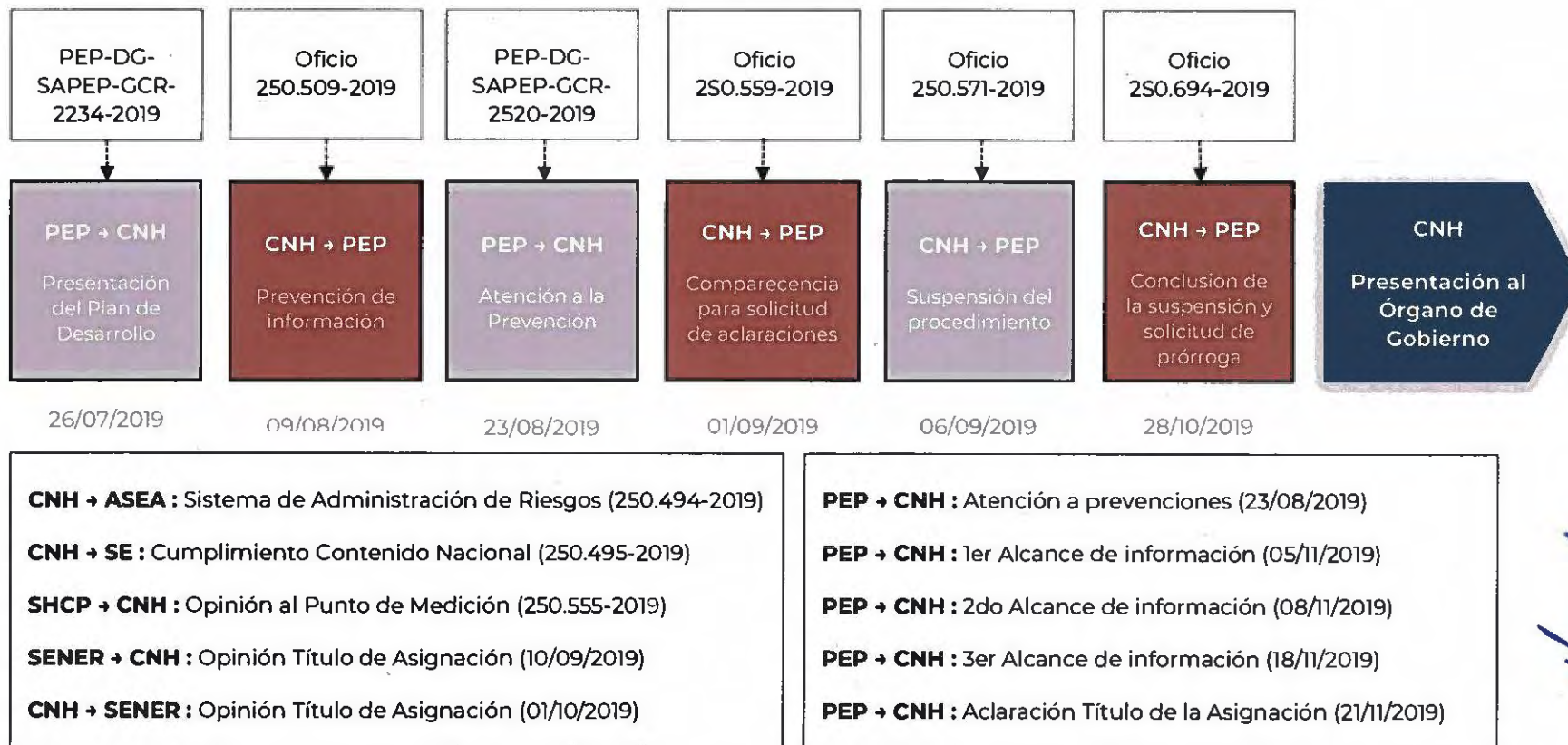


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución (Fuente: Comisión).

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 fracciones I, II, IV y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 19, 22, 25, 26, 59, 62, fracciones II, III y IV de los Lineamientos.

En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en la modificación del Plan de Desarrollo dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación ya que la vigencia es de 20 años contados a partir del 13 de agosto de 2014.

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

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

V. Análisis y Evaluación de los Elementos del Plan

El Título de la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal agrupa a un conjunto de intervalos que son separados como un yacimiento del Plioceno Inferior (TPI) y otro del Mioceno Superior (TMS), ambos productores de aceite. En esta sección se resumen los puntos analizados para la evaluación.

a) Características generales y propiedades de los yacimientos de la asignación

Los yacimientos del Campo Tintal corresponden a cuerpos de arenas poco o medianamente consolidadas, que se encuentran intercaladas con paquetes de arcillas en un ambiente de depósito heterogéneo. El potencial productor de los paquetes del Mioceno fue reportado en 1968 y el del Plioceno en 1971.

Dictamen Técnico – Asignación A-0338-2M-Campo Tintal

El desarrollo de los yacimientos de este campo ha sido muy diferenciado: comenzó a finales de 1968 al incorporar producción de los intervalos del TMS en 1969; toda vez que las arenas del TPI han sido producidas de forma intermitente, debido a la falta de tecnología reportada por el Asignatario y las heterogeneidades de la cuenca.

Actualmente la Asignación posee 34 pozos perforados, de los que 7 pertenecen al yacimiento TPI y 27 al TMS; de estos, sólo 6 pozos son productores y la producción actual se mantiene en 1.462 miles de barriles por día (MBD) de aceite y 0.422 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) de gas^a. Asimismo, la Asignación posee 3 pozos que no pertenecen al Campo (Ayapa-2, Jastiyel-1 y Alameda-3) y que no se consideran como parte de la evaluación correspondiente. Las principales características de la asignación y sus yacimientos se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Características y propiedades de los yacimientos de la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal^b (Fuente: PEP y CNH^o).

Características generales	
Ductos (longitud, diámetro y estado)	1. Oleogasoducto, 0.5 Km, 8 in, operando 2. Oleogasoducto, 1.6 Km, 6 in, operando 3. Oleogasoducto, 1.6 Km, 4 in, operando 4. Oleoducto, 6.8 Km, 8 in, operando
Baterías de separación (Estado, capacidad)	Batería de separación Tintal, operando, actualmente con capacidad para 15 MBPD
Pozos del campo (número, estado y sistema artificial de producción)	7 pozos perforados, 5 cerrados con posibilidades, 2 cerrados sin posibilidades 27 pozos perforados: 6 productores (4 con un sistema artificial de producción: 1 con bombeo mecánico y 3 con bombeo hidráulico); 8 cerrados con posibilidades, 2 cerrados sin posibilidades y 11 taponados

^b Datos al 10 de junio de 2019: <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/#>



Tabla 3. Características y propiedades de los yacimientos de la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal^P (Fuente: PEP y CNH^o).

Propiedades	Yacimiento en el Plioceno Inferior (TPI)	Yacimiento en el Mioceno Superior (TMS)
Área (km ²)	6.6	4.8
Inicio de desarrollo	1971	1968
Profundidad promedio (mvbnm)	1357	1730
Secuencias con potencial (total y con producción)	6, ninguna con producción actual	18, siete con producción actual
Marco Geológico		
Era, periodo y época	Cenozoico, Neógeno, Plioceno Inferior	Cenozoico, Neógeno, Mioceno Superior
Cuenca	Cuencas de Comalcalco	Cuencas de Comalcalco
Play	Plioceno Inferior	Mioceno Superior
Régimen tectónico	Distensivo	Distensivo
Ambiente de depósito	Frente deltaico y canales	Frente deltaico y canales
Litología almacén	Arenas de grano medio y fino	Arenas de grano medio y fino
Propiedades petrofísicas		
Saturación inicial promedio de agua	42	30
Porosidad y tipo	Arenas mal seleccionadas, sucias y poco consolidadas. Porosidad promedio $\phi = 22$	Arenas mal seleccionadas, sucias y poco consolidadas. Porosidad promedio $\phi = 24$
Permeabilidad absoluta promedio (mD)	134.97 – 265.49	552 – 3800
Espesor neto y bruto promedio (m)	53.1 / 155.6	29.6 / 641
Relación espesores neto/bruto	0.341	0.046
Propiedades de los fluidos		

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

Tabla 3. Características y propiedades de los yacimientos de la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal^o (Fuente: PEP y CNH^o).

Propiedades	Yacimiento en el Plioceno Inferior (TPI)	Yacimiento en el Mioceno Superior (TMS)
Tipo de Hidrocarburos	Aceite negro pesado	Aceite negro pesado
Densidad API	14 (Sin un PVT representativo)	18.5 (PVT Tintal-3 y Tintal-112)
Viscosidad (cp) a condiciones de Pb y de superficie a Ty	Sin descripción / 34.9	15.2 / 32.3
RGA inicial (m ³ /m ³)	Sin descripción	0.45
B _g inicial y actual (m ³ /m ³)	1.02 / 1.04**	1.2 / 1.2
Calidad y contenido de azufre (%)	Sin descripción	Sin descripción
Factor de conversión del gas (MMB/MMMPC)	0.23915	0.23915
Poder calorífico del gas (BTU/p ³)	Sin descripción	Sin descripción
Propiedades del yacimiento		
Temperatura (°C)	48	60
Presión inicial (Kg/cm ²)	108.0	192.0
Presión de saturación (Kg/cm ²)	150.0**	145.0
Presión actual (Kg/cm ²)	92.0	141.0
Volumen original (MMB)	37.086	63.003
Mecanismos de empuje principal (1) y secundario (2)	1: Acuífero, 2: Expansión roca-fluido	1: Acuífero, 2: Expansión roca-fluido
Extracción		

[Handwritten signatures and initials in blue ink on the right margin of the table]

Tabla 3. Características y propiedades de los yacimientos de la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal^o (Fuente: PEP y CNH^o).

Propiedades	Yacimiento en el Plioceno Inferior (TPI)	Yacimiento en el Mioceno Superior (TMS)
Métodos de recuperación secundaria	No contemplada	No contemplada
Métodos de recuperación mejorada	No contemplada	No contemplada

* Las cifras no pueden coincidir por redondeo.

** Inconsistencias debido a la falta de representatividad de la información PVT.

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

El Asignatario solicita la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción (en adelante MPDE) de la Asignación considerando que existen modificaciones sobre el modelo geológico del campo que originaron una desviación en la estrategia de desarrollo, por lo que:

-
- Se realizaron 19 RMA adicionales a las consideradas (29 en total); y
- Que se ejecutó únicamente el 60% de los montos presupuestados para inversión en el campo.

En consecuencia de lo anterior, se incrementó la producción del campo en un 90% respecto a lo reportado durante el período de 2012-2014, sin que se cumpliesen las metas indicadas en el Plan vigente.

De esta manera, con base en las fracciones II., III. y IV. del artículo 62, Capítulo II de los Lineamientos, PEMEX requiere modificar el PDE del área de Asignación A-0338-2M-Campo Tintal, en virtud de presentar:

- II. “Una variación en el número de pozos a perforar con respecto a los inicialmente contemplados en el Plan Vigente;
- III. Un incremento de la inversión aprobada en el Plan Vigente en más del 15%; y

IV. Cambios mayores al 30% del volumen de hidrocarburos a producir en un año.”

c) Volumen original y reservas de Hidrocarburos

La Figura 3 muestra la evolución anual de las reservas de aceite y gas en términos del petróleo crudo equivalente (PCE) en las categorías probada, probable y posible en el campo Tintal. Asimismo, para el período 2015 a 2019, la Figura 4A y 4B muestra el comportamiento de las reservas de aceite y gas.

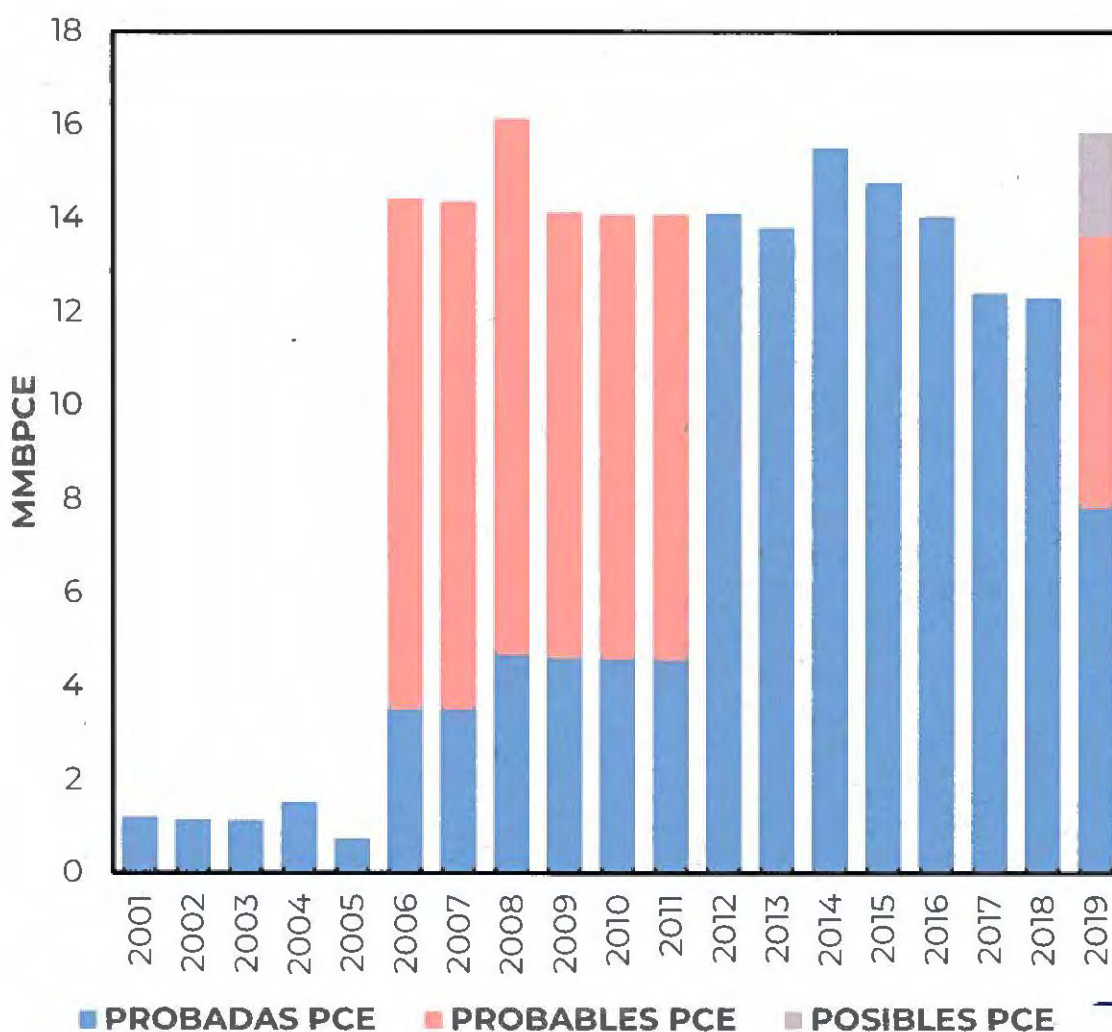


Figura 3. Reservas de petróleo crudo equivalente de la Asignación de 2001 a 2019 (Fuente: PEP y CNH[®]).

Dictamen Técnico – Asignación A-0338-2M-Campo Tintal

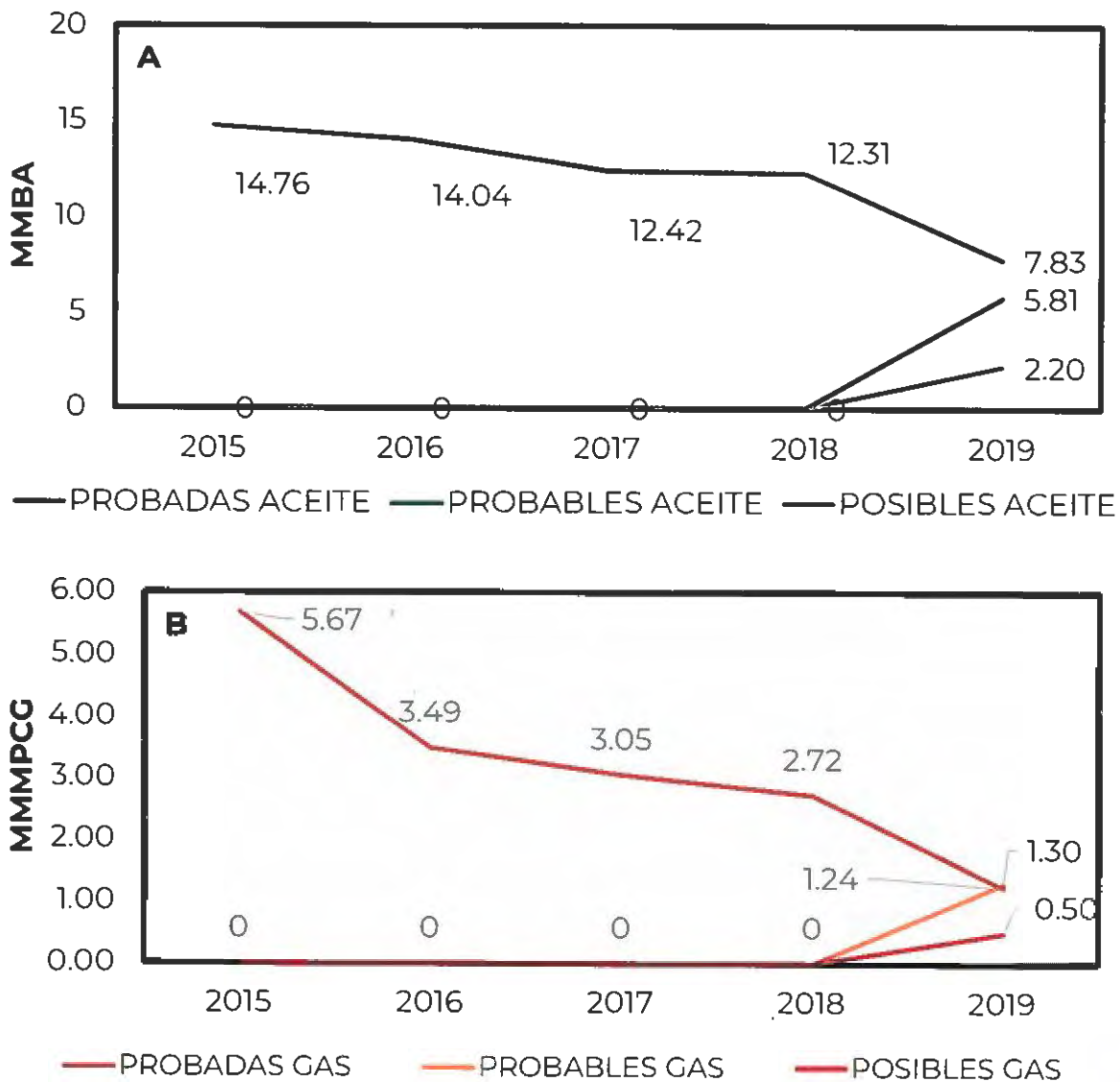


Figura 4. Evolución de las reservas de la Asignación en el periodo 2015-2019^c: A. Aceite y B. Gas (Fuente: PEP y CNH^b).

Como puede observarse, los estudios realizados han permitido recategorizar las reservas del campo, encontrándose potencialidad para perforar nuevos pozos. por lo que la modificación presentada se enfoca al desarrollo y reducción de incertidumbre asociada a las mismas.

^c MMBPCE = Millones de barriles de petróleo crudo equivalente, MMMPCG = Miles de millones de pies cúbicos de gas, MMBA = Millones de barriles de aceite.

Dictamen Técnico – Asignación A-0338-2M-Campo Tintal

Considerando lo anterior, el Asignatario espera obtener un factor de recuperación final en el campo de 19.4% para el aceite y 11.8% para el gas (correspondiente a 6.99% del volumen de aceite y 6.78% del volumen de gas en el yacimiento TPI, y a 14.14% del volumen de aceite y 8.96% del volumen de gas en el yacimiento TMS), y a la vigencia de la Asignación (2034), la recuperación esperada es de 15.57 MMBPCE (15.57 MMB de aceite y 2.97 MMMPC de gas), más detalles en la Tabla 4.

Tabla 4. Reservas propuestas en la MPDE de la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal (Fuente: PEP).

Yacimiento	Volumen original		Producción acumulada		
	Aceite (MMB)	Gas natural (MMMPC)	Aceite (MMB)	Gas natural (MMMPC)	
TPI	21.16	9.52	1.11	0.57	
TMS	107.03	48.16	8.08	3.25	
Yacimiento	Categoría	Fr Actual		Fr Final esperado	
		Aceite (%)	Gas natural (%)	Aceite (%)	Gas natural (%)
TPI	1P	5.24	6.03	6.99	6.78
	2P			6.99	6.78
	3P			7.62	7.19
TMS	1P	7.55	6.76	14.14	8.96
	2P			19.57	11.66
	3P			21.32	12.71
Yacimiento	Categoría	Reservas al límite económico			
		Aceite (MMB)	Gas natural (MMMPC)	PCE (MMBPCE)	
TPI	1P	0.37	0.07	0.50	
	2P	0.37	0.07	0.37	
	3P	0.50	0.11	0.50	
TMS	1P	7.05	1.06	7.05	
	2P	12.87	2.36	12.87	
	3P	15.07	2.87	15.07	

Nota: Las cifras no pueden coincidir por redondeo.
1. Producción acumulada al 1 de julio de 2019. @2019

d) Comparativo de la Actividad Física y producción del Plan Vigente respecto a la indicada en la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción

Como se indica con anterioridad en la Tabla 5, respecto a las actividades ejecutadas en el período 2015-2019, se tiene una desviación en cuanto a la perforación de 1 pozo menos con respecto a lo documentado en el Plan Vigente, así como 19 RMA adicionales.

