

Asignación A-0354-M – Campo Tumut

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

Pemex Exploración y Producción

Octubre 2019



[Handwritten signature]



Comisión Nacional

[Handwritten notes and signatures]
RC
J
Aut

I.	DATOS GENERALES DEL ASIGNATARIO	4
II.	RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN	6
III.	CRITERIOS DE EVALUACIÓN	7
A)	CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DEL YACIMIENTO DE LA ASIGNACIÓN.....	9
B)	MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN.....	11
C)	VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS.....	12
D)	COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	13
E)	ALTERNATIVA EVALUADA PARA LA MODIFICACIÓN DEL PDE.....	15
F)	ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	17
G)	<i>EVALUACIÓN ECONÓMICA</i>	<i>24</i>
	<i>ANÁLISIS ECONÓMICO.....</i>	<i>24</i>
H)	<i>MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS</i> <i>28</i>	<i>28</i>
I)	<i>COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS</i>	<i>28</i>
J)	<i>PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL.....</i>	<i>28</i>
V.	MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN.....	30
VI.	SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	31
VII.	PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL.....	32
VIII.	RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO	32
A)	ACCELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS	32
B)	ELEVAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN Y LA OBTENCIÓN DEL VOLUMEN MÁXIMO DE PETRÓLEO CRUDO Y DE GAS NATURAL EN EL LARGO PLAZO, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES.....	33

Handwritten signature in blue ink, pointing towards the right side of the page.

Handwritten initials or signature in blue ink.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the letters 'S', 'P', and 'M'.

C) PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS.....33

D) LA UTILIZACIÓN DE LA TECNOLOGÍA MÁS ADECUADA PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS, EN FUNCIÓN DE LOS RESULTADOS PRODUCTIVOS Y ECONÓMICOS.....33

E) EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL.....33

F) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS 34

IX. OPINIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL ANEXO 2 DEL TÍTULO DE ASIGNACIÓN35

S
RC

777

[Handwritten signature]
Act

I. Datos generales del Asignatario

El Asignatario promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en la Asignación A-0354-M- Campo Tumut, es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP), por medio de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio adscrita a la Subdirección de Aseguramiento Tecnológico, con facultades para representar a PEP en términos de los artículos 44, fracción I; 46, fracción XII del Estatuto Orgánico de PEP publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 5 de enero de 2017. Los datos de la Asignación se muestran en la Tabla 1.

Concepto	DATOS DE LA ASIGNACIÓN
Nombre	A-0354 – M – Campo Tumut
Estado y municipio	Tabasco, Municipio de Paraíso
Área de Asignación	14.48 km ²
Fecha de emisión	13 agosto 2014
Vigencia	20 años a partir del 13 de agosto 2014
Tipo de Asignación	Extracción de Hidrocarburos
Profundidad para extracción	Calizas dolomitizadas
Yacimientos y/o Campos	Jurásico Superior Kimmeridgiano (Jurásico)
Colindancias	Asignación A-0151-M-Campo Homol Asignación A-0089-M-Campo Chuc

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

La Asignación A-0354-M-Campo Tumut está ubicada a 112 Km al noreste (NE) de la Terminal Marítima de Dos Bocas, Tabasco Figura 1.