Tabla 5. Comparativa de actividad física entre el Plan Aprobado y el Plan Propuesto de la Asignación (Fuente: Comisión con la información presentada por PEP).

Concepto	Unidades	Plan Aprobado 2015-2030	Real 2015-2018	Plan Propuesto 2019-2034
Perforación		5 ⁽¹⁾	5 ⁽²⁾	6
Terminación		5 ⁽¹⁾	5 ⁽²⁾	6
RMA		26 ⁽¹⁾	29 ⁽²⁾	49 ⁽³⁾
RME	Número	0	41 ⁽²⁾	1999 ⁽³⁾
Taponamientos		0	0	30 ⁽³⁾
Actividades de abandono		0	0	7 ⁽⁴⁾
Reserva (1P)				7.42 ⁽⁷⁾
Reserva (2P)	MMBPCE	15.52 ⁽⁵⁾	2.30 ⁽⁶⁾	13.24 ⁽⁷⁾
Reserva (3P)				15.57 ⁽⁷⁾
Volumen de aceite a extraer	MMB	14.11 ⁽⁸⁾	2.18 ⁽⁹⁾	15.57 ⁽⁹⁾
Volumen de gas a extraer	MMMPC	5.90 ⁽⁸⁾	0.52 ⁽⁹⁾	2.97 ⁽⁹⁾
Inversión y gastos de operación	MMUSD	127.76 ⁽¹⁰⁾	48.99 ⁽¹¹⁾	241.3 ⁽¹¹⁾

Nota: Las cifras no pueden coincidir por redondeo.

1. Pozos, RMA y Ductos corresponde a metas físicas programadas en el Plan Vigente, periodo 2015-2034.

Dictamen Técnico – Asignación A-0338-2M-Campo Tintal

2. Datos tomados de los reportes mensuales presentados ante la Comisión por el Asignatario ^b. Al momento de la presentación de la MPDE 1 pozo se encontraba en perforación.
3. Pozos, RMA y Ductos corresponde a las metas físicas de la propuesta de Modificación, período 2019-2035.
4. Considera las actividades de abandono durante el periodo 2019-2035.
5. Corresponde a las reservas certificadas al 1º de enero de 2014.
6. Corresponde al volumen de aceite y gas extraído del periodo 2015-2018 en PCE (0.193936 MMB/MMMPC).
7. La reserva a la que hace referencia la modificación del Plan son aquellas a ser presentadas el 1º de enero de 2020.
8. Volúmenes de aceite y gas a extraer documentado para el Plan Aprobado.
9. Volúmenes de aceite y gas a extraer documentado para la propuesta de modificación de Plan de Extracción.
10. Inversiones y gastos de operación del Plan Aprobado referidos a MMUSD@2014.
11. Inversión y gastos de operación de la propuesta de modificación del Plan referidos a MMUSD@2019.

En cuanto a las actividades ejecutadas en el período 2015-2019, se tiene una desviación en la perforación de un pozo menos con respecto a lo documentado en Ronda Cero. En Ronda cero se tenían documentadas cinco localizaciones, Tintal 102, Tintal 1D, Tintal 22, Tintal 28T, Tintal 3D. No obstante, el Asignatario indica que el pozo Tintal 3D no fue perforado por haber encontrado mejores localizaciones en el campo.

Considerando la inversión total y los gastos de operación, en el Plan de Desarrollo para la Extracción vigente se tenía contemplado ejercer un monto de 127.76 MMUSD en el periodo 2015-2030; sin embargo, durante 2015-2018 sólo se ejercieron 48.99 MMUSD (42% menos de lo estimado en Plan Vigente). Las principales causas de desviación del Plan Vigente que señala el Asignatario se atribuyen a los rubros de programas de explotación de instalaciones de producción y protección ecológica.

El Plan Nuevo considera mantener la producción base, asociada a la formación Mioceno Superior y Plioceno Inferior, mediante la perforación y terminación de 6 nuevos pozos y 1 RMA, y para continuar la extracción del campo durante el período 2019-2034 se requieren 241.3 MMUSD.

Adicionalmente se considera el taponamiento de 30 pozos, de los que 19 pozos serán taponados en el período de vigencia de la asignación y los 11 restantes serán en 2035, y el Abandono de 7 instalaciones de producción (incluidos 6 ductos) en 2035.

Dictamen Técnico – Asignación A-0338-2M-Campo Tintal

Las desviaciones anuales del Plan vigente respecto al real ejecutado en el campo se detallan en la Tabla 6. Puede observarse que PEP ejerció el 58% de la inversión programada en el Plan Vigente para el período 2015-2018, lo cual se debe principalmente a que ejecutó el 80% de las perforaciones contempladas para el campo y el 290% de las RMA comprometidas en el periodo 2015-2018. También se aprecia que la producción de aceite en 2018 fue un 31% menor a lo que se propuso para ese año, según lo establecido en la fracción IV del artículo 62 de los Lineamientos.

Tabla 6. Comparativa del avance entre el Plan Vigente y el Real ejecutado en la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal (Fuente: Comisión con la información presentada por PEP).

Año	Qo (MBD)		Qg (MMPCD)		Perforaciones de pozos productores (número)		Terminaciones (número)	
	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real
2015	1.73	1.03	0.55	0.26	5	2	5	2
2016	2.14	1.52	0.77	0.75	0	2	0	2
2017	2.19	1.70	0.83	0.19	0	0	0	0
2018	2.36	1.63	0.91	0.19	0	0	0	0

Año	RME (número)		RMA (número)		Inversión (MMUSD)		Gastos de Operación (MMUSD)	
	Plan	Real*	Plan	Real	Plan ²	Real ³	Plan ²	Real ³
2015	0	-	2	6	24.40	6.28	2.75	0.07
2016	0	0	1	8	16.59	6.86	3.28	2.70
2017	0	4	1	13	8.15	8.03	3.28	11.20
2018	0	1	6	2	12.64	11.29	3.51	1.40

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

1. Datos tomados de los reportes mensuales presentados ante la Comisión por el Asignatario.
2. Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados a pesos@2019 (T.C. 20.5 pesos/USD). El factor de inflación utilizado para la actualización es de 1.20.
3. Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a pesos@2019 (T.C. 20.5 pesos/USD). Los factores de inflación utilizados para lo actualización son: 2015 = 1.16, 2016 = 1.12, 2017 = 1.08, 2018 = 1.04.

Dictamen Técnico – Asignación A-0338-2M-Campo Tintal

Finalmente, el desglose de actividades físicas consideradas en la modificación al plan se presenta en la Tabla 7.

Tabla 7. Actividades programadas en la modificación del Plan de Desarrollo (Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

Metas físicas (número)	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Perforaciones	2	1	1	1	1	1
Terminaciones	1	1	1	1	1	1
RMA	4	12	1	1	1	1
Metas físicas (número)	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Perforaciones	1	1	1	1	1	1
Terminaciones	1	1	1	1	1	1
RMA	1	1	1	1	1	1
Metas físicas (número)	2031	2032	2033	2034	Total	
Perforaciones	1	1	1	1	5	
Terminaciones	1	1	1	1	5	
RMA	1	1	1	1	5	

De acuerdo con el Asignatario, y conforme al comportamiento de la historia de producción, incluida en las Figuras 5 y 6, la estrategia de desarrollo contemplada permitirá extender la vida productiva del campo e incrementar la producción de aceite.

Los factores de recuperación del campo se encuentran reportados en la Tabla 8, mismos que reflejan los alcances previamente descritos en términos de los volúmenes originales recuperados y las reservas 1P. Se observa que, pese a que la recuperación de gas será menor, en términos generales se aumentará el factor de recuperación total del campo, que pasará de 7.1 a 19.32% del volumen original del campo en la modificación.

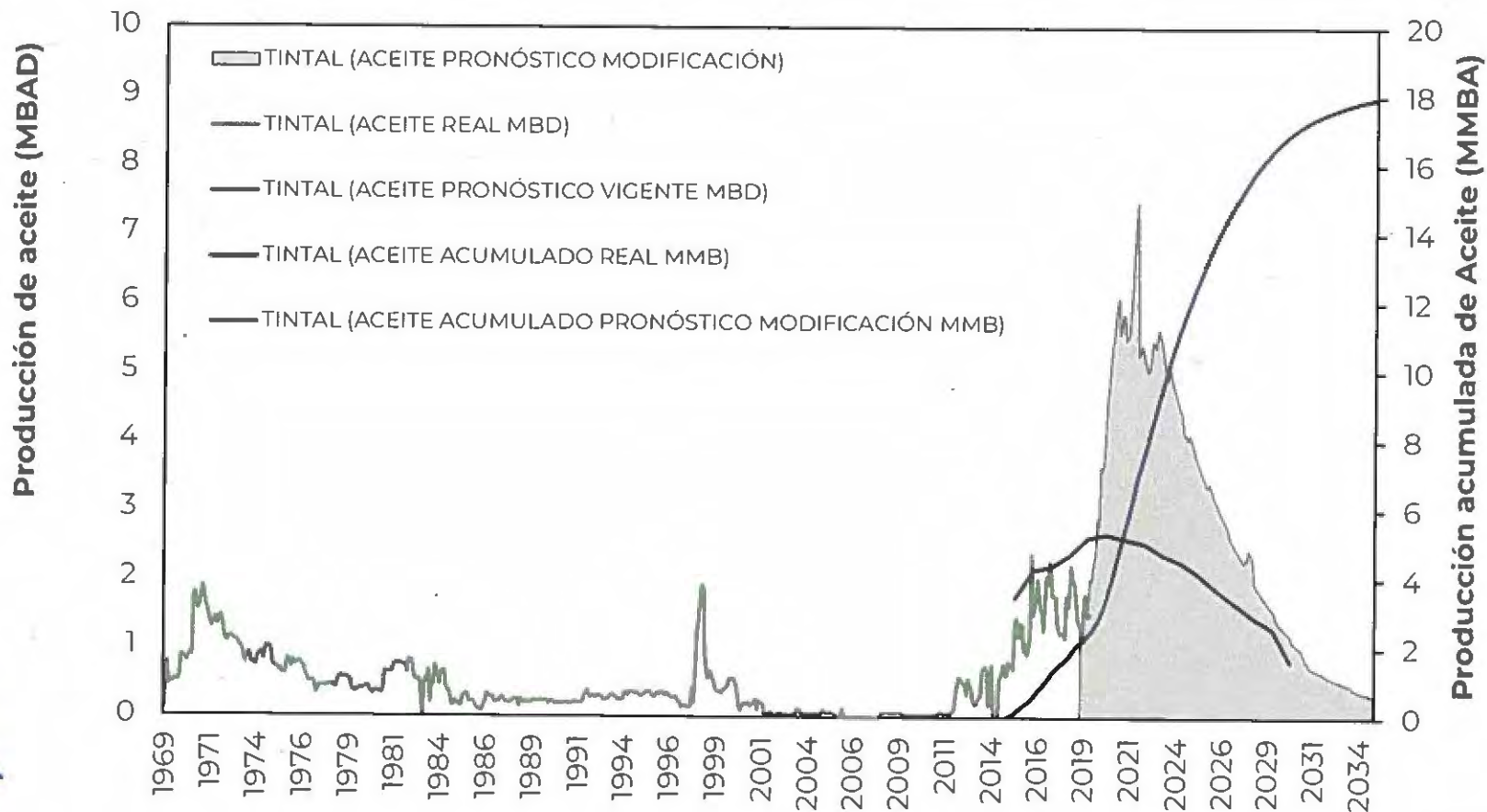


Figura 5. Histórico de producción de aceite de la Asignación^d (Fuente: PEP y CNH^b).

^d MBDA = Miles de barriles al día de aceite, MMPCDG = Millones de pies cúbicos al día de gas.

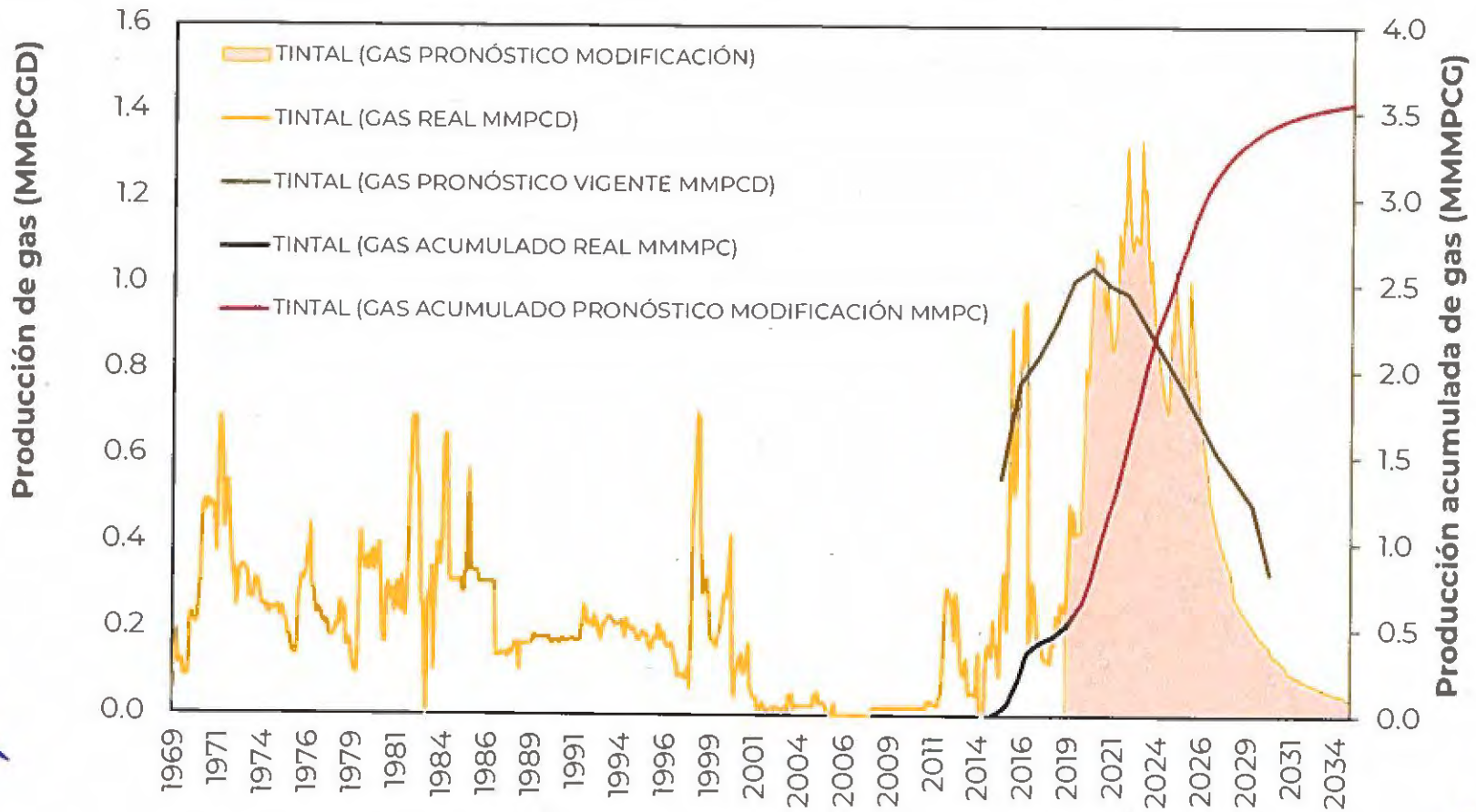


Figura 6. Histórico de producción de gas de la Asignación ^a (Fuente: PEP y CNH ^b).

Tabla 8. Factores de recuperación finales esperados en la asignación (Fuente: PEP, datos de la solicitud de MPDE junio de 2019).

Yacimiento/ Campo	FR Plan vigente (2015 - 2034)		FR Modificación (2015 - 2034)	
	Fr Aceite (%)	Fr Gas (%)	Fr Aceite (%)	Fr Gas (%)
TPI	17.4	15.7	7.62	7.18
TMS	No indicado	No indicado	21.63	12.71
Tintal	17.4	15.7	19.06	10.9

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

e) Pozos perforados y pozos a perforar

El desarrollo del Campo Tintal comenzó a partir de 1968 con la perforación de la localización exploratoria Tintal 1, inició producción en la edad Mioceno Superior; en la primera etapa de desarrollo se perforaron 20 pozos verticales de los cuales 15 resultaron productores (Tin-10, Tin-11, Tin-201, Tin-301 y Tin-16 resultaron improductivos), en los siguientes años se perforaron 14 pozos, logrando la producción máxima de 2.373 MBD en mayo del 2016.

De acuerdo con la información presentada, la Asignación cuenta con 34 pozos perforados, de los que 27 se encuentran en el Mioceno y 7 en el Plioceno. De los pozos en el Mioceno 6 son productores, 10 están cerrados y 11 están taponados. Por su parte, en el Plioceno, los 7 se encuentran cerrados. Del total, 4 se perforaron durante el período 2015-2018. La Figura 7 muestra un plano con la ubicación de estos pozos.

De los pozos cerrados, 13 tienen posibilidades de incorporarse a producción y de los que son productores. Por otro lado, de los que son productores, 4 cuentan con un sistema artificial de producción, 1 es de tipo bombeo mecánico y 3 de tipo bombeo hidráulico.

Sobre los 6 pozos que pretenden ser perforados como parte de la modificación al Plan de Desarrollo: Tintal-31D, Tintal-41D, Tintal-9D, Tintal-7D, Tintal-51D y Tintal-21D; el Asignatario señala que sus localizaciones surgen del análisis y actualización realizados sobre el modelo estático del campo, ubicándose estas en los bloques con las mejores posiciones estructurales, tal como se presenta en la Figura 8.

[Handwritten signatures and initials in blue ink on the right margin]

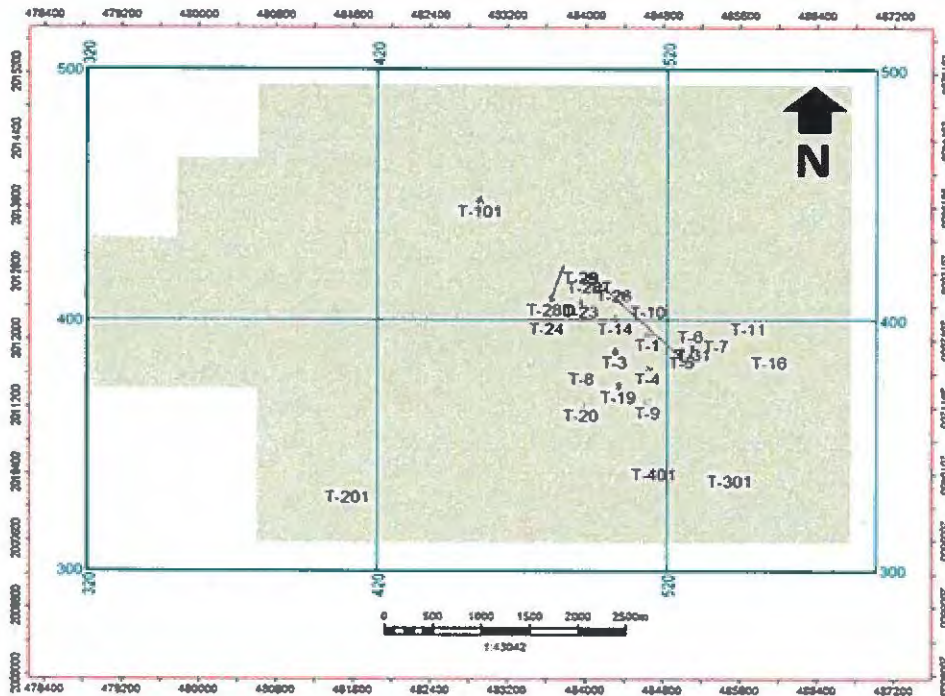


Figura 7. Polígono donde se muestra el área que abarca la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal y la ubicación de sus pozos (Fuente: PEP).

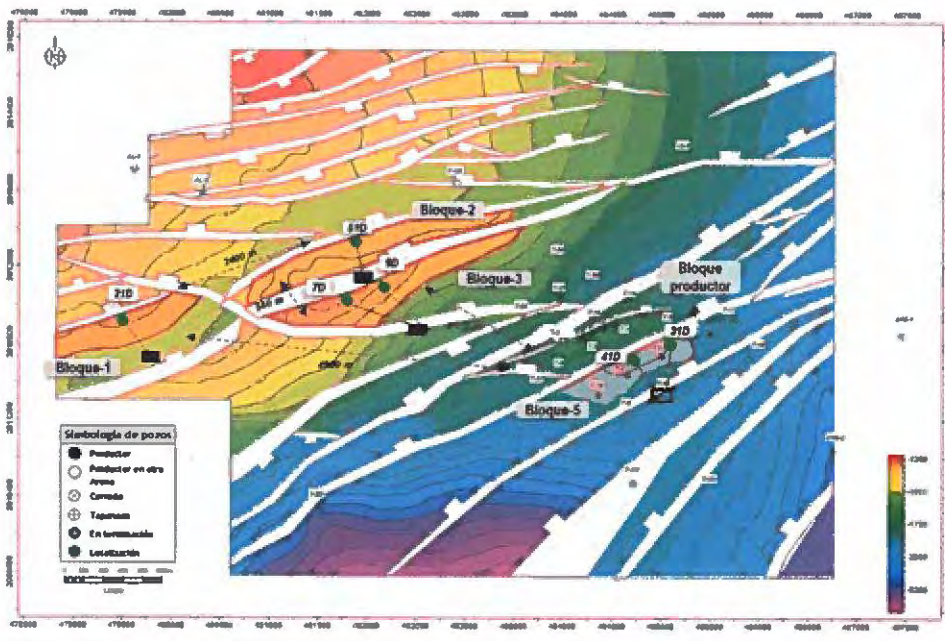


Figura 8. Configuración estructural en profundidad unidad de flujo A-23 con nuevas localizaciones (Fuente: PEP).

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

El pozo tipo representativo de las actividades de perforación y reparaciones a realizar se muestra en la Figura 9, mientras que las Figuras 10 y 11 esquematiza el estado mecánico de Abandono definitivo que es aplicable a estos pozos.

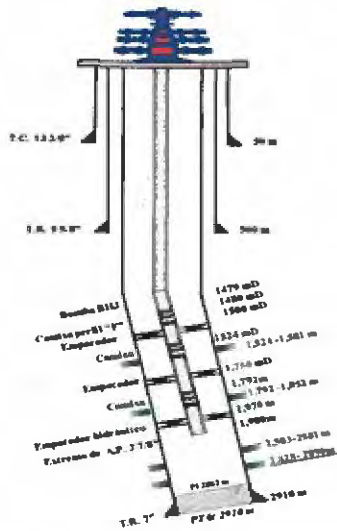


Figura 9. Estado mecánico Tipo I Perforación, objetivo Terciario (Fuente: PEP).

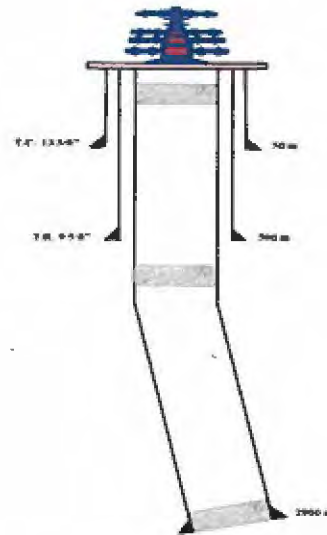


Figura 10. Estado mecánico de abandono definitivo del pozo Tipo I (Fuente: PEP).

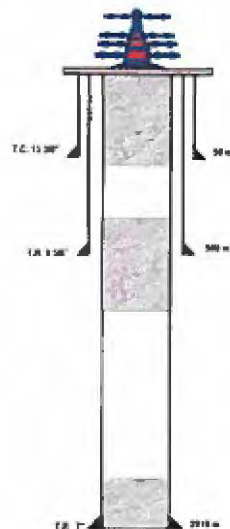


Figura 11. Estado mecánico a considerar para el taponamiento de los pozos verticales del Campo Tintal (Fuente: PEP).

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

f) Análisis técnico de la Solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción

En la Tabla 9 se describen los alcances y se presenta una comparativa de las alternativas consideradas para la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal.

El Asignatario señala que los escenarios evaluados consideraron el aprovechamiento de la infraestructura existente para minimizar las inversiones, y que las decisiones se basaron en la definición de las mejores localizaciones para obtener producción comercial de hidrocarburos a través de la perforación direccional paralelo a las fallas.

Actividades físicas y volúmenes de Hidrocarburos a recuperar (a la vigencia de la Asignación)

Considerando el nivel de desarrollo del campo y dadas las características geológicas de la Asignación, la recuperación esperada debido a la incorporación y operación de los pozos existentes, lo que muestra la viabilidad (tanto técnica como económica) a implementar la Alternativa 3.

De esta manera, la Alternativa seleccionada por el Asignatario considera 49 RMA y 1999 RME, estas últimas considerando 6 conversiones a sistema artificial, 30 taponamientos de pozos. Cabe señalar que las actividades se centran en desarrollar principalmente el Mioceno Superior. Adicionalmente, se contempla -para el periodo 2034-2035, el Abandono de 2 ductos y 1 instalación de producción.

Para llevar a cabo la alternativa seleccionada el Asignatario plantea erogar, durante el período 2019-2034, 131.95 MMUSD en inversiones y 109.34 MMUSD en gastos de operación, esperando recuperar 15.57 MMB de aceite y 2.97 MMMPC, para obtener un volumen acumulado final de 24.76 MMB de aceite y de 6.8 MMMPC de gas natural, equivalente a 26.38 MMBPCE.

Esquema de extracción propuesto

Como característica más importante para el desarrollo del Campo Tintal, se señala que los Hidrocarburos se entrapan principalmente en secciones alineadas a lo largo de las fallas, en la porción estructuralmente más alta, sin que exista un llenado extenso en ellas.

Dictamen Técnico – Asignación A-0338-2M-Campo Tintal

Tabla 9. Descripción de las alternativas presentadas (Fuente: Comisión con datos de PEP).

Escenario	Descripción
Alternativa 1	Continuar con la explotación de la Asignación A -0338-2M-Campo Tintal en el yacimiento TMS y TPI manteniendo la producción base, e implementar 32 RMA para incrementar la producción.
Alternativa 2	Perforar y terminar cuatro pozos de desarrollo: Tintal 7D y Tintal 9D (bloque 3), Tintal 31D y Tintal 41D (bloque 5), además de la realización de 44 RMA, adicionales a las actividades de mantenimiento de la producción base del campo.
Alternativa 3 (Seleccionada)	Perforar y terminar 6 pozos de desarrollo: Tintal 7D y Tintal 9D (bloque 3), Tintal 31D y Tintal 41D (bloque 5), Tintal 21D (bloque 1), y Tintal 51D (bloque 2), 49 RMA, adicionales a las actividades de mantenimiento de la producción base del campo.

Comparación cuantitativa			
Características	Alternativas		
	1	2	3 (Seleccionada)
Actividades físicas: Perforación + Terminación	0	4	6
Actividades físicas: RMA	32	44	49
Actividades físicas: RME	1472	1813	1999
Producción aceite (MMB)¹	7.55	13.36	15.57
Producción gas (MMMPC)¹	1.17	2.97	2.97
Gastos de Operación (MMUSD)	56.08	93.86	109.34
Inversión estratégica y operativa (MMUSD)	100.84	120.13	131.95
Indicadores económicos			
VPN AI (MMUSD)	210.3	377.4	443.1
VPN DI (MMUSD)	16.0	60.9	75.9
VPI (MMUSD)	72.1	88.3	98.5
VPN/VPI AI (USD/USD)	2.9	4.3	4.5
VPN/VPI DI (USD/USD)	0.2	0.7	0.8

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

1. Volumen por recuperar con la alternativa propuesta del periodo 2019-2034.

[Handwritten signatures and initials on the right margin]

Dictamen Técnico – Asignación A-0338-2M-Campo Tintal

Asimismo, señala que, desde los inicios de la explotación del campo Tintal, se identificaron arenas con posible acumulación de aceite pesado, las cuales se dispararon sin éxito de producción por no lograr fluir el aceite de manera natural, por lo que estas se abandonaron y el desarrollo se centró en las zonas más profundas (de 1300m a 3000m), donde se tiene aceite de mejor densidad (19-22 °API). Esto ha llevado a diferenciar el desarrollo de los yacimientos del campo, toda vez que se ha dejado al intervalo de 700 m a 1000 m sin producir, por no contar con las condiciones tecnológicas requeridas para producir el aceite pesado del Plioceno. La Figura 12 ilustra la columna estratigráfica del Campo Tintal.

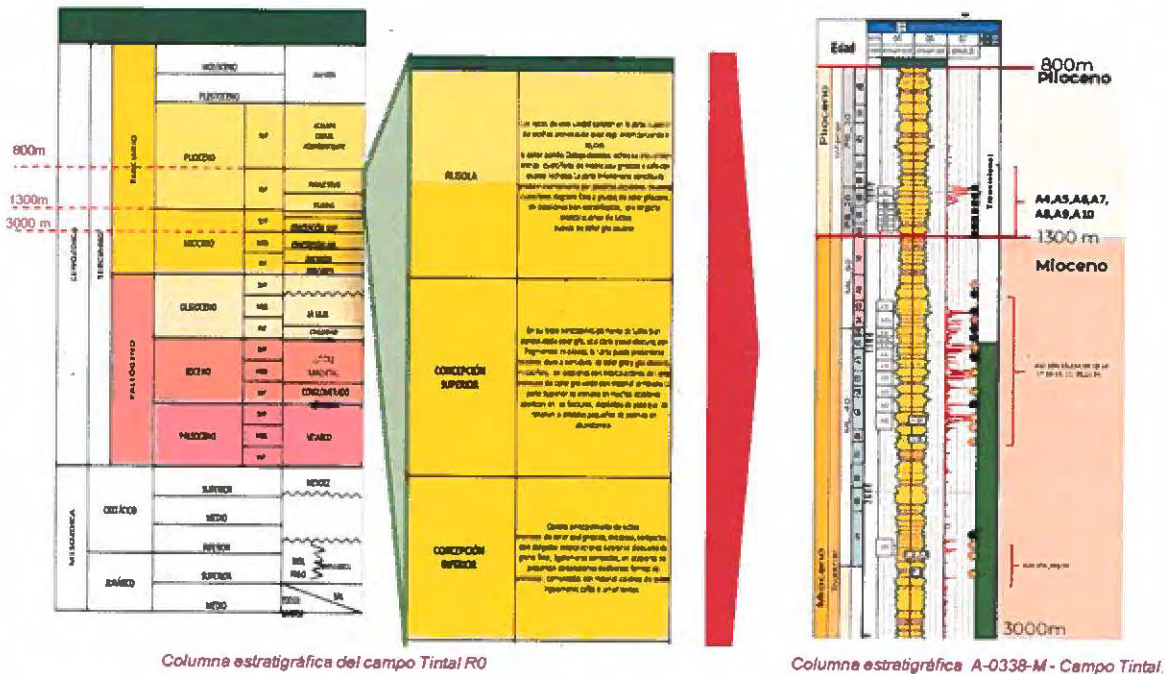


Figura 12. Actualización de la Columna Estratigráfica presentada por el Asignatario para el Plan Vigente (Fuente: modificada por CNH con información de PEP).

El Asignatario señala que, en sus inicios, el principal mecanismo de empuje del yacimiento TMS fue la expansión del gas disuelto liberado. No obstante, conforme ocurrió el vaciamiento del yacimiento, el Asignatario indica la presencia de un acuífero activo. No obstante, al analizar el comportamiento de la presión media normalizada respecto del factor de

recuperación, Figura 13, se observa que el comportamiento del yacimiento indica que la producción del campo se debe a un esquema combinado.

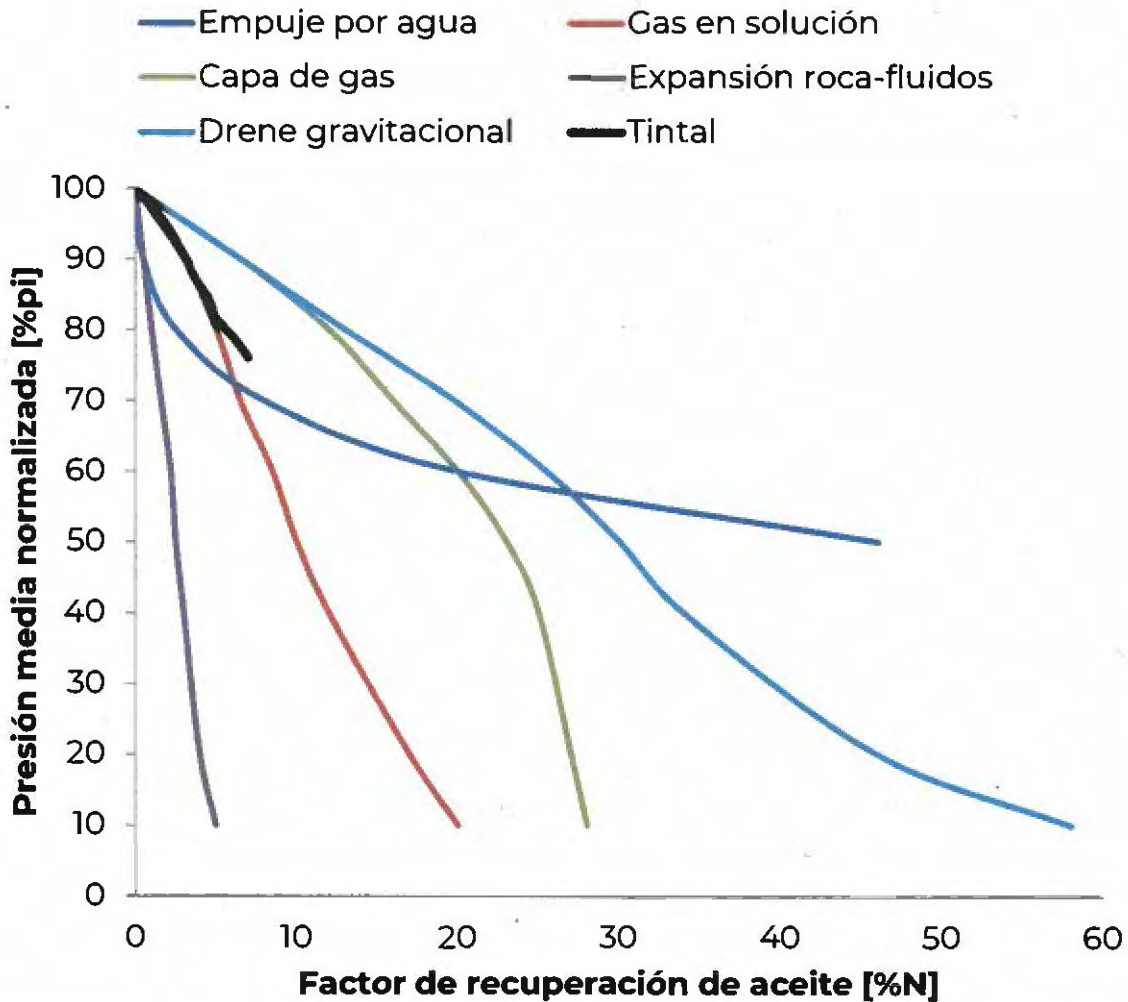


Figura 13. Análisis de la presión media normalizada respecto al factor de recuperación para identificar los mecanismos de producción dominantes (Fuente: modificada por CNH con información de PEP).

Esto puede explicarse por la existencia de diferentes cuerpos, con poca continuidad lateral, que se encuentran sometidos a la influencia de diferentes mecanismos de producción.

El Asignatario deberá considerar lo anterior para lograr el mejor aprovechamiento posible de la energía de los yacimientos en función de la localización de los pozos, así como para la selección de las actividades

de optimización que considere pertinentes para el control del agua, toda vez que se evaluó reinyectar el gas producido para su aprovechamiento como un proceso inviable económicamente.

Asimismo, considerando que en el pasado se tuvieron problemas con la producción acelerada de agua y el Abandono de pozos por altos cortes de agua, Figura 14, el Asignatario deberá prever la implementación de campañas de toma de información orientadas a desarrollar un modelo dinámico representativo de los intervalos en desarrollo, teniendo especial atención con la definición de los contactos de los niveles de agua libre.

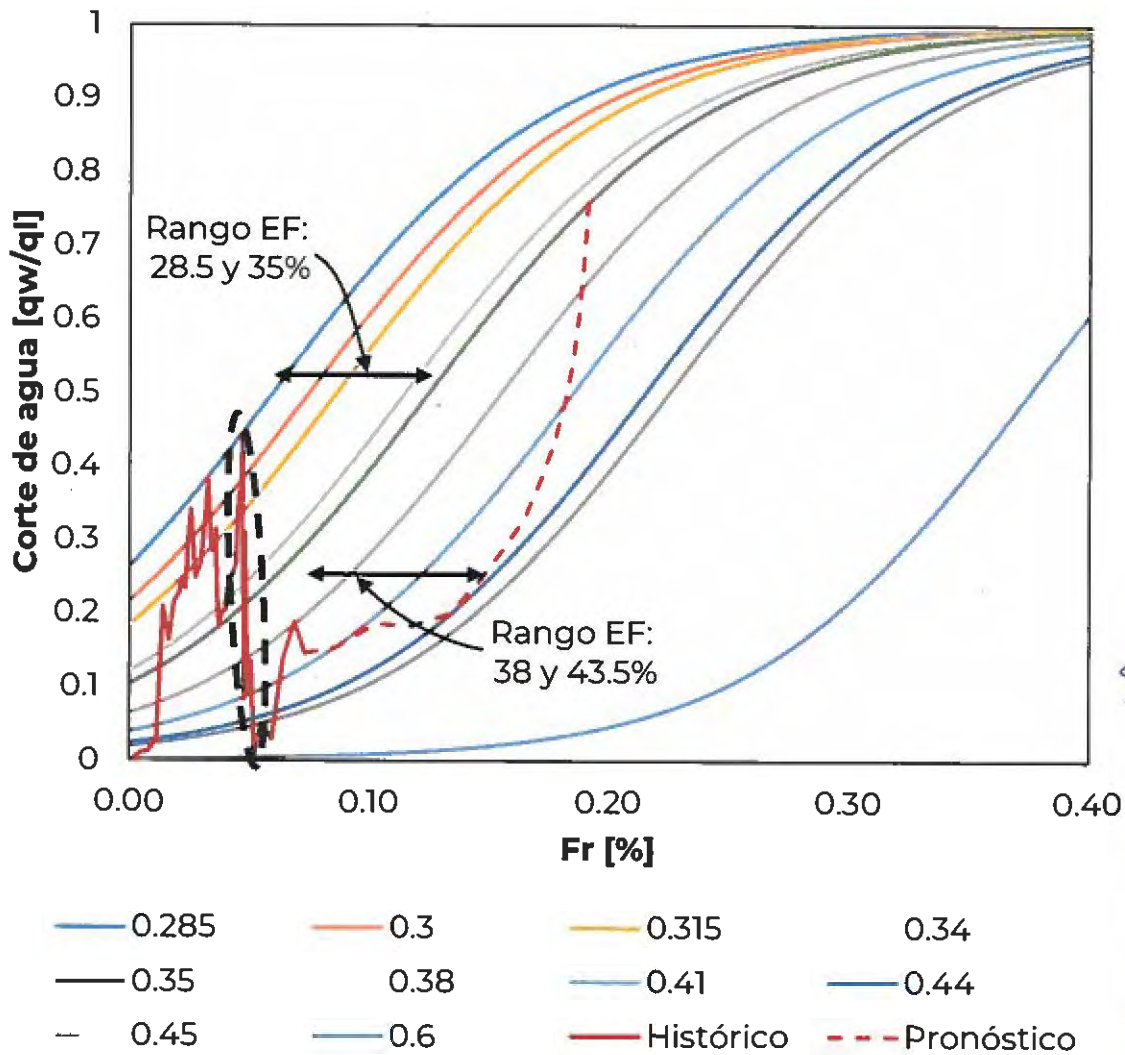


Figura 14. Comportamiento del factor de recuperación respecto al corte de agua en el gráfico especializado de Tong (Fuente: CNH).

Sin perjuicio de lo anterior, considerando la evolución del comportamiento de la producción observado en la Figura 15a mediante el método del inverso del gasto (Reese, Ilk y Blasingame, 2007), se aprecia que la estrategia de desarrollo implementada por el Asignatario -y documentada para el Plan Vigente- ha incidido positivamente en el volumen a recuperar final esperado, y que la propuesta de modificación mejora los pronósticos realizados de manera congruente, Figura 15b.