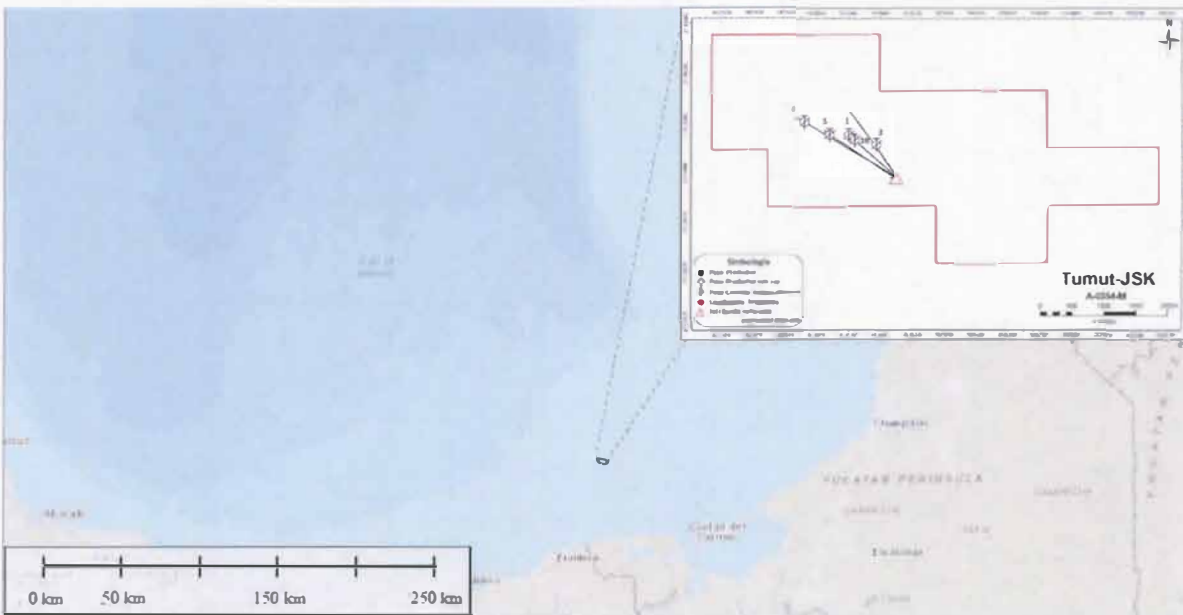


Figura 1. Ubicación de la Asignación A-0354-M- Campo Tumut. (Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, en adelante referida como Comisión o CNH)

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

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación A-0354-M-Campo Tumut
(Fuente: CNH con información de PEP).

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
1	92° 23' 30"	19° 08' 30"
2	92° 23' 30"	19° 08' 00"
3	92° 22' 00"	19° 08' 00"
4	92° 22' 00"	19° 07' 30"
5	92° 21' 00"	19° 07' 30"
6	92° 21' 00"	19° 07' 00"
7	92° 22' 00"	19° 07' 00"
8	92° 22' 00"	19° 06' 30"
9	92° 23' 00"	19° 06' 30"
10	92° 23' 00"	19° 07' 00"
11	92° 24' 30"	19° 07' 00"
12	92° 24' 30"	19° 07' 30"
13	92° 25' 00"	19° 07' 30"
14	92° 25' 00"	19° 08' 30"

Cabe señalar que por Resolución CNH.08.004/14 del 14 de agosto de 2014, la Comisión aprobó el Plan de Desarrollo para la Extracción para diversos campos petroleros, entre ellos el asociado a la entonces Asignación A-0354 - Campo Tumut.

En este sentido, con fecha 26 de enero de 2017, la Secretaría, modificó previa opinión de esta Comisión, el Título de Asignación, emitiendo el nuevo identificado como A-0354-M-Campo Tumut, el cual se encuentra vigente.

S
ec

777

gas
Act 2

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

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

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto de la modificación al Plan de Desarrollo presentado por PEP para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/35/2019 Modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0354-M- Campo Tumut, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