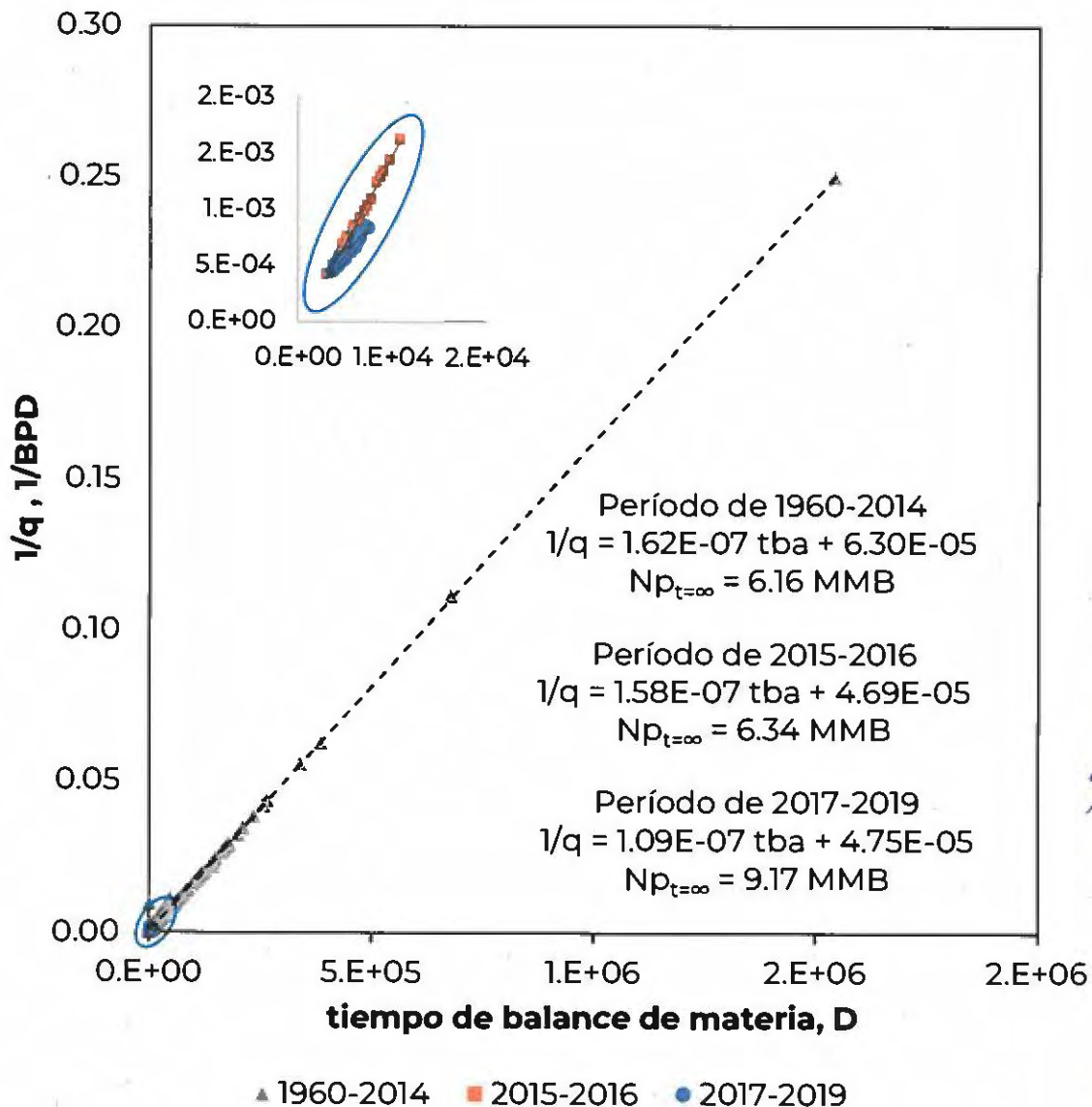


Figura 15a. Evolución del volumen a recuperar de hidrocarburos con el método del inverso del gasto: Evolución histórica (Fuente: CNH).

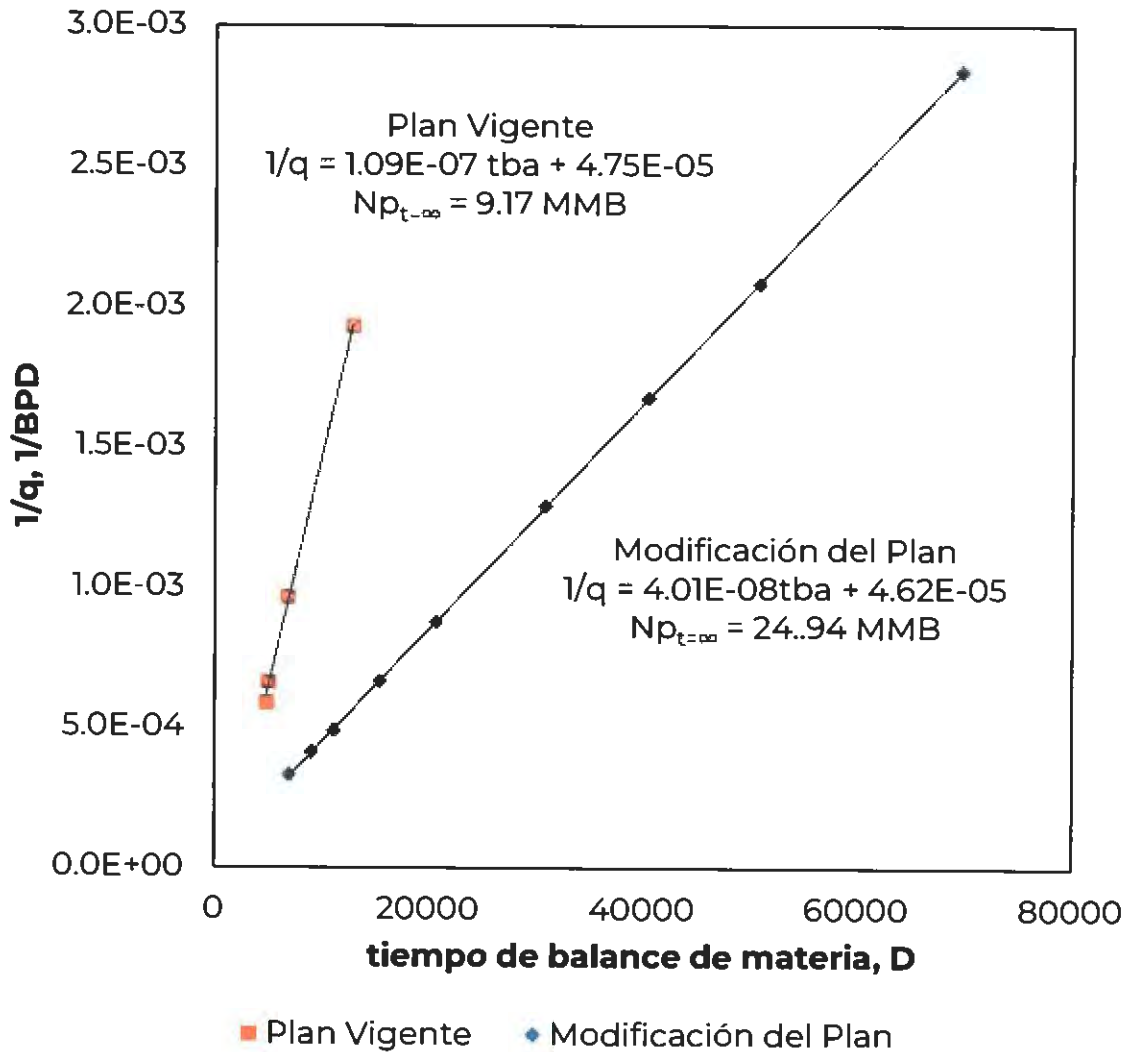


Figura 15b. Evolución del volumen a recuperar de hidrocarburos con el método del inverso del gasto: Comparativa del Plan Vigente contra la Propuesta de Modificación (Fuente: CNH).

g) Comparativo del Campo Tintal a nivel internacional

Se realizó un comparativo entre diferentes campos análogos en el mundo, identificando el estado del factor de recuperación del Campo Tintal respecto a los mismos.

Los criterios de selección utilizados en este ejercicio se muestran en la Tabla 10, mientras que los resultados obtenidos se incluyen en la Tabla 11 y la Figura 16.

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

Tipo de hidrocarburo	Aceite y gas asociado
Edad del yacimiento	Mioceno
Litología	Clásticos, areniscas
Densidad API, °API	10 a 25
Viscosidad, cp	De 5 a 30
Tipo de porosidad	Primaria
Desarrollo	En tierra
Mecanismo de producción	Expansión del sistema roca fluido, del gas disuelto liberado y entrada de agua

Tabla 11. Resumen del estudio de los campos análogos (Fuente: CNH).

Campo: El Furrial	
País	Venezuela
Densidad (°API)	De 8 a 29. En promedio 26
Viscosidad (cp)	De 0.2 a 136
Permeabilidad (mD)	De 50 a 480
Porosidad (%)	En promedio de 16.3
Saturación de agua (%)	De 53 a 57
Factor de recuperación (%)	48
Corte de Agua (%)	95
Estrategias reconocidas	<ul style="list-style-type: none"> • Inyección de agua continua • Reinyección de gas • Perforación de pozos de relleno
Campo: Gamyshtdza	
País	Turkmenistán
Densidad (°API)	En promedio 26
Viscosidad (cp)	En promedio 1.2
Permeabilidad (mD)	De 65 a 244
Porosidad (%)	19 - 21
Saturación de agua (%)	33
Factor de recuperación (%)	36
Corte de Agua (%)	58

[Handwritten signatures and initials in blue ink on the right margin]

Tabla 11. Resumen del estudio de los campos análogos (Fuente: CNH).

Estrategias reconocidas	<ul style="list-style-type: none"> • Reevaluación de intervalos en pozos cerrados • Perforación de pozos de relleno
Campo: Lisama	
País	Colombia
Densidad (°API)	De 10 a 40
Viscosidad (cp)	De 0.58 a 0.95
Permeabilidad (mD)	De 10 a 220
Porosidad (%)	De 15 a 22
Saturación de agua (%)	No disponible
Factor de recuperación (%)	25
Corte de Agua (%)	13
Estrategias reconocidas	<ul style="list-style-type: none"> • Bombeo mecánico • Reparaciones y estimulaciones selectivas • Perforación de pozos de relleno y perforación horizontal
Campo: La Cira Infantas	
País	Colombia
Densidad (°API)	De 16 a 28
Viscosidad (cp)	De 9 a 32
Permeabilidad (mD)	De 2 a 1500
Porosidad	En promedio de 27
Saturación de agua (%)	45
Factor de recuperación (%)	26
Corte de Agua (%)	85
Estrategias reconocidas	<ul style="list-style-type: none"> • Inyección de agua • Reinyección de gas • Bombeo mecánico • Perforación de pozos de relleno
Campo: Moloacán	
País	México
Densidad (°API)	20
Viscosidad (cp)	9.69

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Tabla 11. Resumen del estudio de los campos análogos (Fuente: CNH).

Permeabilidad (mD)	En promedio 150
Porosidad	20
Saturación de agua (%)	45
Factor de recuperación (%)	18
Corte de Agua (%)	46
Estrategias reconocidas	<ul style="list-style-type: none"> • Pozos de relleno • Inyección de agua • Bombeo mecánico
Campo: Tokal	
País	México
Densidad (°API)	36
Viscosidad (cp)	0.61
Permeabilidad (mD)	De 2 a 34
Porosidad	20
Saturación de agua (%)	29
Factor de recuperación (%)	19
Corte de Agua (%)	1.6
Estrategias reconocidas	Producción primaria

Del análisis reportado, puede concluirse que la estrategia propuesta por el Asignatario se ajusta a los estándares en el mundo en cuanto a recuperación primaria se refiere, permitiendo obtener un factor de recuperación acorde a la media establecida para este ejercicio (de 13.8%, considerando un promedio aritmético).

No obstante, se identifica que los Campos seleccionados como análogos presentan estrategias de recuperación secundaria y mejorada, así como otras de optimización, y considerando que el factor de recuperación promedio (obtenido también como un promedio aritmético) es 27.5 %, se considera que el Asignatario podría considerar estrategias de recuperación adicional para maximizar el factor de recuperación correspondiente.

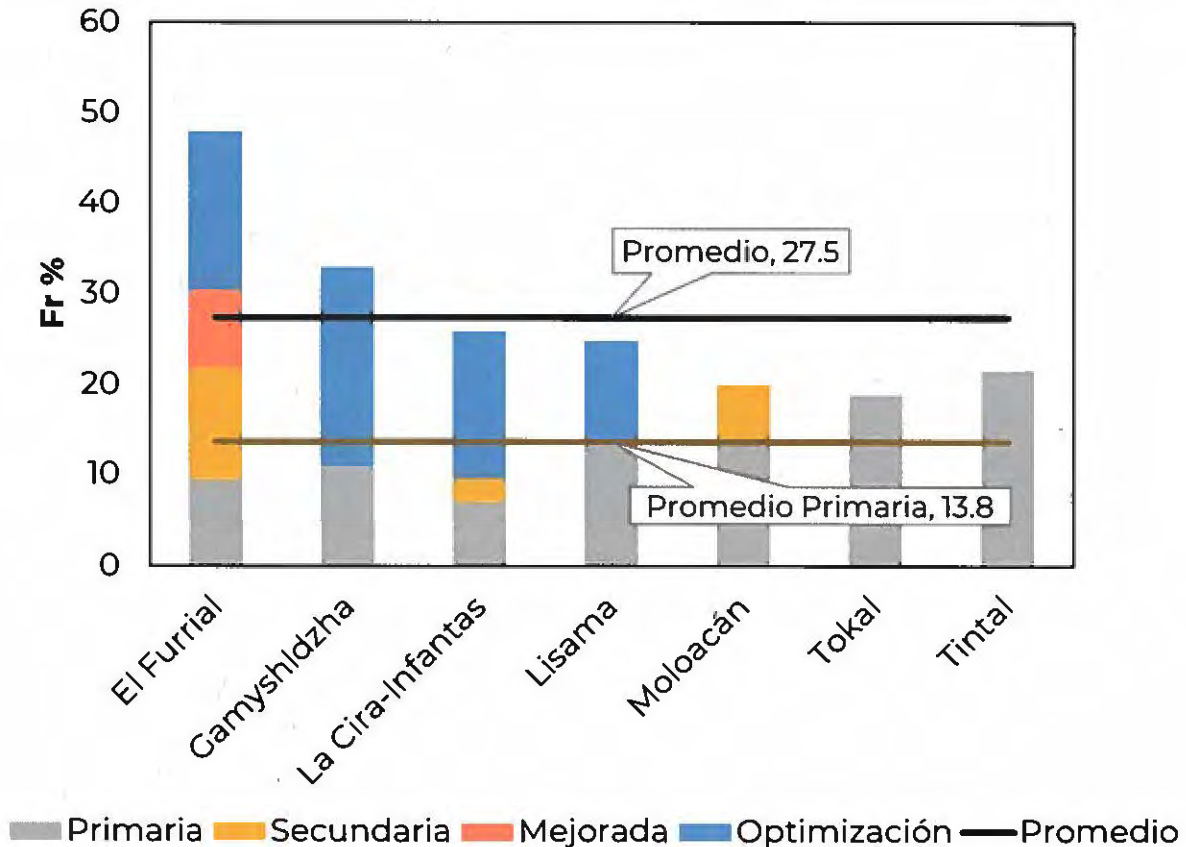


Figura 16. Comparativa del factor de recuperación de diferentes campos análogos al Campo Tintal* (Fuente: CNH).

* Para la elaboración de la figura comparativa entre los campos que se consideró más cercanos al campo Tintal (Figura 15) se tomaron las siguientes definiciones complementarias a http://dof.gob.mx/nota_to_doc.php?codnota=5544454:

- **Recuperación primaria.** Periodo de producción en el que la expulsión de aceite del yacimiento se debe directamente a la energía natural de expansión asociada al mismo (Muskat, 1949).
- **Recuperación secundaria.** Periodo de producción en el que, una vez que ha ocurrido un agotamiento substancial de la energía natural del yacimiento, la expulsión de aceite del yacimiento se debe a la inyección de gas o aire que añaden o mantienen su energía (Muskat, 1949).
- **Recuperación mejorada.** Periodo de producción en el que la recuperación de aceite se ve favorecida por la inclusión de agentes (como gas, bacterias, calor o químicos) que modifican una o más propiedades del yacimiento (Hite et al. 2003).
- **Optimización.** Técnica de recuperación que permite mejorar los procesos de extracción o inyección en función de la evolución de los parámetros del campo. Su implementación no requiere que la energía natural del yacimiento se haya agotado y puede realizarse en cualquiera de las etapas anteriormente descritas. Entre las operaciones consideradas se incluye a la reinyección de gas durante la recuperación de primaria, el desarrollo de pozos de relleno, la implementación de sistemas artificiales, el rediseño de los patrones de inyección de agua, la reevaluación de intervalos, entre otras.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

h) Evaluación económica

La opinión económica relativa a la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal (la solicitud de modificación), se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente:

- I. La variación de los montos de inversión y gastos operativos;
- II. El desglose del Programa de Inversiones;
- III. La consistencia entre la información económico-financiera;
- IV. Evaluación económica del proyecto de desarrollo, y
- V. Opinión.

I. Variación de los montos de inversión y gastos operativos

El Plan de Desarrollo vigente para la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal, considera costos totales del orden de 220.84 MMUSD^f, correspondientes al período 2015 a 2034^g, de los cuales:

- 157.88 MMUSD (71% del total) corresponden a inversiones, y
- 62.96 MMUSD (29% del total) corresponden a gastos operativos.

Como referencia, durante los primeros 4 años de implementación del Plan de Desarrollo vigente (de 2015 a 2018), el Asignatario reporta^h costos totales erogados del orden de 48.99 MMUSD, (34.49 MMUSD de inversiones y 14.50 MMUSD de gasto operativo), lo que representa un 22% de los costos totales previstos en el Plan de Desarrollo vigente.

Como parte de la Solicitud de Modificación, el Asignatario propone un monto total de inversiones adicionales, correspondientes al periodo de 2019 a 2034, del orden de 131.95 MMUSDⁱ, así como 109.34 MMUSD de

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

^g El año 2034 corresponde al fin de la vigencia de la Asignación.

^h De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Asignatario en sus reportes mensuales.

De esta cifra, 131.95 MMUSD, 126.09 millones corresponden a inversión en el periodo 2019-2034; y 5.86 MMUSD relacionados a la actividad de Abandono con un horizonte de tiempo de 2035. Se considera el total del monto de abandono (a 2035), en virtud de la obligación que tiene el Asignatario de realizar tal actividad independientemente del periodo a considerar.

gastos operativos; para un presupuesto total de costos del orden de 241.29 MMUSD. Tal y como se muestra en la Figura 17, lo anterior representa un incremento cercano al 32%, 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.

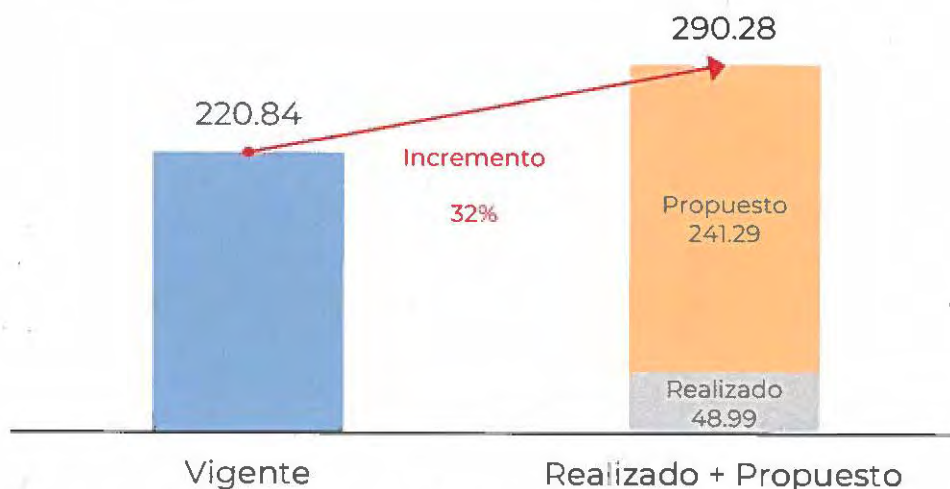


Figura 17. Comparativo de costos totales del Plan vigente respecto a la modificación del Plan (Fuente: CNH con información de PEP).

II. Desglose del Programa de Inversiones

A continuación, se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la Solicitud de Modificación elaborado por el Asignatario, 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 241.29 MMUSD, contenidos en el Programa de Inversiones de la Solicitud de Modificación, se distribuyen en 3 Actividades, de conformidad

con lo siguiente: Desarrollo (17.40%); Producción (80.17%), y Abandono (2.43%), Figura 18 y Tabla 12.

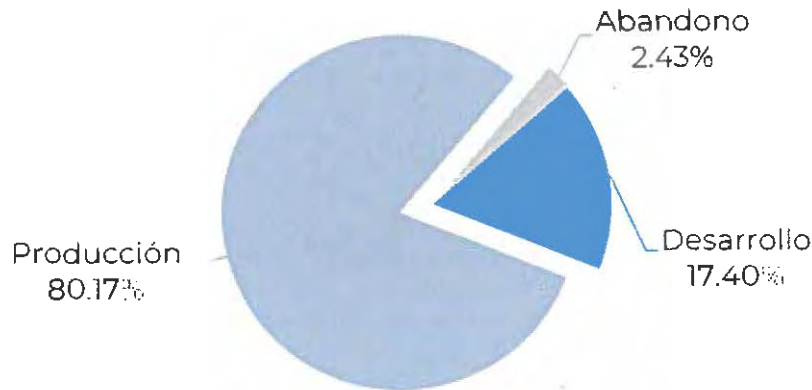


Figura 17. Distribución del Programa de Inversiones por Actividad (Fuente: CNH con información de PEP).

Asimismo, se destaca que, como parte de la Solicitud de Modificación el Asignatario presupuestó un rubro denominado “Otros Egresos”, por un total de 9.26 MMUSD, mismo que se refiere a erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones externas al Campo Tintal.

III. Consistencia de la información económico-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 Campo. Asimismo, el Asignatario presentó dicha información de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Costos emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Tabla 12. Desglose del Costo Total del proyecto (Fuente: CNH con información de PEP).