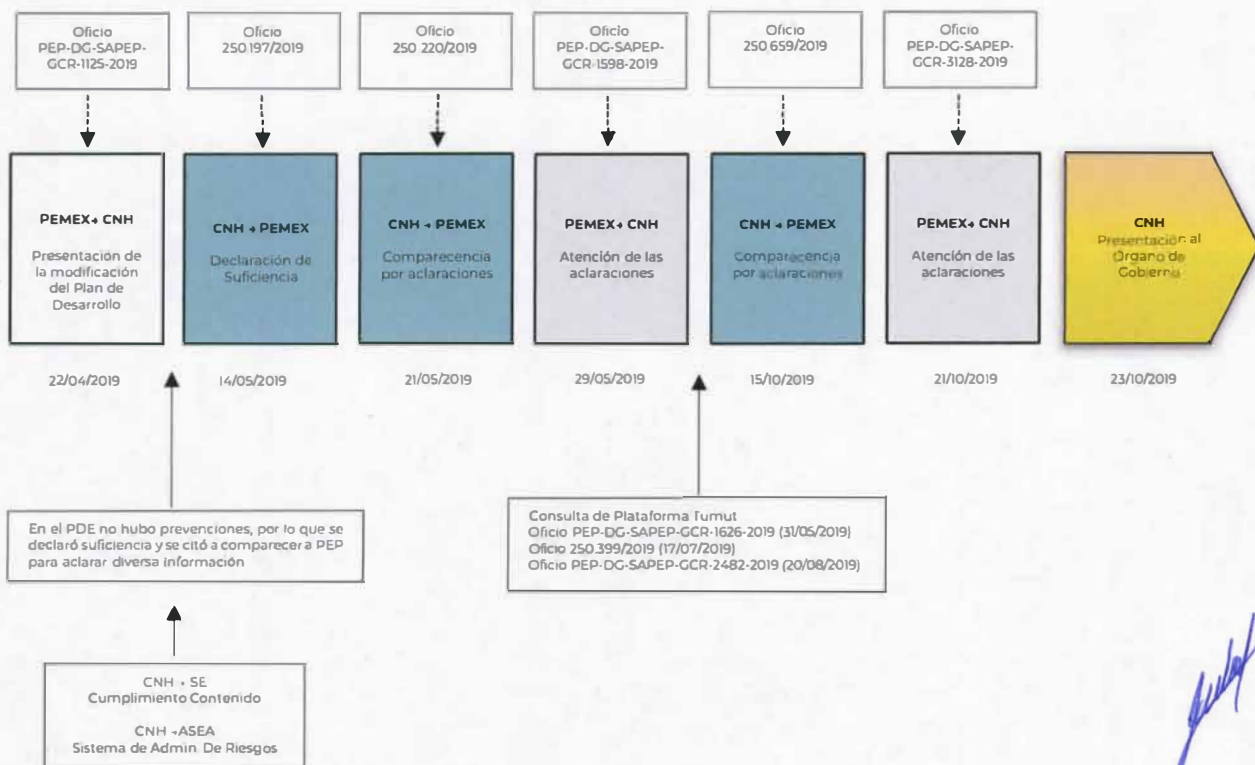


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución. (Fuente: CNH)

III. Criterios de evaluación

Al respecto, se advierte que las modificaciones propuestas por PEP al Plan de Desarrollo están enfocadas al Abandono del Área Asignada, ya que como se explicará en los siguientes apartados los pozos existentes se encuentran cerrados sin posibilidades y el Abandono de la Asignación no fue documentado en el Plan Vigente de la Ronda Cero.

Se verificó que las modificaciones propuestas por PEP fueran congruentes y se alinearan a lo señalado en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Plan de Desarrollo para la Extracción propuesto permitan maximizar el Factor de Recuperación, en condiciones económicamente viables, el programa de aprovechamiento de Gas Natural y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.

La Comisión consideró los principios y criterios en términos de los artículos 7 y 8 de los "Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones" (en adelante, Lineamientos), publicados en el DOF el 13 de noviembre de 2015, para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos a la modificación al Plan de Desarrollo.

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

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 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 (Disposiciones para el aprovechamiento de gas) publicadas el 07 de enero de 2016.

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 7, 8 fracción II, 11, 20, 40, fracción II, incisos a), b), d) y h), así como 41 y el Anexo II de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en la modificación al Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable que establece el Título de Asignación.

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

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

S
RC

gas

+

777
C
A
M
J

IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

a) Características Generales y propiedades del yacimiento de la Asignación

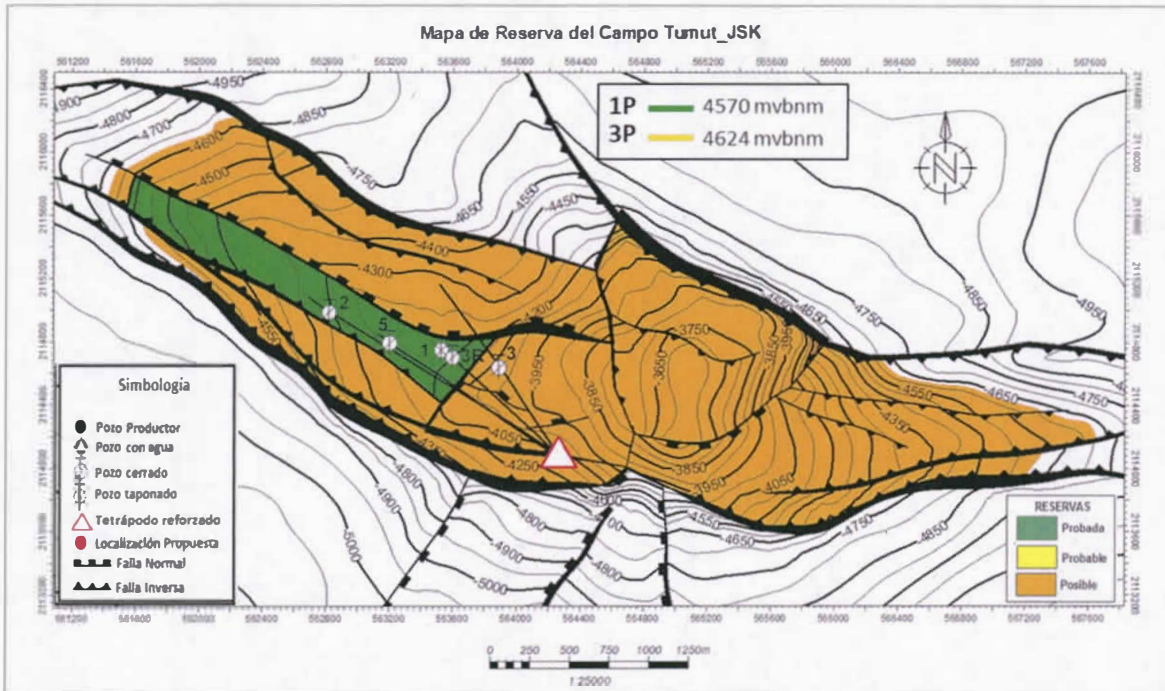


Figura 3. Tumut, yacimiento Jurásico

Las principales características generales geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y yacimientos, así como el factor de recuperación de la Asignación A-0354-M - Campo Tumut se muestran en la Tabla 3.

Características Generales	Tumut Jurásico
Área (km ²)	6.30
Año de descubrimiento	2004
Fecha de inicio de explotación	2011
Profundidad promedio (mv)	4,350
Elevación o tirante de agua (m)	35
Pozos	
Número y tipo de pozos perforados	4 convencionales
Estado actual de pozos (productores)	0 operando
Cerrados	3
Con posibilidades de explotación	0
Taponados sin posibilidades de explotación	1
Tipo de sistemas artificiales de producción	Flujo natural
Marco Geológico	

[Handwritten signature]