Dictamen Técnico – Asignación A-0338-2M-Campo Tintal

Actividad	Sub-Actividad	Total (MMUSD)
Desarrollo	General ¹	\$ 19.85
	Perforación de Pozos	\$ 19.66
	Construcción Instalaciones	\$ 2.48
Producción	General ¹	\$ 112.25
	Pruebas de Producción	\$ 27.70
	Otras Ingenierías	\$ 0.17
	Construcción Instalaciones	\$ 9.73
	Intervención de Pozos	\$ 32.61
	Operación de Instalaciones de Producción	\$ 5.93
	Ductos	\$ 0.56
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$ 4.49
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$ 5.86
Monto Total del Programa de Inversiones (Inversión y Gasto Operativo)		\$ 241.29
	Otros egresos ²	\$ 9.26
	Costos totales	\$ 250.56

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

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

IV. Evaluación Económica del proyecto

En la Tabla 13, se resumen las principales premisas utilizadas para la evaluación económica realizada por la Comisión, obtenidas a partir de los perfiles de costos y producción, así como la propuesta de tipo de cambio presentados por el Asignatario:

Tabla 13. Premisas de la evaluación económica (Fuente: CNH con información de PEP).

[Handwritten signatures and initials in blue ink on the right margin]

Dictamen Técnico – Asignación A-0338-2M-Campo Tintal

Premisas	Valor	Unidades
Producción de aceite	15.57	millones de barriles
Producción de gas	2.97	miles de millones de pies cúbicos
Gas transferido ¹	1.81	miles de millones de pies cúbicos
Precio del aceite ²	55.41	dólares por barril
Precio del gas ³	3.03	dólares por millón de BTU
Inversiones ⁴	129.72	MMUSD
Gasto operativo ⁵	109.34	MMUSD
Otros egresos ⁶	9.05	MMUSD
Otros ingresos ⁷	0.43	MMUSD
Tasa de descuento	10.00	%
Tipo de cambio	20.5	pesos / dólar

1. Gas producida menos volumen de autocansumo y no aprovechado.
2. Promedio simple del perfil de precios presentado por el Asignatario.
3. Índice de Referencia de Precios de Gas Natural publicado por la Comisión Reguladora de Energía para la Región VI (donde se ubica el Campo Tintal) en junio de 2019.
4. Corresponde al valor de 131.95 MMUSD, asumiendo que el Asignatario consideró durante el periodo de producción del campo una partida de Abandono, por lo que en la presente evaluación sólo se contempla el monto de abandono proporcional correspondiente a la producción remanente. Para efectos del cálculo del Derecho por la Utilidad Compartida, se asume que los montos erogados por Abandono del Campo son deducidos al 100% cada año. El resto de las inversiones se deducen a tasas del 25% y 10%.
5. Considera un monto por 32.17 MMUSD asociados al concepto "Reserva laboral" el cual, fue considerado como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
6. Otros Egresos es el monto que el Asignatario 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 9.26 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.
7. Monto que Pemex especifica se refiere a los ingresos por concepto de manejo de la producción de otros Campos en las instalaciones de Tintal.

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 400.51 MMUSD, mientras que el valor presente de las inversiones (VPI) es equivalente a 91.11 MMUSD. Lo anterior representa una relación de VPN/VPI de 4.40, así como una relación beneficio costo (RBC) equivalente a 3.38.

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 Asignatario es de 112.20 MMUSD, lo que significa que el Estado capturará cerca del 72% de los flujos remanentes asociados con el Campo Tintal. En ese sentido, bajo las premisas económicas realizadas como parte de la evaluación, se espera que el Asignatario obtenga una relación VPN/VPI equivalente a 1.23, así como una RBC de 1.25.

Finalmente, como parte de la evaluación económica se hizo una estimación del VPN del Asignatario, 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 Asignatario obtiene un VPN de 68.54 MMUSD, lo que representa una relación VPN/VPI de 0.75, así como una RBC de 1.14.

Los resultados descritos se detallan en la Tabla 14.

V. Opinión

Con base en los resultados del análisis realizado, esta Comisión considera que la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción para el Campo Tintal permitirá la realización de las actividades petroleras de forma oportuna y segura, atendiendo la normativa vigente en la materia.

Finalmente, se destaca que, bajo los supuestos discutidos anteriormente y bajo las disposiciones previstas en la LISH y demás normativa aplicable, el proyecto analizado resulta viable y supone un flujo de recursos para el Estado durante el periodo de 2019 a 2033.

Tabla 14. Resultados de la evaluación económica (Fuente: Comisión con información de PEP).

Dictamen Técnico - Asignación A-0338-2M-Campo Tintal

Indicador	Antes del Pago de Derechos e ISR	Después del Pago de Derechos ¹	Después del Pago de Derechos e ISR ²
VPN ³ (mmUSD)	400.51	112.20	68.54
VPI (mmUSD)		91.11	
VPN/VPI (USD/USD)	4.40	1.23	0.75
RBC (USD/USD)	3.38	1.25	1.14

1. Considera el pago del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida (tasas de 65% en 2019, 58% en 2020 y 54% para el periodo restante) y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
2. Considera el cobra del Derecha 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).
3. Considera Otros Egresos por 9.05 MMUSD y Otros Ingresos por 0.43 millones de dólares.

i) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

Actualmente el volumen y calidad de los hidrocarburos de la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal se determina y asigna de acuerdo con lo establecido en la metodología de balance aprobada mediante el Séptimo Transitorio de los LTMMH, donde son considerados como Puntos de Medición los presentados en el Anexo 3 de los mismos Lineamientos.

Derivado de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal y de conformidad con lo establecido en los artículos 19, 42, 43 y 44 de los 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 con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en materia de Medición de Hidrocarburos.

La Asignación Tintal cuenta con dos cabezales periféricos denominados Tintal 17 y Tintal 1-D, la producción del cabezal Tintal 1-D se maneja a través de un Oleogasoducto de 8 pg. al Cabezal Tintal 17, de este cabezal se

tienen dos oleogasoductos, uno de 6 pg. y otro de 4 pg. de diámetro hacia la Batería de Separación Tintal (BS Tintal).

Dentro de la BS Tintal, se lleva a cabo la separación de fases, el líquido separado se envía a almacenamiento para su posterior envío a la Batería de Separación Cunduacán, el gas se transporta al rectificador de gases y finalmente se envía al quemador. El líquido bombeado se transporta por un oleoducto de 8 pg. de diámetro a la Macropera Cupache, donde se mezcla en corriente con la producción del pozo Cupache 1 la cual se lleva a través de una línea de descarga de 10 pg. y se interconecta al Oleogasoducto de 16 pg. de diámetro identificado como (TMDB-Batería Cunduacán).

En la Batería de Separación Cunduacán, los líquidos se segregan para enviarse por un Oleoducto de 16 pg. al Complejo Samaría II, donde se mezcla con el petróleo de otras Asignaciones y se envía al Nudo Cárdenas por un Oleoducto de 24 pg. de diámetro y es transportado por un Oleoducto de 36 pg. de diámetro al Centro Comercializador de Crudo (C.C.C.) Palomas para su distribución comercial. En la Figura 19 se presenta la infraestructura actual y futura correspondientes a la Asignación Tintal.

En cuanto a la cuantificación de los Hidrocarburos, el Asignatario manifiesta que esta se llevará a cabo conforme lo que se señala a continuación.

I. Medición de Petróleo

Para la cuantificación del Petróleo, se disponen de mediciones de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal (Puntos de Medición), en el esquema de la Figura 20 se identifica el tipo de medición empleados en el manejo y transporte de petróleo correspondiente a esta Asignación.



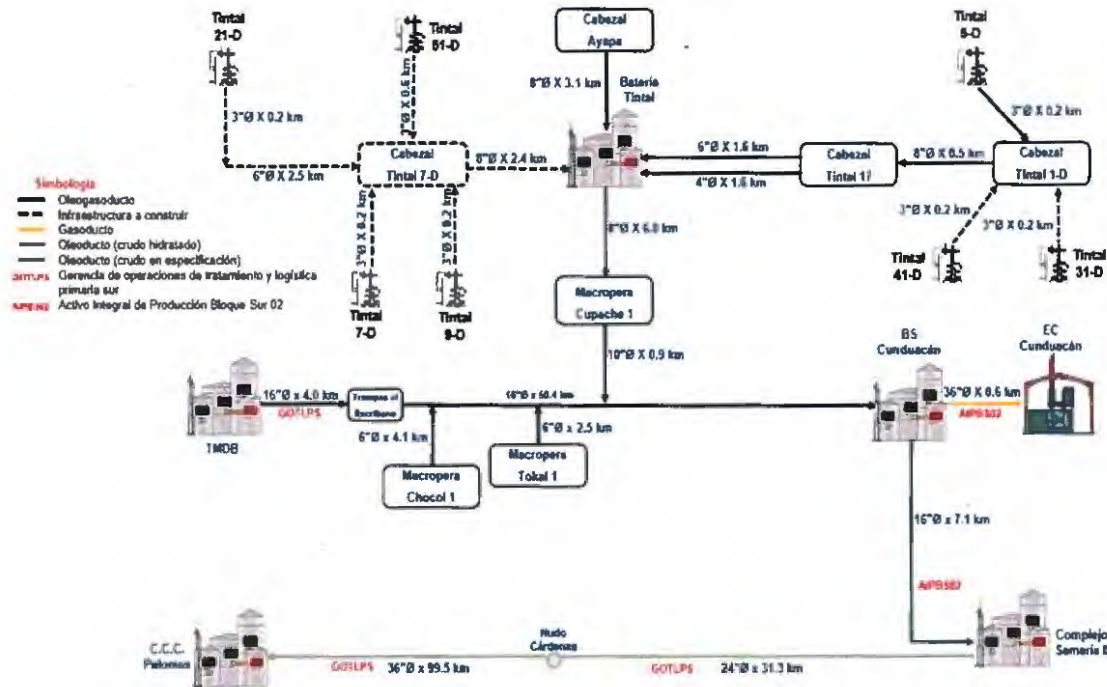


Figura 19. Infraestructura actual y futura correspondientes a la Asignación Tintal (Fuente: PEP).

La medición de tipo operacional de los pozos se realizará bajo el esquema de medición multifásica a boca de pozo, el Asignatario presentó información de conformidad con lo señalado en el artículo 24 de los LTMMH, por lo que se determina que el uso de estos sistemas es adecuado al proceso de medición propuesto por el Asignatario.

Como parte del proceso de manejo y transporte de los Hidrocarburos, el Asignatario contempla dos mediciones de tipo referencial, una de ellas se realizará en el tanque de almacenamiento TV-1 (medición estática) instalado en la BS Tintal, para posteriormente entrar a la succión de bomba de envío hacia el entronque Tokal-Cupache para su posterior envío hacia la Batería Cunduacán, donde se lleva la segunda medición, misma que se realiza con un Sistema de Medición el cual se encuentra integrado con elementos primarios tipo Coriolis, elementos secundarios de presión, temperatura y elemento terciario computador de flujo.

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

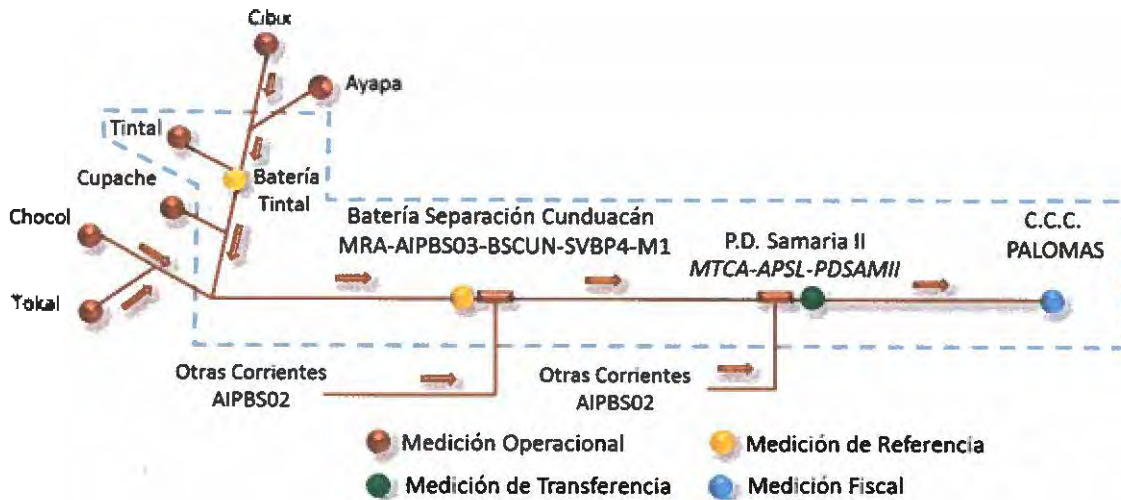


Figura 20. Tipos de Medición para petróleo correspondientes a la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal, condición actual (Fuente: PEP).

Dentro de la planta deshidratadora Samaria II, se llevará a cabo una medición de tipo transferencia por medio de un sistema de medición con elemento primario tipo ultrasónico de 10 pg. de diámetro, elementos secundarios de presión, temperatura, agua y densidad, así como de un elemento terciario computador de flujo. El proceso en la planta deshidratadora Samaria II consiste en la eliminación de agua y sal presentes en la corriente de alimentación, por medio de un sistema de deshidratación, desalado electrostático y un sistema de calentamiento del crudo de carga, para su posterior envío hacia el C.C.C. Palomas.

El C.C.C. Palomas cuenta con infraestructura que incorpora entre otras instalaciones: oleoductos de entrada, regulación y mezclado, patines de medición, muestreadores automáticos y oleoductos de salida, un laboratorio certificado para determinar la calidad del petróleo, dentro de esta instalación se ubica el Punto de Medición (medición fiscal) propuesto por el Asignatario, el cual cuantifica la producción derivada de la Asignación así como los volúmenes totales integrados por diferentes corrientes de Hidrocarburos, en la Tabla 15 se presentan los sistemas de Medición empleados como medición fiscal (Puntos de Medición).

Los Sistemas de Medición cuentan con elementos primarios, secundarios y terciarios de conformidad con la normatividad aplicable. La calidad de los Hidrocarburos en estos Sistemas de Medición es determinada a través

de un muestreador instalado en línea, que recolecta una muestra cada segundo para su posterior análisis en el laboratorio.

Tabla 15. Puntos de medición de petróleo (Medición Fiscal) para la Asignación.

Instalación	Tag - Sistema de Medición	Tipo de tecnología	Diámetro
C.C.C Palomas	PA-100	Ultrasónico	10 pg.
	PA-200	Ultrasónico	8 pg.
	PA-300	Ultrasónico	8 pg.

Condición futura (año 2020)

Como parte de un nuevo esquema de manejo y proceso de la producción, el Asignatario prevé que la producción sea manejada en la Batería de Separación Bellota donde se llevará a cabo una medición de tipo referencial por medio de un Sistema de Medición (TAG-MRA-APBJ-BSBEL-1) integrado por dos trenes con elemento primario tipo ultrasónico, elementos secundarios de presión, temperatura, densidad y agua, así como elemento terciario computador de flujo.

La producción de la batería Bellota (mezcla de aceite, agua y gas) se enviará a la Planta Deshidratadora Cárdenas Norte a través del oleoducto de 16 pg. de diámetro, donde se realizará el proceso de separación, estabilización, deshidratación, desalado, cuantificación (medición de transferencia) y acondicionamiento de petróleo; tratamiento e inyección de agua congénita, así como los servicios auxiliares requeridos para el proceso y su posterior envío al C.C.C. Palomas.

Para la medición de transferencia ubicada en la planta deshidratadora Cárdenas Norte, se dispondrá de un Sistema de Medición (PA-101) integrado de dos patines de medición con elemento primario tipo ultrasónico, elementos secundarios de presión, temperatura, densidad y agua, así como elemento terciario computador de flujo. Cabe señalar que los Puntos de Medición (medición fiscal) en esta etapa seguirán siendo los

Sistemas de Medición ubicados en C.C.C Palomas, señalados en la Tabla 14 del presente documento.

En la siguiente Figura 21 se presenta el tipo de mediciones establecidas por el Asignatario como condición futura.

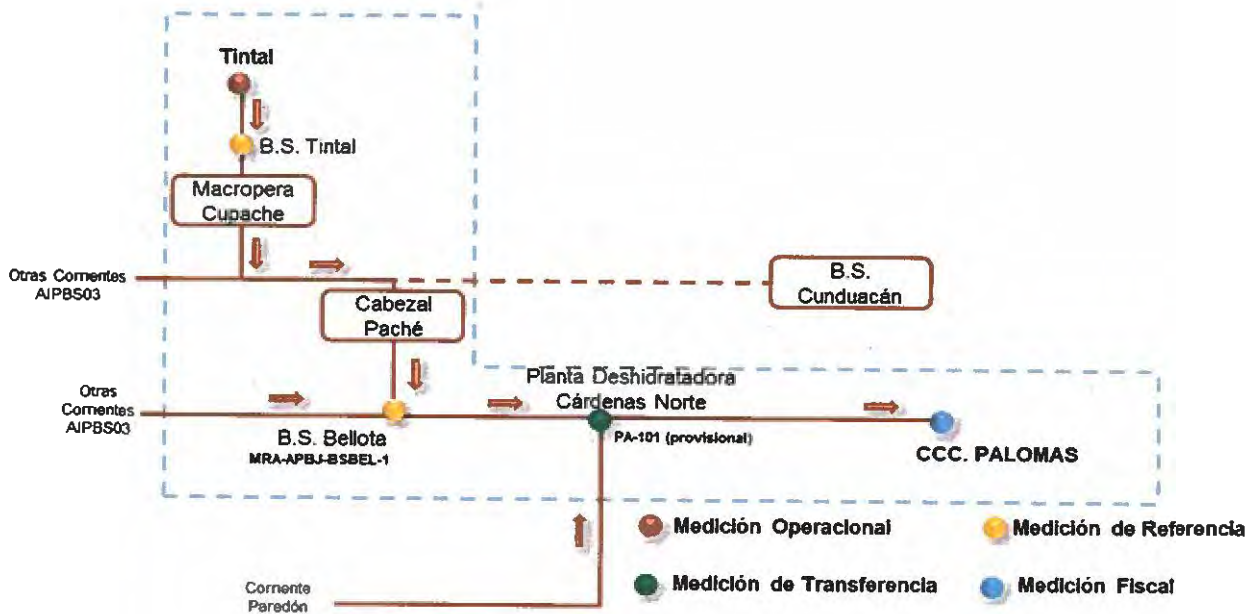


Figura 21. Tipos de Medición para petróleo correspondientes a la Asignación Tintal, condición futura (Fuente: PEP).

II. Medición de Gas Natural

Actualmente el gas de la Asignación Tintal es aprovechado y se realiza la destrucción controlada por medio de un quemador, esto debido a que aún no se cuenta con la infraestructura para el manejo del gas, el volumen de gas enviado a quemador se determina mediante estimación en la Batería Tintal, Figura 22.

Como parte de la estrategia planteada por el Asignatario se prevé que, para el segundo trimestre de 2020, la cuantificación de gas se lleve a cabo con mediciones de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal (Puntos de Medición), en el siguiente esquema se identifican los tipos de medición propuestos por el Asignatario para el manejo y transporte de gas correspondiente a esta Asignación.

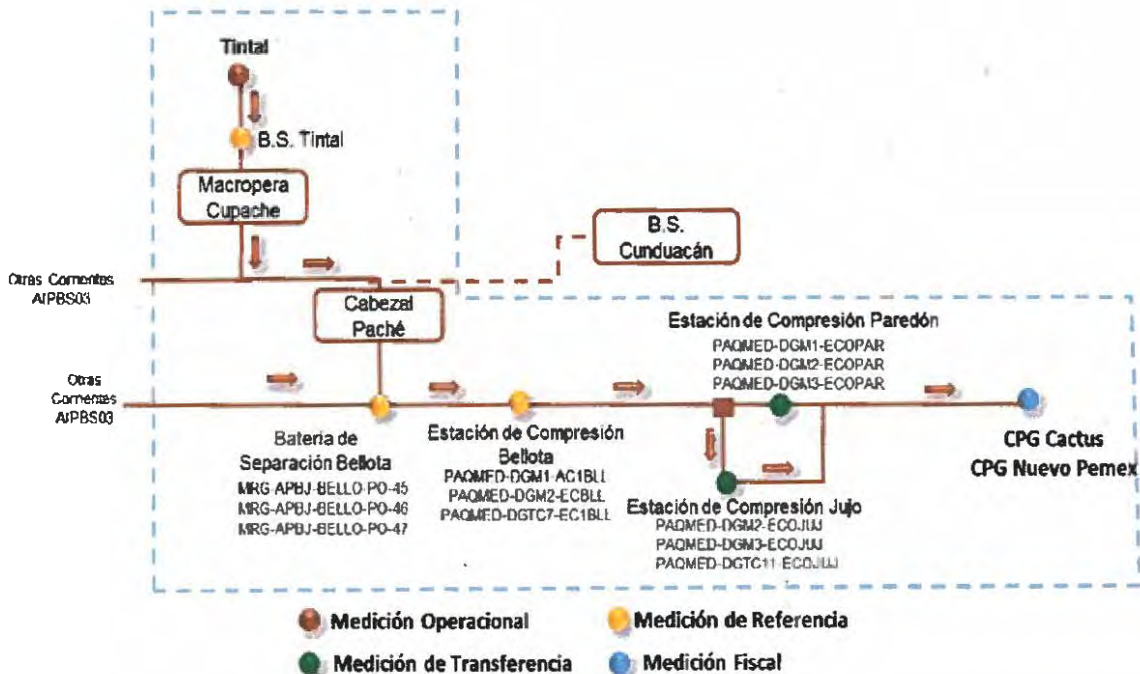


Figura 22. Tipos de Medición para gas correspondientes a la Asignación Tintal, condición futura (Fuente: PEP).