[Handwritten notes and signatures]
 RC
 AMH
 S

Era, período y época	Mesozoico / Jurásico / Jurásico Superior Kimmeridgiano
Cuenca Play	Cuencas del Sureste Jurásico
Régimen tectónico	Compresivo
Ambiente de depósito	Ambiente de Plataforma
Litología almacén	Carbonatada Calizas, Dolomías
Propiedades Petrofísicas	
Mineralogía	Dolomita-Calcita- Anhidrita
Saturación de agua (%)	18
Saturación de aceite (%)	82
Porosidad (%) y tipo	7 / Efectiva
Permeabilidad promedio horizontal (mD) de núcleos	10.3
Espesor neto y bruto promedio (m)	108 / 296
Relación neto/bruto	0.3
Propiedades de los Fluidos	
Tipo de hidrocarburos	Aceite negro
Densidad aceite (°API) @ c.y.	No aplica
Densidad aceite (°API) @ c.s.	35
Viscosidad (cp) @ c.y. / c.s	0.30 / 5.56
Relación Gas - Aceite (m ³ /m ³) inicial y actual	162 / -
Bo (m ³ /m ³) inicial y actual	1.58 / 1.62
Calidad y contenido de azufre (%mol)	0.0
Presión de saturación (kg/cm ²)	228
Factor de conversión del gas (b/Mpc)*	0.17796822
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	1,225.1
Propiedades del Yacimiento	
Temperatura (°C)	146
Presión inicial (kg/cm ²)	615
Presión actual (kg/cm ²)	198
Mecanismos de empuje principal y secundario	Exp. Roca fluido / Gas en solución
Extracción	
Métodos de recuperación secundaria	N/A
Métodos de recuperación mejorada	N/A
Gastos actuales (bd)	Cerrado
Gastos máximos (bd) y fecha de observación	6,668 / mayo 2012
Corte de agua (%)	Cerrado

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

[Handwritten signature]

[Handwritten notes: S, R, 777]

[Handwritten notes: A, Ad, I]

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

El Título de Asignación A-0354-M-Campo Tumut, fue adjudicado a Petróleos Mexicanos el 13 de agosto de 2014; posteriormente la Secretaría de Energía modificó el Título el 26 de enero de 2017 por lo referente a Contenido Nacional.

El Asignatario requiere modificar el Plan de Desarrollo debido a los siguientes puntos:

- Ajuste del Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (PAGNA) con el comportamiento real del campo;
- Cancelación de la perforación y terminación del pozo Tumut-4 y de la reparación mayor del pozo Tumut-2 al convertirse en intervenciones riesgosas debido a la alta incertidumbre geológica que se tiene en el yacimiento y comportamiento histórico observado del yacimiento Jurásico;
- Recategorización de reservas derivado del comportamiento de los pozos y yacimiento, así como el tiempo sin realizar actividades físicas debido a su baja rentabilidad, y
- Cancelación del proyecto de reducción de contrapresión (Booster Instalados en Chuc-A) por replanteamiento de estrategia de explotación regional, la cual no resulta factible económicamente.

Con base en el artículo 40 fracción II incisos a), b), d) y h) de los Lineamientos, el Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE) de la Asignación A-0354-M-Campo Tumut se modifica debido a:

- Que hay un cambio en la estrategia de extracción debido a que el Asignatario disminuyó la actividad física, por el riesgo geológico del yacimiento JSK y al comportamiento histórico de la producción del yacimiento;
- Debido al avance en las operaciones, actualización en los volúmenes originales y en la cuantificación de Reservas;
- Existan modificaciones en la meta de aprovechamiento de gas, sujeto a la normativa de gas correspondiente en el rango de variación establecido por la Comisión, y
- Existe una variación en el monto total de inversión de un decremento del 34.6% respecto al total contemplado en el Plan Vigente contra lo erogado más lo contemplado en la modificación propuesta.

Por lo anterior, de acuerdo con el artículo 40 de los Lineamientos, PEMEX requiere de la modificación del PDE del área de Asignación A-0354-M-Campo Tumut, debido a que existen modificaciones en el alcance del PDE al cambio en la cuantificación de las Reservas y existe una variación en las inversiones.

c) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

La Asignación tiene una producción acumulada al 1 de enero del año 2019 de 2.4 millones de barriles (MMb) de aceite y 2.6 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc) de gas natural; actualmente la Asignación A-0354-M - Campo Tumut cuenta con reservas remanentes en la categoría 3P, sin embargo la modificación del PDE para la Asignación no considera actividades de desarrollo debido a la baja calidad de la roca y baja productividad que presenta el yacimiento Tumut Jurásico, únicamente se consideran taponamientos de los pozos existentes en la plataforma (Tumut-3R, Tumut-5 y Tumut-2) actualmente cerrados y el Abandono de la infraestructura actual, la cual corresponde a una plataforma tipo tetrápodo reforzado y un oleogasoducto de 20" x 12.6 km de Tumut-A hacia Chuc-A.

Las Reservas se muestran en la siguiente Tabla.

Año	Categoría de reservas	Volumen original		Factor de recuperación final		Reserva remanente al límite económico				Producción acumulada	
		Aceite	Gas natural	Aceite	Gas	Aceite	Gas	Condensado	PCE	Aceite	Gas
2019	1P	14.5	15.9	16.7	16	0	0	0	0	2.4	2.6
	2P	14.5	15.9	16.7	16	0	0	0	0		
	3P	125.4	137.7	16.6	16	18.3	19.5	0.3	21.8		
2018	1P	14.5	15.9	40.6	42.7	3.5	4.2	0.1	4.2	2.4	2.6
	2P	59.5	65.4	9.9	10.4	3.5	4.2	0.1	4.2		
	3P	125.4	137.7	16.8	16.3	18.7	20	0.4	22.1		

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

A continuación, en la Figura 4 y Figura 5 se pueden observar respectivamente, las Reservas de aceite y gas de los años, 2018 y 2019 para la Asignación A-0354-M-Campo Tumut, mostrando que en el año 2019 solamente se tienen Reservas Posibles.

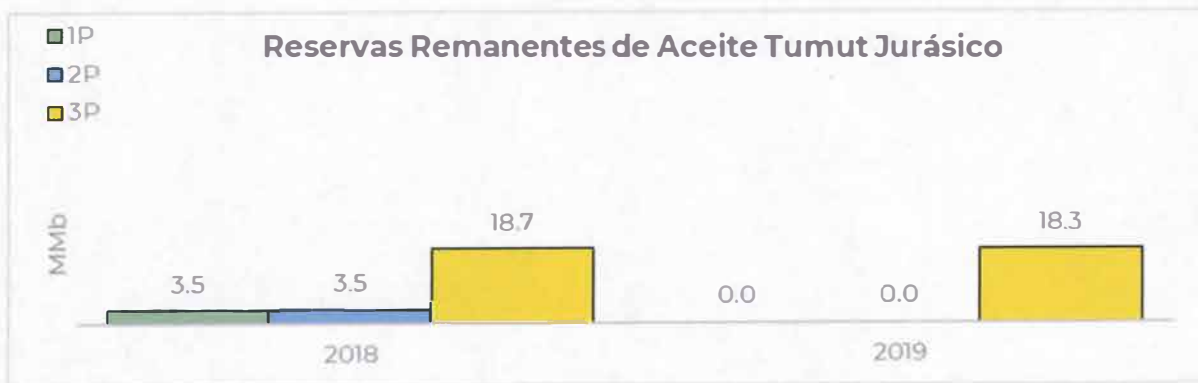


Figura 4. Evolución de las Reservas de Aceite de la Asignación A-0354-M-Campo Tumut (Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