A su vez, las actividades planteadas por el Asignatario prevén la instalación de un motocompresor para manejar el gas de la Batería Tintal y enviarlo hacia la Batería Bellota. Dentro de la Batería de Separación Bellota y la Estación de Compresión Bellota se llevará a cabo la medición referencial por medio de los Sistemas de Medición indicados en la Tabla 16.

Dentro de la Batería Bellota, el gas separado pasa por dos rectificadores de baja presión para su posterior envío a la Estación de Compresión Bellota. El gas rectificado en la Estación de Compresión Bellota es enviado hacia las Estaciones de Compresión Paredón y Jujo, donde se llevará a cabo una medición de tipo transferencia de gas de la Asignación Tintal.

A la descarga de la Estación de Compresión Paredón el gas se cuantifica con los sistemas de medición de transferencia tipo placa de identificados como: TAG PAQMED-DGM1-ECOPAR, PAQMED-GM2-ECOPAR y PAQMED-DGM3-ECOPAR. Una vez cuantificadas las corrientes, estas se comprimen nuevamente y son enviadas a los Complejos Procesadores de Gas Cactus y Nuevo Pemex.

[Handwritten signatures and initials in blue ink on the right margin of the page.]

Tabla 16. Puntos de medición de gas (Medición Fiscal) para la Asignación.

Instalación	Identificación del proceso	Tipo de Hidrocarburo	Tag-Sistema de Medición	Tipo de tecnología
Batería de Separación Bellota	Envío de gas a la Estación de Compresión Bellota	Gas	MRG-APBJ-BELLO-PO-45	Placa de Orificio
			MRG-APBJ-BELLO-PO-46	Placa de Orificio
			MRG-APBJ-BELLO-PO-47	Placa de Orificio
Estación de Compresión Bellota	Descarga de la salida de gas (módulo 1)		PAQMED-DGM1-ECIBLL	Placa de Orificio
	Descarga de la salida de gas (módulo 2)		PAQMED-DGM2-ECBLL	Placa de Orificio
	Descarga de la salida de gas (módulo 3)		PAQMED-DGTC7-ECIBLL	Placa de Orificio

La Estación de Compresión Jujo cuenta con tres módulos de compresión en operación, el módulo 1 que se encarga de elevar la presión de los gases de súper baja presión y baja presión a través de recuperadores de vapor y turbocompresores, para alimentarlo hacia las etapas de baja presión – alta presión, que lo integran los módulos 2 y 3 así como del turbocompresor. Los módulos de compresión consideran tres etapas para acondicionar el gas a la presión requerida de salida, para su posterior envío al Centro Procesador de Gas Cactus cada módulo cuenta con un Sistema de

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Medición de transferencia tipo placa de orificio para cuantificar el volumen de gas producido identificados como: TAG PAQMED-DGM2-ECOJUJ, PAQMED-DGM3-ECOJUJ y PAQMED-DGTC11-ECOJUJ.

Los Puntos de Medición (medición fiscal) propuestos para la cuantificación del gas proveniente de la Asignación se encuentran ubicados en los Centros de Proceso de Gas (Nuevo Pemex) y (Cactus) los Sistemas de Medición cuentan con elementos primarios tipo placa de orificio. Los sistemas de medición utilizados como Punto de Medición cuantifican los volúmenes totales integrados por diferentes Asignaciones, Tabla 17.

Los Sistemas de Medición correspondientes a los Puntos de Medición de Gas, cuentan con elementos secundarios de presión, temperatura, cromatógrafos, entre otros, así como elementos terciarios computadores de flujo, el Asignatario menciona que en dichos puntos se cuenta con sistema de telemetría.

El Asignatario deberá dar aviso a esta Comisión del inicio de actividades y medición de la corriente de gas provenientes de la Asignación, así mismo deberá de reportar los datos obtenidos en sus diferentes mediciones de acuerdo con los formatos establecidos en los LTMMH.

III. Medición de Condensado

La determinación del volumen del condensado teórico de la corriente de gas de la Asignación Tintal, se realizará de manera teórica bajo el sustento de la norma API MPMS 14.5, para lo cual se utilizará como insumo los resultados de los análisis de cromatografía de estos puntos de muestreo y el volumen de gas cuantificado por los sistemas de medición ubicados a boca de pozo o baterías.

El Asignatario deberá de reportar el volumen de condensado teórico en los formatos establecidos en los LTMMH.

Tabla 17. Puntos de Medición de Condensado (Medición Fiscal) para la Asignación Tintal.

Instalación	Tag - Sistema de Medición	Tipo de tecnología	Diámetro
C.P.G. Nuevo Pemex	PM-11	Placa de orificio	16 pg.
C.P. Cactus	PM-66	Placa de orificio	24 pg.

IV. Producción y Balance

La metodología de balance volumétrico de los fluidos producidos en la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal 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.

La medición de la producción individual de cada 1 de los 6 pozos ubicados en el campo Tintal se realiza con un medidor multifásico a boca de pozo con una frecuencia trimestral (medición operacional). La producción de hidrocarburos del campo Tintal es transportada a la Batería Tintal en donde se mezcla con la corriente del campo Ayapa para ingresar a un separador vertical SVG-1 en el cual se separan los Hidrocarburos líquidos y gaseosos.

La corriente de Hidrocarburos líquidos del Campo Tintal y Ayapa es enviada a la Batería Cunduacán, en donde se mezclan con las corrientes de los campos Tokal y Cupache, para ingresar a un separador vertical de baja presión SVBP-4, en el cual se realiza la separación en dos fases de la corriente (medición referencial). Posteriormente, la corriente de Hidrocarburos líquidos es enviada a la Planta Deshidratadora Samaria II (medición de transferencia) y, por último, al Punto de Medición ubicado en el C.C.C. Palomas.

Por su parte, la corriente de gas obtenida en la Batería Tintal es aprovechado como gas combustible para la motobomba de combustión interna, con un volumen estimado promedio de 0.076 MMPCD. El

Dictamen Técnico – Asignación A-0338-2M-Campo Tintal

volumen de gas restante que no es utilizado como combustible es enviado a quemador, con un volumen estimado promedio de 0.375 MMPCD.

Con relación a la medición del agua, una vez recibida en los tanques de almacenamiento la producción de líquidos integrada por diferentes corrientes en la cual se incluye la asignación Tintal en la Batería de Separación Cunduacán, el crudo hidratado es bombeado hacia la Planta Deshidratadora Samaria II, en donde diariamente a las 05:00 h se determinan los niveles de agua y aceite utilizando como instrumento de medición la cinta metálica métrica. Posteriormente, el agua congénita producida es bombeada a pozos inyectores. El volumen de agua que no es inyectado a los pozos es enviado en el crudo hidratado a la Central de Almacenamiento y Bombeo Cactus para su proceso final.

Para determinar la calidad a nivel de asignación de los hidrocarburos líquidos y gaseosos en su Etapa Actual y Etapa Futura se tomará una muestra a boca de pozo con una frecuencia semestral, 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 diaria tanto para la Etapa Actual como para la Etapa Futura.

La modificación al Plan de Desarrollo contempla la construcción de un oleogaseoducto de 16" Ø x 54.4 km TMDB – Batería Cunduacán al Cabezal Pache para el envío de la producción de Hidrocarburos del Campo Tintal a la Batería de Separación Bellota (medición de referencia) en donde se realiza la separación de la corriente de Hidrocarburos en dos fases, líquidos y gaseosos.

La corriente de Hidrocarburos líquidos obtenida en la Batería de Separación Bellota será enviada a la Planta Deshidratadora Cárdenas Norte (medición de transferencia) y, posteriormente, al Punto de Medición Fiscal ubicado en el C.C.C. Palomas. Por su parte, la corriente de gas será enviada de la Batería Tintal hacia la Batería de Separación Bellota por un motocompresor, el cual será instalado en enero de 2020, para después ser enviada a la Estación de Compresión Bellota (medición de referencia). Posteriormente, la corriente de gas es enviada a la Estación de Compresión Paredón y Jujo (medición de transferencia) y, por último, a los Puntos de Medición ubicados en el Centro de Proceso de Gas Cactus y Nuevo Pemex.

La determinación del volumen de condensables integrado por diferentes corrientes de gas, en la cual se incluye la Asignación Tintal, se realiza bajo el sustento de la norma API MPMS 14.5 en los Puntos de Medición para gas ubicados en el Centro Procesador de Gas (CPG) Nuevo Pemex y CPG Cactus. Asimismo, en caso de existir recuperación de condensados en el proceso de compresión, éstos serán inyectados al manejo de Hidrocarburos de aceite.

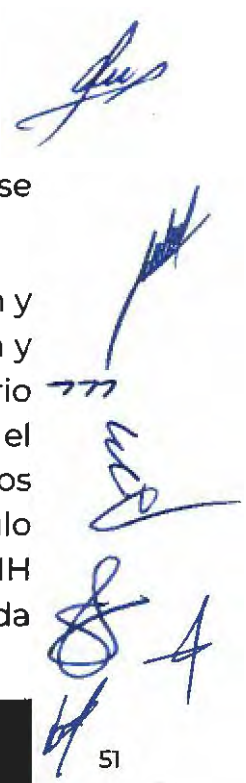
Con relación a la medición del agua, una vez recibida en los tanques de almacenamiento la producción de líquidos integrada por diferentes corrientes en la cual se incluye la Asignación Tintal en la Batería de Separación Bellota, el agua congénita producida es enviada al pozo inyector Bellota-1A. El volumen de agua que no es inyectado al pozo es enviado en el crudo hidratado a la Planta Deshidratadora Cárdenas para su proceso final.

Debido a la mezcla de corrientes de diferentes asignaciones es necesario la aplicación del prorratio, distribución proporcional de un volumen de hidrocarburos en numerosas partes, para la asignación de los volúmenes de gas y líquidos perteneciente al Campo Tintal. 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.

VI. Criterios y Evaluación de Medición de Hidrocarburos

Los criterios considerados y la evaluación correspondiente a este rubro se muestran en la Figura 23.

Derivado de la propuesta presentada para los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición de la Asignación, 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.



Dictamen Técnico – Asignación A-0338-2M-Campo Tintal

Datos Generales:

Nombre del Asignatario o Contratista: Pemex Exploración y Producción
 No. de Contrato o Asignación: A-0338-2M - Campo Tintal
 Nombre de la Asignación o Área Contratada: A-0338-2M - Campo Tintal
 Tipo de Plan a evaluar: Plan de Desarrollo



No.	Artículo de los LTI/MNH/Contrato/Pliego	Requerimiento	Criterio de evaluación	Cumplimiento Si/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozos hasta el P.M.	LTI/MNH, Capítulo IV	determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	Si	El Asignatario presentó información referente a la determinación y asignación de los hidrocarburos provenientes de la Área de Asignación, estableciendo mediciones de tipo Operacional, Referencial, Transferencia y Fiscal de los hidrocarburos. Como parte de la estrategia de Desarrollo el Asignatario presentó el escenario actual y futuro para la cuantificación de los hidrocarburos.	La información se describe a mayor detalle en el documento anexo "Mecanismo de Medición"
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTI/MNH, Capítulo I	De los sistemas de medición	Si	El Asignatario presentó información referente a los Sistemas de Medición empleados para la cuantificación de los hidrocarburos provenientes de la Asignación Tintal estableciendo el tipo de Medición Operacional, Referencial, de Transferencia y Punto de Medición - Medición Fiscal para cada tipo de hidrocarburo durante el manejo y transporte de la producción en un escenario actual y futuro, de igual manera presentó el tipo de tecnología empleada en cada Sistema de Medición, así como las principales características técnicas y operativas de los mismos. Los Puntos de Medición considerados por el Asignatario para la cuantificación de los hidrocarburos en los escenarios presentados (actual y futuro) son los siguientes: Punto de Medición de Petróleo- Los Sistemas de Medición identificados como PA-100, PA-200, PA-300, ubicados en el Centro Comercializador de Crudo Palomas (C.C.Palomas). Punto de Medición de Gas- El Sistema de Medición identificado como PM-11 ubicado en el Centro de Proceso de Gas Nuevo Pemex (CPG -Nuevo Pemex), y el PM-66 ubicados en el Centro de Proceso de Gas Cactus (CPG Cactus)	La información se describe a mayor detalle en el documento anexo "Mecanismo de Medición"
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTI/MNH	Si	El Asignatario presentó un documento que establece la política en materia de Medición de Hidrocarburos, dicha política se encuentra respaldada con la aplicación e implementación de un Sistema de Gestión de Medición fundamentada en la Norma NMX-CC-10012-INMC-2004	Dentro del documento "Plan Rector para la Medición de los Hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción 2016-2020", se identifican las principales actividades y cronogramas para la implementación de la Política de Medición.
4	42, fracción II	Procedimientos:		Si	El Asignatario presentó el documento "Procedimiento Operativo para mantenimiento a sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción PO-PO-MA-0002-2017" en el que se detallan las actividades de mantenimiento correspondientes a los elementos primarios, secundarios y terciarios de los Sistemas de Medición, todo en función de las especificaciones del fabricante y el proceso correspondiente de cada instrumento.	El Asignatario presentó programas de mantenimiento a los diferentes Sistemas de Medición (operacional, referencial, transferencia y fiscal) que intervienen en la cuantificación de la Asignación Tintal.
		» Confirmación metrológica	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, así como programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.	Si	El Asignatario presentó el documento "procedimiento operativo para realizar la confirmación metrológica a sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción PO-PO-OP-0344-2017". El Proceso de Confirmación Metrológica está documentado y diseñado conforme a la Norma NMX-CC-10012-INMC-2004 e ISO 9000:2000	El Asignatario presentó programas para realizar confirmación metrológica a los diferentes Sistemas de Medición (operacional, referencial, transferencia y fiscal) que intervienen en la cuantificación de la Asignación Tintal.
		» Elaboración de balance		Si	El Asignatario documentó diversos procedimientos para el balance de los hidrocarburos, donde se considera la medición de tipo Operacional, Referencial, Transferencia y Fiscal	El Asignatario deberá de reportar los datos de producción de acuerdo con los formatos establecidos en los LTI/MNH.
		» Calibración de los instrumentos de medida		Si	El Asignatario documentó el procedimiento "PO-PO-OP-0134-2017 - Procedimiento Operativo para calibrar sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción" el cual describe las actividades a ejecutar durante el proceso de una calibración correspondiente a los elementos primarios, secundarios y terciarios en los diversos Sistemas y Puntos de Medición que intervienen en la cuantificación de los hidrocarburos provenientes de la Asignación Tintal.	Las calibraciones las llevará a cabo un tercero independiente, quien deberá contar con las acreditaciones emitidas por la Entidad Mexicana de Acreditación, A.C. (emal) o en su caso por algún organismo internacional

Figura 23. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos (parte 1).

Dictamen Técnico – Asignación A-0338-2M-Campo Tintal

No.	Artículo de las LTMNH/Contrato/Guía	Requerimiento	Criterio de evaluación	Cumplimiento SI/No	Descripción breve de la Información presentada	Observaciones
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	Presentó esquemas y diagramas generales de infraestructura de las instalaciones utilizadas para el manejo, proceso y medición de los Hidrocarburos producidos.	El Asignatario deberá realizar y mantener actualizados los diagramas de tuberías e instrumentación (DTI'S) e Isométricos Información que de bera de estar a disposición de la Comisión.
6	42, fracción IV	Ubicación de los Instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMNH	SI	El Asignatario presentó la ubicación de las instalaciones donde se lleva a cabo la Medición de tipo Operacional, Referencial, de Transferencia y Fiscal de los Hidrocarburos provenientes de la Asignación Tintal, así mismo presentó la ubicación de las instalaciones donde se prevé el escenario futuro en cuestión de medición de Hidrocarburos.	La ubicación de las instalaciones donde se lleva a cabo la medición de los hidrocarburos se presenta en coordenadas geográficas.
7	42, fracción V	Diagramas de los Instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTI's, Isométricos). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia in situ o bien los a utilizar en caso de no contar con ellos, de conformidad con el artículo 22 de los LTMNH	SI	El Asignatario presentó los diagramas de tubería e instrumentación correspondientes a los Sistemas de Medición que intervienen en la cuantificación de los hidrocarburos provenientes de la Asignación. Los diagramas Incluyen los Sistemas de Medición de tipo Operacional, Referencial, Transferencia y Fiscal.	El Asignatario deberá de mantener los diagramas de tuberías e instrumentación (DTI'S) e Isométricos de los Sistemas de Medición involucrados en la cuantificación de la producción de la Asignación actualizados y a disposición de la Comisión.
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	El Asignatario manifestó que los Puntos de Medición (Medición Fiscal) no son de uso Compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero, todas las asignaciones que confluyen a los Sistemas de Medición se encuentran bajo el cargo de PDP.	
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	El Asignatario presentó diversos programas y cronogramas donde se establecen actividades para la implementación de los Mecanismos de Medición (MM).	Las actividades presentadas en los programas de implementación relacionan los principales aspectos que intervienen en los Mecanismos de Medición que Incluyen procedimientos, equipos y personal.
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTMNH, y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conformen el Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición correspondientes como soporte.	SI	El Asignatario presentó información de incertidumbre asociadas a los Sistemas de Medición de tipo Operacional, Referencial, de Transferencia y Fiscal, así como un programa para la actualización de los datos de incertidumbre asociados a los Sistemas de Medición, el cual tienen la finalidad de dar cumplimiento con lo establecido en el artículo 38 de los LTMNH.	El Asignatario deberá de mantener actualizados los presupuestos y sus respectivos valores de incertidumbre de Medición en los Sistemas de Medición de tipo Operacional, Referencial, Transferencia y Fiscal. Información que se deberá remitir a esta Comisión de conformidad con lo establecido en el Capítulo I, artículo 10, fracción III de los LTMNH.
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 LTMNH.	SI	El Asignatario presentó el análisis de las Inversiones y costos de operación para los años (2018 al 2035) los cuales Incluyen actividades relacionadas a la medición de los hidrocarburos, involucrando entre otro, mantenimiento, calibración de equipos de medición, capacitación y Diagnósticos.	El Asignatario deberá de realizar el análisis económico que refleje el Impacto en la Incertidumbre de Medición en los Puntos de Medición, en la Medición de Transferencia, Operacional y de Referencia de acuerdo con las actividades planteadas.
12	42, fracción X	Programa de implementación de la Bitácora de registro	Deberá dar cumplimiento al artículo 7, fracción IV artículo 10, artículo 42 fracción X, artículo 50	SI	El Asignatario documentó las principales actividades para la implementación de la Bitácora de Registro, dichas actividades se detallan en el documento "Bitácora electrónica para la Gestión y Gubernamiento de la Medición en Pemex Exploración y Producción". Cabe señalar que la herramienta presentada se encuentra estructurada de conformidad con lo establecido en la Norma NMX-CC-10012-4MNC-2004.	El Asignatario deberá mantener actualizada la información referente a los registros de todas las mediciones de volumen y calidad de los Hidrocarburos producidos. Así mismo deberá garantizar que la Comisión tenga acceso y total disponibilidad de la Información técnica derivada de la implementación y operación de los Mecanismos de Medición, de conformidad con lo establecido en el artículo 10, fracción IV de los LTMNH.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	SI	Presentó cronogramas para llevar a cabo diagnósticos a los Sistemas de Medición de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal.	Dentro de los programas no se especifican las actividades que llevarán a cabo en los diagnósticos programados, el Asignatario deberá remitir a esta Comisión, información soporte sobre los diagnósticos y Auditorías que se lleven a cabo conforme al cronograma presentado, incluyendo los documentos vigentes que demuestren las competencias técnicas, capacidades o certificaciones del personal que lleve a cabo los diagnósticos, esto de conformidad con lo establecido en el Capítulo I, artículo 10, inciso g de los LTMNH.
14	42, fracción XII	Competencias técnicas	Se tendrán que incluir certificados, reconocimientos, evidencias que demuestren 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	El Asignatario documentó competencias técnicas del Responsable Oficial y del personal involucrado en la Medición de Hidrocarburos. Así mismo presentó programas de capacitación al personal involucrado en la medición de hidrocarburos.	El Asignatario deberá de remitir a la Comisión lo establecido en el artículo 10, fracción III, inciso f, punto III de los LTMNH.

Figura 23. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos (parte 2).