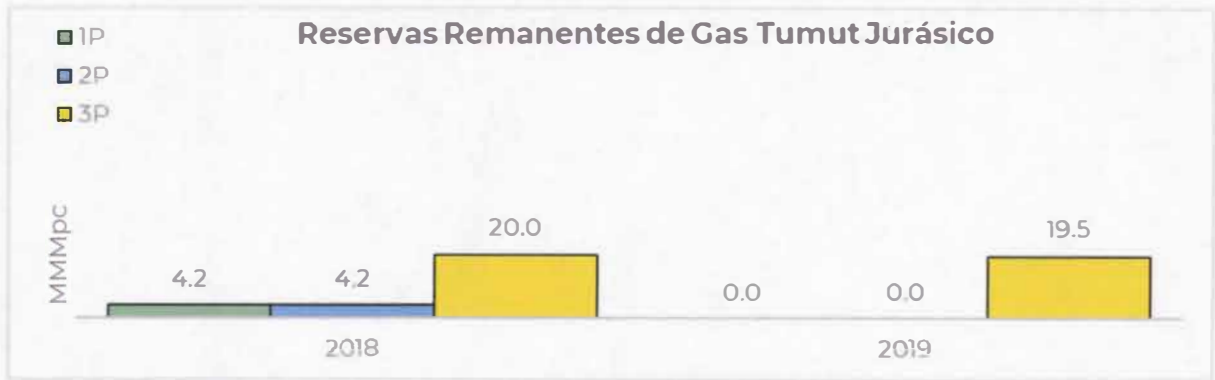


Figura 5. Evolución de las Reservas de Gas Natural de la Asignación A-0354-M-Campo Tumut (Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Derivado de que el Asignatario ya no realizará actividades de producción en el Área, este deberá desincorporar la Reserva 3P mostrada en las gráficas anteriores.

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

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

Del análisis de la actividad física ejecutada contra la aprobada en el Plan Vigente, se advierte que a la fecha PEP solo ha realizado actividades de mantenimiento de la infraestructura de producción y de servicios generales con la finalidad de mantener condiciones seguras dentro de la Asignación.

Metas físicas		2015	2016	2017	2018 ^b	Total
Perforación (núm.)	PDE Vigente	-	1	-	-	1
	Real	-	-	-	-	-
Terminación (núm.)	PDE Vigente	-	1	-	-	1
	Real	-	-	-	-	-
Reparaciones Mayores (núm.)	PDE Vigente	-	1	-	-	1
	Real	-	-	-	-	-
Reparaciones Menores (núm.)	PDE Vigente	-	-	-	-	-
	Real	-	-	-	-	-
Inversión (MMUSD) ^a	PDE Vigente	2.23	12.78	1.56	0.76	17.34
	Real	0.27	0.17	0.01	0.02	0.47
Gasto de operación (MMUSD) ^a	PDE Vigente	2.22	4.10	3.73	3.22	13.27
	Real	0.003	-	-	-	0.003

(a) Las cifras están referidas a pesos @2019. Tipo de cambio: 20.5 pesos/usd

(b) Real cierre preliminar 2018.

Tabla 5. Comparación de avance entre el Plan Vigente vs real ejecutado, en la Asignación A-0354 - M Campo Tumut (fuente PEP).

En la Tabla 6 se presenta la actividad física para la modificación, el cual consta únicamente de taponamiento de pozos y Abandono de infraestructura programados de acuerdo con la disponibilidad de equipos, barcos multiservicios y parte presupuestal.

Actividad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total
Perforación	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terminación	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ductos	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Plataformas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RMA	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RME	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taponamientos	-	-	-	-	-	3	-	-	3
Abandono ^(a)	-	-	-	-	-	-	1	1	2

(a) Considera ducto y plataforma.

Tabla 6. Propuesta de actividad para la Modificación del PDE. (Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

En la Figura 6 y Figura 7 se observa el comparativo de los escenarios del Plan Vigente, producción histórica real y el escenario propuesto en la Modificación del PDE, para aceite y gas.

Aceite	Plan Vigente 2015-2024	Plan Modificado 2019-2026	NP [MMB] (2011-2019)
Volumen a recuperar [MMb]	14.2	0	2.4