Dictamen Técnico – Asignación A-0338-2M-Campo Tintal

No.	Artículo de los LTM/M/Contrato/Gula	Requerimiento	Criterio de evaluación	Cumplimiento Si/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
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	El Asignatario presentó el desarrollo de tres instructivos para la aplicación de fichas técnicas de indicadores de desempeño entre los cuales contempla los siguientes: Calidad en el Componente Agua y Sedimento, contenido en los hidrocarburos Líquidos. Calidad en el Componente Nitrógeno, contenido en los hidrocarburos Gaseosos. Incertidumbre de medida asociada a la medición de hidrocarburos.	
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	El Asignatario presentó los datos del responsable oficial, designando como su representante a Ing. Constancio Cruz Villanueva quien se desempeña como Suplente por Ausencia del Titular de la Administración del Activo Integral de Producción Bloque Sur, mismo que será responsable de los Mecanismos de Medición y de la comunicación con la Comisión en materia de los LTM/M.	
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	Dentro de los diagramas de tuberías e instrumentación (DTI) correspondientes a los Sistemas de Medición en los Puntos de Medición y de transferencia presentados por el Asignatario, no se visualizan derivaciones de tubería que afecten o modifiquen la Medición de los Hidrocarburos	
18	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemétricos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	Si	El Asignatario presentó el documento "Plan rector para la medición de Hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción", dentro del cual se documenta un cronograma de actividades, contemplando la implementación de sistemas telemétricos en los Puntos de Medición (Medición Fiscal) así como en la Medición Operacional, Referencial y de Transferencia. Dentro del documento anexo de "Mecanismos de Medición", se menciona que los Puntos de Medición cuentan con sistema de Telemetría.	El Asignatario deberá garantizar a la Comisión el acceso a los sistemas telemétricos, sin costo alguno para ésta.
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	Dentro del documento "Plan rector para la medición de Hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción 2016-2020" se hace mención sobre las actividades a ejecutar como parte de la Gerencia y Gestión de la Medición, mismas que se filian que todos los Puntos de Medición (medición fiscal) propuestos por el Asignatario deberán dar cumplimiento con los parámetros de calidad establecidos en el referido artículo.	El Asignatario deberá de reportar los datos de calidad de los hidrocarburos en los Puntos de Medición, de conformidad con lo establecido en los LTM/M.
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	Dentro del anexo "Mecanismos de Medición", se menciona que los Sistemas de Medición correspondientes a los Puntos de Medición cuentan con computadores de flujo, así mismos se presentan las características técnicas de los computadores.	El Asignatario deberá llevar el registro de las verificaciones al cálculo del computador con base en la normatividad aplicable.
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	Presentó información de certificados de calibración de los elementos primarios y secundarios de los Sistemas de Medición.	La información correspondiente se localiza en la Carpeta 1/Mecanismos de Medición/08-VIII.-Incertidumbre de Medida.
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. Es	Si	Presentó las características de los patrones de referencia empleados en los Puntos de Medición.	El Asignatario deberá actualizar y mantener a disposición de la Comisión la información correspondiente a los patrones volumétricos en el Punto de Medición.
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	Se menciona un agua se lleva a cabo dentro de la Planta Deshidratadora Samaria II, el Sistema de Medición (MTC-A/PSL-PDSAMI) cuenta instrumentación de porcentaje de agua, así mismo dentro de los tanques atmosféricos se lleva a cabo una medición estática, los tanques cuentan con infraestructura para drenar el agua residual, la cual se envía a pozos inyectoros destinados para tal efecto (pozo inyector). El agua que no se	La información correspondiente se localiza dentro del documento dentro del Anexo de "Mecanismos de Medición"
24	24	De la medición multifásica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	Si		La información correspondiente se localiza dentro del Anexo de "Mecanismos de Medición", en los apartados de Medición de Hidrocarburos.
25	VI.9 anexo I gula 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 entugarán al comercializador los hidrocarburos.	Si	La medición de aflores de pozo, se llevará a cabo bajo el sustento de medición operacional con equipos de medición multifásicos.	

Figura 23. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos (parte 3).

VII. 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 (SHCP) con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el oficio 250.555/2019 de fecha 02 de septiembre de 2019, a lo cual mediante el oficio 352-A-I-028 con fecha del 04 de septiembre de 2019, se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el Asignatario para el Área de Asignación A-0338-2M-Campo Tintal, 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 de mercado.

En relación con lo anterior, la SHCP presentó 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 las 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 Área de Asignación, en términos del presente análisis técnico y la evaluación de los Mecanismos de Medición correspondiente.

VIII. Obligaciones de PEP

1. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas por esta Comisión en el Plan de Desarrollo y de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen Técnico;
2. el Asignatario deberá dar aviso a esta Comisión - DGM cuando se finalice con cada una de las actividades relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas como parte de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción;
3. los volúmenes y calidades del Petróleo, Gas Natural y Condensados deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los LTMMH y normatividad vigente;
4. el Asignatario deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno;
5. el Asignatario deberá reportar la información de medición y producción de acuerdo con lo señalado en el artículo 10 de los LTMMH;
6. el Asignatario deberá remitir a la Comisión los documentos vigentes que demuestren las competencias técnicas, capacidades o certificaciones del personal que lleve a cabo los Diagnósticos, de conformidad con lo establecido en el artículo 59 de los LTMMH;
7. de conformidad con el artículo 4 de los LTMMH, el Asignatario deberá entregar los informes, reportes, datos y cualquier otra información referida en los LTMMH, de manera física o a través de medios electrónicos. Lo anterior, en los sistemas informáticos para el registro de producción y balances o formatos y portales

- de carga de información, incluyendo los contenidos en el Anexo I de los LTMMH;
8. el Asignatario deberá reportar, entre otros, el volumen de los hidrocarburos producidos así como los cuantificados en los Puntos de Medición en los formatos establecidos en el Anexo I de los LTMMH;
 9. el Asignatario deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en el Punto de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH, y
 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.

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 Técnico.

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 cada una de las variables asociadas a los Sistemas de Medición de cada una de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.

Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, 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 Técnico, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de estos.

j) Comercialización de hidrocarburos

El Asignatario establece como estrategia principal de comercialización el envío del aceite producido en la Asignación al C.C.C. donde se llevará a cabo su disposición final. Por otra parte, en la estrategia para comercializar el gas húmedo producto de la separación y estabilización se visualiza como posible estrategia comercial vender a Pemex Transformación Industrial (PTRI) para la carga de sus C.P.G a través de contratos de compraventa.

En cuanto a las calidades y pronósticos de los Hidrocarburos a ser comercializados, el Asignatario establece que el campo estará produciendo hasta el año 2034, con una calidad de aceite que varía entre 14-23 [API], mientras que la calidad del gas se visualiza en la Tabla 18.

Tabla 18. Calidad del gas (Fuente: PEP).

Componente	% mol
Nitrógeno	1.70
Dióxido de carbono	1.71
Ácido sulfhídrico	0.31
Metano	63.57
Etano	18.47
Propano	9.06
Isobutano	1.11
Butano normal	2.47
Isopentano	0.59
Pentano normal	0.62
Hexano y más pesados	0.40
Total	100.0

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'Gus', 'W', 'J', 'M', 'A']

Sin embargo, se considera necesario recalcar que, debido a que la producción del campo Tintal es mezclada con la producción de diversas asignaciones, la calidad en los puntos de medición es diferente a la de los Hidrocarburos producidos, por lo cual, se señala que el aceite se estará comercializando como una mezcla de los crudos de las diversas asignaciones que convergen con la corriente del Campo Tintal.

En lo que respecta a los precios de cada tipo de petróleo que componen la canasta mexicana de crudos de exportación (Maya, Istmo, Olmeca y Altamira) se obtienen tomando en cuenta el diferencial histórico entre el precio de cada uno de ellos y los marcadores Brent Dated o el WTI, incluyendo un ajuste en su comportamiento por las estimaciones de diferentes analistas del mercado.

Por otro lado, a partir de la última versión disponible del portafolio de proyectos de inversión de exploración y producción, y su correspondiente balance volumétrico, se obtiene la estimación de producción nacional, el consumo nacional y la exportación por tipo de crudo.

Finalmente, ponderando los precios para cada tipo de crudo y su volumen correspondiente de exportación, se obtiene la estimación de precio para la Mezcla Mexicana de Exportación (MME).

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

En cuanto a la tarifa de transporte del Aceite esta es igual a 0.0007 usd / barril, mientras que el Gas producido no tiene costos asociados al transporte, almacenamiento o logística.

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

Por último, se señala que el Asignatario da cumplimiento a los establecido en el numeral 4.2.5. del Anexo 2 de los Lineamientos.

k) Programa Aprovechamiento del Gas Natural

Previo a la entrega de la Modificación al Plan de Desarrollo actual, la Comisión aprobó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación mediante Resolución CNH.E.37.002/18.

En dicha Resolución la Comisión refiere haber realizado un análisis técnico en el que se advierte que, de los 167 Programas de Aprovechamiento presentados por PEP, 131 cumplen con lo establecido en los artículos 4, 5, 10, 11, 13, 14, fracción II, 19 y 22 de las Disposiciones Técnicas, en relación con el artículo 39, fracciones II y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

En dicha Resolución se refiere a las 131 Asignaciones anteriormente citadas en el Considerando Quinto fracción II de la Resolución citada, incluida la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal.

Sobre el particular, se advierte que el Asignatario presentó en la solicitud de modificación al Plan diversa información relacionada con el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, la cual fue analizada por esta Comisión observando que actualmente no cuenta con la infraestructura necesaria para el total manejo del gas producido. No obstante, se presentan estrategias y actividades puntuales que permitirán llevar la Meta de Aprovechamiento de Gas (MAG¹) del campo a valores superiores al 98% a partir de 2021, Figura 24.

¹ El cálculo de la Meta de Aprovechamiento de Gas (MAG), se realizó de acuerdo con lo establecido en las disposiciones técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, con la siguiente fórmula que se muestra a continuación:

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

Donde *MAG* = Meta de Aprovechamiento de Gas, *t* = Año de cálculo, *A* = Autoconsumo (volumen/año), *B* = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año), *C* = Conservación (volumen/año), *T* = Transferencia (volumen/año), *G_p* = Gas Natural Asociado producido

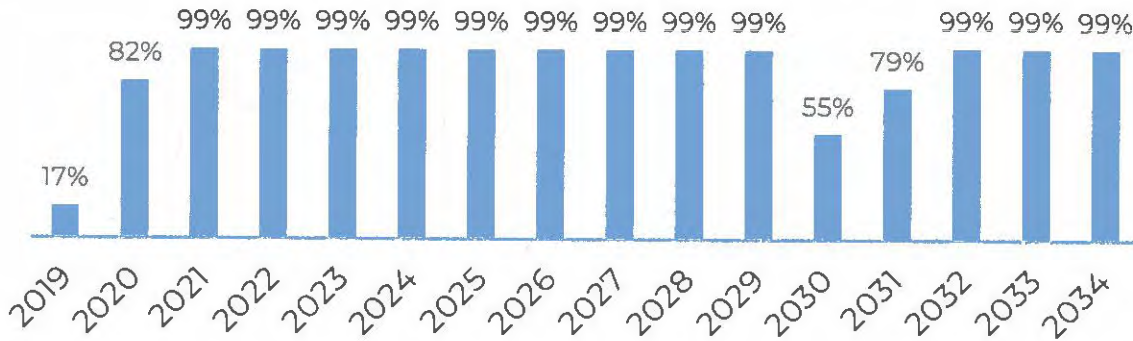


Figura 24. Valores de la Meta de Aprovechamiento de Gas para el Campo Tintal (Fuente: Comisión con datos de PEP).

Asimismo, es importante notar que, para lograr lo anterior, se rentará un motocompresor que permitirá manejar la producción de gas y enviarla a la Batería de Separación de Bellota. Sin embargo, debido a las cantidades de gas esperadas, Figura 25, dicha renta se volverá económicamente inviable a partir de 2030. En consecuencia, no se logrará la MAG durante 2030 y 2031.



Figura 25. Impacto de las estrategias y acciones implementadas para el cumplimiento de la MAG en el Campo Tintal (Fuente: PEP).

(volumen/año), G_A = Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área de Asignación o Contractual (volumen/año).

Dictamen Técnico – Asignación A-0338-2M-Campo Tintal

Es por el análisis anterior que, de acuerdo con los artículos 15 y 17 de las Disposiciones para el aprovechamiento de gas, y dado que -conforme a los artículos 11 y 12 de las Disposiciones- con este esquema se logra obtener el volumen máximo de petróleo crudo y gas natural en el largo plazo, en condiciones de viabilidad económica y con el máximo factor de recuperación de los yacimientos; se deberá ajustar la MAG de la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal.

Sin menos cabo a lo anterior, PEP deberá continuar con cumplimiento de cada una de las obligaciones establecidas en las Disposiciones de aprovechamiento de gas, para dar seguimiento al programa de aprovechamiento.

La información considerada para la actualización se indica enseguida.

Características y componentes del gas

De acuerdo con la información disponible de los resultados de la cromatografía de gases de muestras tomadas, se muestran en la Tabla 19 se indican las características y componentes del gas del Área de Asignación A-0338-2M-Campo Tintal, en el formato planteado en las Disposiciones Técnicas (Acuerdo CNH.16.002/15). Se aprecia un ligero empobrecimiento de la mezcla respecto a lo reportado en el PAGNA aprobado para el Plan Vigente.

Proyección del programa de aprovechamiento del gas en la Asignación

En cumplimiento a lo indicado en las Disposiciones de aprovechamiento de gas, artículo 14, en las Tablas 20 a 23 se presentan los programas mensuales de aprovechamiento de gas del 2019 al 2021, para la Asignación A-0338-2M - Campo Tintal, así como el programa anual hasta el límite económico de la Asignación.

Tabla 19. Composición del gas para el Campo Tintal, muestra obtenida del Pozo Tintal 102 (Fuente: Información de PEP).

	Fecha de muestra	02/03/2019
Componentes en % de mol	Ácido Clorhídrico	0.00
	Ácido sulfhídrico	0.00
	Agua	0.00
	Aire	0.00
	Cloro	0.00
	Contenido de Condensados	0.00
	Decanos+	0.00
	Dióxido de Azufre	0.00
	Bióxido de Carbono	0.15
	Etano	4.36
	Etileno	0.00
	Helio	0.00
	Heptanos	0.00
	Hexanos	0.18
	Hidrógeno	0.00
	i-Butano	0.43
	i-Pentano	0.24
	Metano	89.95
	Monóxido de Carbono	0.00
	n-Butano	0.97
	Nitrógeno	0.34
	Nonanos	0.00
	n-Pentano	0.23
Octanos	0.00	
Oxígeno	0.00	
Propano	3.16	
	Total	100
Propiedades	Peso Específico (kg /m ³)	N/D
	Peso Molecular (g/mol)	18.63
	Poder Calorífico (BTU/ft ³)	1,139.51
	Presión (Kg/cm ²)	8.0
	Temperatura (°C)	126.5
	Densidad (kg/m ³)	N/D

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'Dya', 'm', 'Jd', and 'Hf']

Tabla 20. Aprovechamiento de gas para el año 2019 (Fuente: CNH).

Programa de Gas (MMPCD)	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom. 2019
Producción de gas*	0.48	0.42	0.42	0.42	0.42	0.54	0.451
Autoconsumo	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.076
Bombeo Neumático (propio)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Conservación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Transferencia	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Gas Adicional	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Gas Natural no Aprovechado	0.40	0.34	0.35	0.35	0.35	0.46	0.375
% de aprovechamiento	16.0%	18.1%	17.9%	17.9%	17.9%	14.2%	16.86%

*Gas producido asociado (no considera nitrógeno)

Tabla 21. Aprovechamiento de gas para el año 2020 (Fuente: CNH).

Programa de Gas (MMPCD)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
Producción de gas*	0.58	0.81	0.78	0.78	0.88	0.98
Autoconsumo	0.10	0.10	0.10	0.23	0.23	0.23
Bombeo Neumático (propio)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conservación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	0.00	0.00	0.00	0.54	0.63	0.74
Gas Adicional	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas Natural no Aprovechado	0.49	0.71	0.68	0.01	0.01	0.02
% de aprovechamiento	16.5%	11.9%	12.4%	98.5%	98.5%	98.5%

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

Tabla 21. Aprovechamiento de gas para el año 2020 (Fuente: CNH).

Programa de Gas (MMPCD)	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom. 2020
Producción de gas*	1.03	1.07	1.09	1.06	1.06	1.07	0.931
Autoconsumo	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.198
Bombeo Neumático (propio)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Conservación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Transferencia	0.78	0.82	0.84	0.81	0.82	0.82	0.567
Gas Adicional	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Gas Natural no Aprovechado	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.02	0.166
% de aprovechamiento	98.5%	98.5%	98.5%	98.5%	98.5%	98.5%	82.13%

*Gas producido asociado (no considera nitrógeno)

Tabla 22. Aprovechamiento de gas para el año 2021 (Fuente: CNH).

Programa de Gas (MMPCD)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
Producción de gas*	1.04	0.95	0.94	1.00	0.96	0.92
Autoconsumo	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23
Bombeo Neumático (propio)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conservación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	0.79	0.70	0.69	0.76	0.71	0.67
Gas Adicional	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gas Natural no Aprovechado	0.02	0.01	0.01	0.02	0.01	0.01
% de aprovechamiento	98.5%	98.5%	98.5%	98.5%	98.5%	98.5%

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

Tabla 22. Aprovechamiento de gas para el año 2021 (Fuente: CNH).

Programa de Gas (MMPCD)	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom. 2020
Producción de gas*	0.87	0.85	0.86	0.89	0.92	1.12	0.943
Autoconsumo	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	0.233
Bombeo Neumático (propio)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Conservación	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Transferencia	0.63	0.60	0.62	0.64	0.68	0.87	0.696
Gas Adicional	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Gas Natural no Aprovechado	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.02	0.014
% de aprovechamiento	98.5%	98.5%	98.5%	98.5%	98.5%	98.5%	98.50%

*Gas producido asociado (no considera nitrógeno)

Tabla 23. Aprovechamiento de gas para los años 2022 a 2034 (Fuente: CNH).

Programa de Gas (MMPCD)	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Producción de gas*	1.141	1.120	0.799	0.866	0.739	0.441
Autoconsumo	0.233	0.233	0.233	0.233	0.233	0.233
Bombeo Neumático (propio)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Conservación	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Transferencia	0.891	0.870	0.554	0.620	0.495	0.201
Gas Adicional	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Gas Natural no Aprovechado	0.017	0.017	0.012	0.013	0.011	0.007
% de aprovechamiento	98.5%	98.5%	98.5%	98.5%	98.5%	98.5%

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

Tabla 23. Aprovechamiento de gas para los años 2022 a 2034 (Fuente: CNH).

Programa de Gas (MMPCD)	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Producción de gas*	0.293	0.207	0.153	0.106	0.079	0.061	0.0464
Autoconsumo	0.233	0.200	0.084	0.084	0.079	0.061	0.0460
Bombeo Neumático (propio)	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0000
Conservación	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0000
Transferencia	0.056	0.004	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0000
Gas Adicional	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.0000
Gas Natural no Aprovechado	0.004	0.003	0.069	0.023	0.000	0.000	0.0004
% de aprovechamiento	98.5%	98.5%	54.9%	78.9%	99.5%	99.4%	99.1%

*Gas producido asociado (no considera nitrógeno)

VI. Mecanismos de Revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y Métricas de Evaluación de la Modificación al Plan

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación del PDE, y conforme al análisis de las actividades que se contemplan en este, en la Tabla 24 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme al artículo 1, fracción VI de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 43 fracción III de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 102 de los Lineamientos.

Asimismo, la Comisión determinó los indicadores de desempeño que se presentan en la siguiente sección para la revisión de la eficiencia operativa.

Tabla 24. Indicadores de desempeño para el Plan de Desarrollo para la Extracción (Fuente: CNH).

Característica	Tasa de éxito de reparaciones	Reparaciones Mayores
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de reparaciones exitosas con respecto al número total de reparaciones hechas El éxito se considera cuando existe optimización de la producción en el pozo	Porcentaje de la diferencia entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TER = \frac{\text{Reparaciones exitosas}}{\text{Total de reparaciones}} \times 100$	$DRMA = \frac{RM_{Areal} - RM_{plan}}{RM_{Aplan}} \times 100$
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral
Característica	Producción	Gasto de operación
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \frac{PA_{real} - PP_{plan}}{PA_{plan}} \times 100$	$DGO = \frac{GO_{real} - GO_{plan}}{GO_{plan}} \times 100$
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral
Característica	Desarrollo de reservas	
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado	
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	

[Handwritten signatures and initials on the right margin]

Tabla 24. Indicadores de desempeño para el Plan de Desarrollo para la Extracción (Fuente: CNH).

Fórmula o descripción del indicador	$DDR = \frac{DR_{real} - DR_{plan}}{DR_{plan}} \times 100$	
Frecuencia de medición	Semestral	
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	
Característica	Factor de recuperación	Productividad
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Barriles por día (bd)
Fórmula o descripción del indicador	$DFR = \frac{FR_{real} - FR_{plan}}{FR_{plan}} \times 100$	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral
Característica	Contenido Nacional	Aprovechamiento de Gas Natural
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DCN = \frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} \times 100$	$DAGN = \frac{AGN_{real} - AGN_{plan}}{AGN_{plan}} \times 100$

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'Gus', 'm', '777', and 'D']

Tabla 24. Indicadores de desempeño para el Plan de Desarrollo para la Extracción (Fuente: CNH).

Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral

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 que este último lleve a cabo, esté de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los Hidrocarburos.

Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento al Plan.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 25.
- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 26.
- iii) Las actividades planeadas por el Asignatario están encaminadas al incremento de la Producción en la Asignación, que a su vez está condicionado al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivada de ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 27.

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

Tabla 25. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas (Fuente: CNH, con la información presentada por PEP).

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number '70']

Dictamen Técnico – Asignación A-0338-2M-Campo Tintal

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación	6		
Terminación	6		
RMA	49		
RME	1999		
Taponamientos	30		
Abandono	7		

Tabla 26. Indicador de desempeño de las erogaciones ejercidas (Fuente: CNH, con la información presentada por PEP).

Actividad	Sub-Actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	General'	19.85		
	Perforación de Pozos	19.66		
	Construcción Instalaciones	2.48		
Producción	General'	112.25		
	Pruebas de Producción	27.70		
	Otras Ingenierías	0.17		
	Construcción Instalaciones	9.73		
	Intervención de Pozos	32.61		
	Operación de Instalaciones de Producción	5.93		
	Ductos	0.56		

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

Tabla 26. Indicador de desempeño de las erogaciones ejercidas (Fuente: CNH, con la información presentada por PEP).

Actividad	Sub-Actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	4.49		
Abandono	Desmantelamiento de instalaciones	5.86		
	Total del Programa de Inversiones	241.29		
	Otros Egresos³	9.26		
	Total gastos Plan de Desarrollo	250.56		

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

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

Tabla 27. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada (Fuente: CNH, con datos de PEP).

Fluido	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Producción de aceite programada (MBD)*	1.88	4.55	5.97	5.43	5.22	4.33	3.59	3.023
Producción de aceite real (MBD)								
Porcentaje de desviación								

[Handwritten signatures and initials in blue ink on the right margin]

Tabla 27. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada (Fuente: CNH, con datos de PEP).

Producción de gas programada (MMPCD)*	0.42	0.93	0.94	1.14	1.12	0.80	0.87	0.74	
Producción de gas real (MMPCD)									
Porcentaje de desviación									
Fluido	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
Producción de aceite programada (MBD)*	2.42	2.04	1.51	1.15	0.78	0.60	0.48	0.35	15.57 ¹
Producción de aceite real (MBD)									
Porcentaje de desviación									
Producción de gas programada (MMMPCD)*	0.44	0.29	0.21	0.15	0.11	0.08	0.06	0.05	2.97 ²
Producción de gas real (MMMPCD)									

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

Tabla 27. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada (Fuente: CNH, con datos de PEP).

Porcentaje de desviación									

* Pronóstico de producción, no incluye libranzas, cierres operativos, fallas de equipos y malas condiciones climatológicas. Año 2019 corresponde real enero-junio y proyección junio-diciembre.

1. Volumen acumulado de aceite a recuperar, MMBA.
2. Volumen acumulado de gas a recuperar, MMMPCG.

VII. Sistema de Administración de Riesgos

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

En tal sentido, es de señalar que fue solicitada a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante Agencia o ASEA) 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 250.494/2019 del 7 de agosto de 2019.

La respuesta correspondiente se recibió el 30 de agosto de 2019 por parte de la ASEA a través del oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1326/2019. En este, la Agencia reconoce las actividades contempladas en la promoción a la Modificación al Plan de Desarrollo del Campo Tintal, de acuerdo con la información presentada por PEP; precisando que la Agencia emitió a PEP la autorización número ASEA-PEM16001C/AI0417, en donde autorizó el Sistema de Administración de PEP (en el cual se basan las actividades que el Asignatario Petrolero presenta a la Comisión).

Por lo anterior, la Agencia indicó que PEP deberá cumplir con lo señalado en el Resolutivo Tercero del oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017, que a letra indica lo siguiente:

“Previo a la ejecución de las actividades que no cuentan con la aprobación de la COMISIÓN, la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada PEMEX Exploración y Producción, deberá presentar ante la AGENCIA la resolución con la aprobación que la COMISIÓN en su momento otorgue.”

En su respuesta, la Agencia también indica que el Asignatario deberá:

“ajustarse a lo establecido en el 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,’ del Registro Federal de Trámites y Servicios de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria.”

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

VIII. Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de Desarrollo de la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal sin perjuicio de la obligación de PEP de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el mismo.

En relación con la opinión emitida por la Secretaría de Economía mediante oficio UCN.430.2019.0424, recibido por la Comisión el 21 de agosto de 2019, mismo que fue suscrito por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, como respuesta al oficio 250.495.2019 informa que es plausible que se cumpla con las obligaciones de Contenido Nacional establecidas en el Título de Asignación para el periodo de tiempo 2019-2025, en consecuencia, se tiene una opinión favorable respecto del Programa de Cumplimiento para el periodo de Extracción de la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal.

Adicionalmente, la Secretaria de Economía recomienda que “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-0338-2M-Campo Tintal.”

IX. Resultado del Dictamen Técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 fracciones I, II, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 21, 22, 25, 59 fracciones I, II, III, IV, V, 62 fracciones II, III. y IV. de los Lineamientos.

En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación.

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

El desarrollo de la actividad física propuesta en conjunto con la toma de información y estudios propuestos tienen como objetivo incrementar el

conocimiento estático y dinámico de los yacimientos de la Asignación, lo cual le permitirá desarrollar la reserva remanente, optimizando la producción asociada.

De lo anterior se concluye que la Modificación contiene elementos suficientes para contribuir a acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.

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

Del análisis realizado a la Modificación se observa que la actividad física propuesta es congruente con los tiempos indicados y los egresos asociados, de tal manera que la ejecución de la Modificación promovida contribuirá a recuperar los Hidrocarburos de los yacimientos de la Asignación, teniendo los valores de factor de recuperación para cada yacimiento que se reportan en la Tabla 28, donde se tiene un incremento en la recuperación del volumen original de aceite del 1.1% y una reducción del de gas del 0.7% para el Campo Tintal.

Tabla 28. Valores esperados para los factores de recuperación de los yacimientos de la Asignación (Fuente: CNH con información de PEP).

Yacimiento/Campo	FR Plan vigente (2015 - 2030)		FR Real + Modificación (2015 - 2034)	
	FR Aceite	FR Gas	FR Aceite	FR Gas
	%	%	%	%
TPI	17.4	15.7	7.62	7.18
TMS	No indicado	No indicado	21.63	12.71
Tintal	17.4	15.7	19.06	10.9

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'M', 'J', '777', 'A', and '77']

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

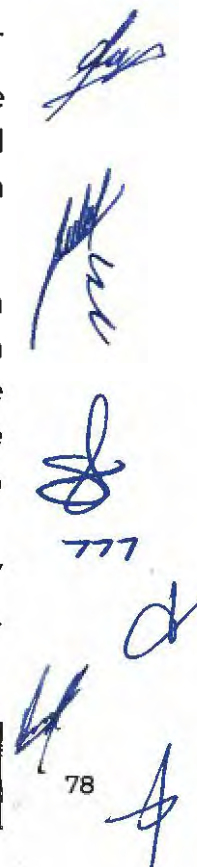
Las actividades planteadas por PEP a llevar a cabo dentro de la Asignación en la modificación promovida al Plan de Desarrollo para la Extracción durante el periodo 2019-2034 consisten en 6 nuevas perforaciones, 49 RMA, 1999 RME (entre las que se incluyen tomas de información y limpiezas a pozos) y 19 taponamientos. Por lo que se determina que la solicitud de modificación al PDE promueve el desarrollo de las actividades de exploración y extracción en beneficio del país, y que la información del yacimiento permitirá llevar a cabo un buen esquema de extracción.

d) La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos

Cabe destacar que el proceso de actualización continua de los modelos de los yacimientos del campo que señala el Asignatario, como parte del proceso de evaluación para las diferentes alternativas consideradas para el desarrollo y correcta administración de la energía del yacimiento, han permitido optimizar las decisiones sobre el campo respecto al número de pozos, su ubicación, la selección de intervalos para reparaciones mayores, definir alternativas para el aseguramiento de flujo; así como el uso de sistemas artificiales de producción de tipo bombeo mecánico e hidráulico.

En la actualidad, la recuperación de Hidrocarburos del Campo Tintal se debe principalmente a la extracción proveniente del yacimiento del Mioceno; toda vez que las actividades desarrolladas y a desarrollar son todas de recuperación primaria.

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 incrementar el factor de recuperación, proyectado para el campo en 19.06% para el aceite y 10.9% para el gas (correspondiente a 21.63% del volumen de aceite y 12.71% del volumen de gas en el yacimiento TMS, y a 7.62% del volumen de aceite y 7.18% del volumen de gas en el yacimiento TPI) en el periodo 2019-2034. Asimismo, 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 solicitó la actualización al Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación mediante Resolución CNH.E.37.002/18 de fecha 20 de junio de 2018, el Asignatario presento su información mediante el escrito PEP-DG-SCOC-458-2018 de fecha 13 de agosto de 2018 y la Comisión dio respuesta mediante oficio 250.718/2018 del 12 de noviembre del 2018.

Al respecto, considerando la información presentada como parte de la propuesta de modificación, de conformidad con los principios de economía y celeridad que rigen la actuación administrativa, y después de haber realizado los análisis correspondientes, se considera que se tiene por actualizado el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural.

Lo anterior, toda vez que actualmente no cuenta con la infraestructura necesaria para el total manejo del gas producido. No obstante, se presentan estrategias y actividades puntuales que permitirán llevar la Meta de Aprovechamiento de Gas del campo a valores superiores al 98% a partir de 2021 a través de la renta de un motocompresor para transferir el gas producido a la Batería de separación Bellota. Cabe resaltar que, en este contexto PEP señala que, debido a las cantidades de gas esperadas, dicha renta se volverá económicamente inviable a partir de 2030. En consecuencia, no se lograría la Meta de Aprovechamiento de Gas durante los años 2030 y 2031.

En este sentido, resulta viable realizar un ajuste a la Meta, así como la modificación de estas en términos de los artículos 15 y 17, fracción I de las Disposiciones Técnicas, a fin de que alcance y mantenga de manera sostenida una Meta anual de aprovechamiento de Gas Natural Asociado.

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, se presenta la ubicación de la medición de los Hidrocarburos correspondientes a esta Asignación en la Tabla 29.

Tabla 29. Ubicación y tipo de medición de los Hidrocarburos para la Asignación Tintal (Fuente: CNH con información presentada por PEP).

Tipo de Medición	Tipo de Hidrocarburo	Ubicación (condición Actual)	Ubicación (condición futura)
Medición Operacional	Petróleo Gas	Boca de pozo (medición multifásica).	Boca de pozo (medición multifásica)
Medición Referencial	Petróleo	Batería de Separación Tintal y Batería de Separación Cunduacán.	Batería de Separación Tintal y Batería de Separación Bellota.
	Gas	-	Batería de Separación Bellota y Estación de Compresión Bellota.
Medición de Transferencia	Petróleo	Planta Deshidratadora Samaria II.	Planta Deshidratadora Cárdenas Norte.
	Gas	-	Estación de Compresión Paredón y Estación de Compresión Jujo.
Medición Fiscal (Puntos de Medición)	Petróleo	C.C.C. Palomas	C.C.C. Palomas
	Gas	-	C.P.G. Ciudad Pemex, C.P.G. Nuevo Pemex y C.P.G. Cactus

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'JMS', 'M', and '777']

Como resultado del análisis y evaluación de la conceptualización para implementar los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición, se

Dictamen Técnico – Asignación A-0338-2M-Campo Tintal

consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Asignatario, en atención a las siguientes consideraciones:

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Asignatario para el Plan de Desarrollo, en términos del 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, fracciones I, II, III, IV, V, 21, 23, 24, 25, fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, fracciones I, II, 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.

De conformidad con lo establecido en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la SHCP con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el oficio 250.555/2019 de fecha 02 de septiembre de 2019, a lo cual mediante el Oficio 352-A-I-028 con fecha del 04 de septiembre de 2019, se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el Asignatario Pemex Exploración y Producción para el Área de Asignación Tintal, 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 de mercado. En relación con lo anterior, la SHCP presentó las siguientes consideraciones:

- En concordancia 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 Petrleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del instituto Americano del Petrleo (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 corriente a cada una de las áreas de las que provenga.

En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos, cumplen con las disposiciones previstas en los LTMMH, por lo cual dicha Secretaría está de acuerdo con la ubicación de 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 de los LTMMH, se establece lo siguiente:

- a. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional y de Transferencia, la misma que se encuentra definida en la tabla 4 del presente Dictamen Técnico.

- b. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH, de conformidad con los cronogramas presentados.
- c. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, el Asignatario deberá de realizar los diagnósticos de conformidad con los programas presentados.
- d. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área de Asignación Tintal en los Puntos de Medición, el Asignatario deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el presente Dictamen Técnico y el Plan de Desarrollo presentado.

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

X. Opinión de la Modificación al Anexo 2 del Título de Asignación

Con respecto al Compromiso Mínimo de Trabajo establecido en el Título de Asignación, se advierte que el Plan de Desarrollo propuesto por PEP no es coincidente con las actividades establecidas en el mismo.

No obstante lo anterior, esta Comisión observa que, debido al comportamiento de los yacimientos y las características geológicas de los mismos, se modificaron las actividades de 5 a 10 perforaciones, y se aumentaron las RMA de 26 a 78 actividades, conforme el Compromiso Mínimo de Trabajo (CMT) y con la modificación de Plan de Desarrollo propuesto.

Esto debido a que en el transcurso del periodo comprendido de los años 2014 al 2018 se actualizó el modelo del yacimiento con información de producción y tomas de información, motivo por el cual la Comisión analizó la factibilidad de recomendar a la SENER modificar el Anexo 2 del Título de

Dictamen Técnico – Asignación A-0338-2M-Campo Tintal

Asignación para ajustar la ejecución del CMT en lo que refiere a la cantidad de pozos productores perforados y terminados.

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, se ayudará a tener una adecuada administración del campo y permitirá desarrollar un conocimiento sólido sobre los yacimientos de la Asignación.

Por lo antes expuesto, resulta procedente técnicamente recomendar a la Secretaría de Energía modificar el Anexo 2 del Título de Asignación, a fin de que sea coincidente con las actividades propuestas por PEP en el Plan de Desarrollo, en los términos que se indican en la Tabla 30.

Tabla 30. Actividades programadas en la modificación del Plan de Desarrollo (Fuente: CNH con la información presentada por PEP).

Metas físicas (número)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Perforaciones	2	2	-	-	1	-	-
Terminaciones	2	2	-	-	1	-	-
RMA	2	1	1	6	5	3	3
Metas físicas (número)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Perforaciones	-	-	-	-	-	-	-
Terminaciones	-	-	-	-	-	-	-
Reparaciones mayores	2	1	2	-	-	-	-
Metas físicas (número)	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total
Perforaciones	-	-	-	-	-	-	5
Terminaciones	-	-	-	-	-	-	5
RMA	-	-	-	-	-	-	26

XI. Recomendaciones

De acuerdo con el conocimiento actual que posee el Asignatario del Campo, considerando la información analizada, se observó que la

implementación de las estrategias de desarrollo y optimización resulta el escenario más viable para desarrollar los recursos disponibles en el Campo Tintal.

No obstante, el análisis de la información presentada y de la base de campos análogos de la Comisión indica que el Campo Tintal presenta oportunidades técnicas para mejorar la recuperación. En este sentido, se realizan las siguientes recomendaciones:

- Pese a que el desarrollo de este Campo se ha realizado agrupando a los diferentes recursos de hidrocarburos existentes en dos yacimientos, debido a la complejidad estratigráfica inherente a los depósitos de tipo fluvio-deltaico de arenas y aquellos aspectos estructurales relacionados con el marco tectónico de la Cuenca, es común que volúmenes significativos de aceite móvil se queden aislados en yacimientos compartimentalizados.

Por lo anterior, en la medida en que se mejore el conocimiento del campo, se recomienda discretizar a los cuerpos productores y mejorar la categorización de los yacimientos. De esta manera se podrá realizar el proceso de administración de los diferentes yacimientos en forma particularizada y adecuar así la estrategia que maximice la recuperación de Hidrocarburos en el campo.

- La adquisición de información en el Campo deberá permitir realizar la caracterización de los mecanismos de producción presentes en cada uno de los diferentes cuerpos productores, además de definir la continuidad lateral de los mismos en el campo.

Para ello se recomienda realizar pruebas de presión orientadas a analizar la naturaleza de las fronteras asociadas a los yacimientos del campo. Por lo anterior, además de aquellas de corta duración que pudieran ser consideradas para el análisis de la productividad de los pozos, se recomienda planificar la ejecución de pruebas de alcance extendido y, en caso de considerarlo necesario, de interferencia. Asimismo, debido a la presencia de gas móvil y sedimentos deleznable en el yacimiento, se recomienda considerar en el diseño el uso de diferentes pulsos generados a través de esquemas de gasto múltiple.

- Debido a la historia existente del Campo, se considera pertinente analizar la historia de producción de cada uno de sus yacimientos, considerando para ello el estudio de la producción acumulada en cada unidad de flujo respecto al volumen original asociado, el análisis a nivel de pozo de su producción acumulada histórica respecto a su radio de drene, un mapeo anual del corte de agua de estos, y análisis del inverso de su gasto y del comportamiento de su productividad espacial.

De esta manera, al integrar la información obtenida de los estudios de ingeniería y los de la geología del Campo, podrán identificarse compartimentos con un drenado insuficiente (si los volúmenes son menores a los originales asociados), resaltando áreas de oportunidad para la perforación de nuevos pozos; la naturaleza de las fronteras existentes (si los volúmenes tienen o no concordancia con aquellos originalmente asociados) y el nivel de comunicación entre las unidades del campo (considerando para ello el comportamiento de la presión de los pozos); y el grado de invasión de agua en los cuerpos productores.

- Debido a las características del campo, que posee un aceite pesado convencional y una permeabilidad considerable, reducir la incertidumbre asociada a los niveles de agua libre y su influencia sobre la producción, así como incorporar esta información a un modelo dinámico representativo para los diferentes sectores del campo, resulta de gran relevancia para la correcta administración de los yacimientos, toda vez que -en caso de que los cuerpos productores cuenten con un acuífero potente asociado- la relación de viscosidades podría resultar desfavorable para el aceite.

Actualmente la determinación del nivel de agua libre se ha realizado con información petrofísica de diferentes registros. Si bien el Plan considera la realización de estudios de núcleos en laboratorio para establecer parámetros y realizar las correlaciones correspondientes, no se identifica el uso de registros de probadores de formación, toda vez que estos proveen la información más confiable para su determinación a través de la medición discreta de presiones en diferentes intervalos.

- Se recomienda ampliamente implementar estrategias para mejorar la caracterización de los recursos del Plioceno Superior en la Asignación, toda vez que el Asignatario indica que se han realizado esfuerzos infructuosos para su desarrollo debido a su elevada viscosidad.

Para ello, además del modelado geológico correspondiente, la caracterización representativa de estos fluidos es necesaria, toda vez que se detectan inconsistencias en los parámetros reportados por el Asignatario (i.e. factores de volumen y presiones de saturación que no siguen las tendencias esperadas). Para ello se recomienda realizar, al menos, los experimentos flash, de liberación diferencial y de determinación de la viscosidad correspondientes, y -en función de los resultados obtenidos- considerar estrategias locales de aseguramiento de flujo (p.e. calentadores de fondo de pozo) que se complementen con los esfuerzos correspondientes para caracterizar los asfáltenos que se realizarán como parte de la Modificación al Plan de Desarrollo documentada.

- Si bien el Asignatario precisa que se ha llegado a considerar la implementación de diferentes procesos de recuperación secundaria y mejorada en el Campo Tintal, y señala que es de su interés -por el suministro de insumos y costos asociados- evaluar los métodos de inyección de agua y de combustión in-situ, sin que ninguno de los anteriores haya sido efectuado. Se recomienda ampliamente desarrollar un modelo dinámico robusto para evaluar el impacto de los métodos a través de parámetros cuantitativos, toda vez que la incertidumbre asociada a la continuidad lateral de los intervalos podría impactar considerablemente en estos procesos.

Cabe mencionar, en el supuesto de que el Asignatario decida emplear algún método de recuperación adicional, deberá observar y atender los Lineamientos técnicos en materia de recuperación secundaria y mejorada los cuales fueron publicados en el Diario Oficial de la Federación el 22 de noviembre del 2018.

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 5S.7/3/7/2019 entregada por el Asignatario a la Comisión, durante el proceso de evaluación de la solicitud

Dictamen Técnico – Asignación A-0338-2M-Campo Tintal

de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal.

Elaboró



Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera

Director de Área
Dirección General de Dictámenes de Extracción

Elaboró



Ing. Mariana Sánchez Colín

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

Elaboró



Mtra. Bertha Leonor Frías García

Director de Área
Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica

Revisó



Ing. Alan Isak Barkley Velásquez

Director General Adjunto
Dirección General de Dictámenes de Extracción

Revisó



Mtra. Ana Bertha González Moreno

Directora General
Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción

Revisó



Mtro. Jorge Luis Pérez Olea

Director General
Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica



Revisó



Mtro. Francisco Castellanos Páez

Director General

Dirección General de Dictámenes de Extracción

Autorizó



Ing. Julio César Trejo Martínez

Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0338-2M-Campo Tintal.

mm

mm *JS*

pus

α

H