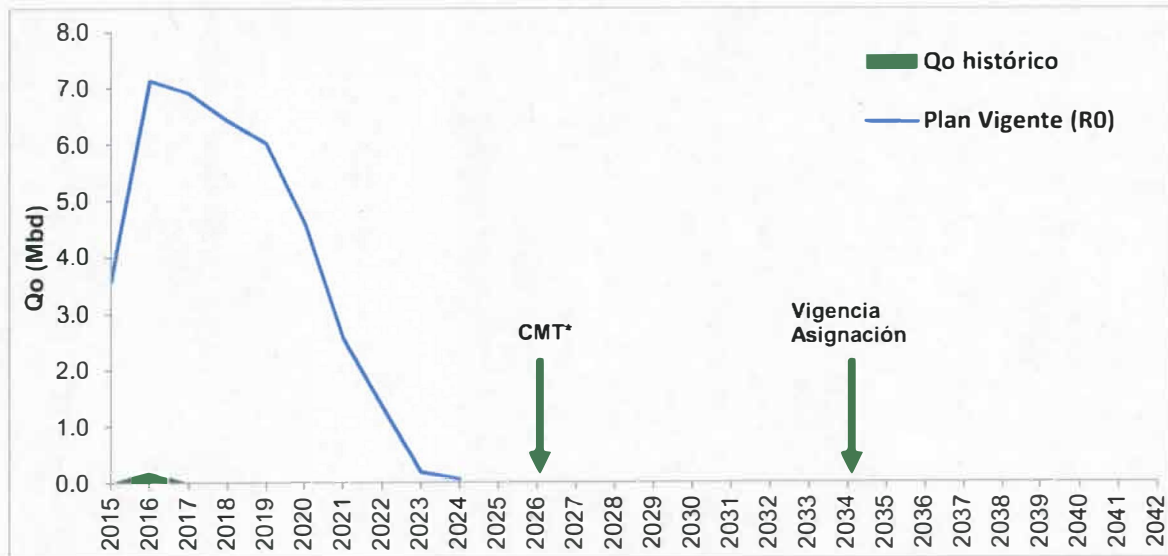


Figura 6. Perfiles de producción de aceite. (Fuente: PEP)

Gas	Plan Vigente 2015-2024	Plan Modificado 2019-2026	GP [MMMpc] (2011-2019)
Volumen a recuperar [MMMpc]	15.1	0	2.6

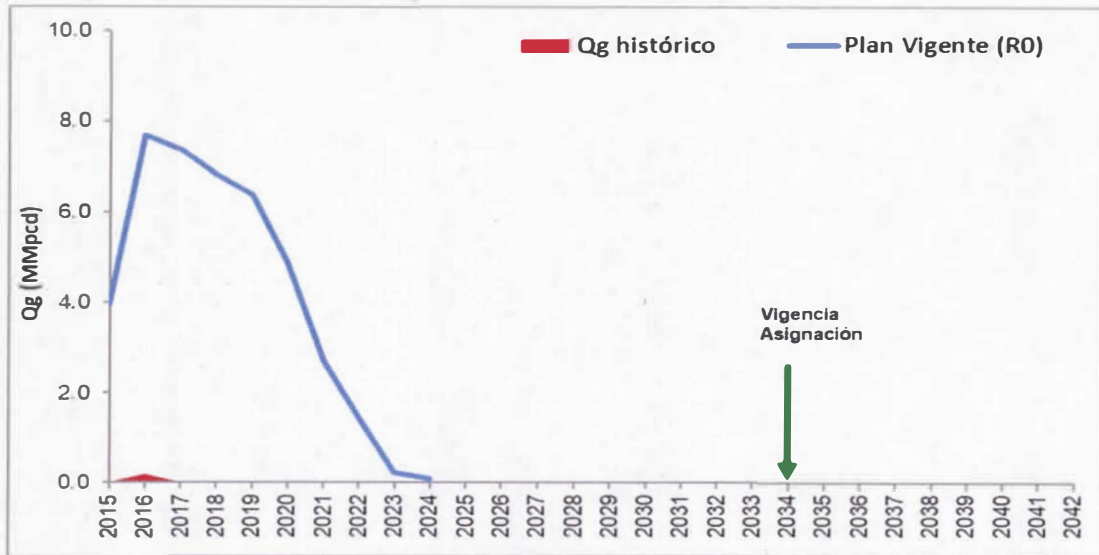


Figura 7. Perfiles de producción de gas. (Fuente: PEP)

e) Alternativa evaluada para la modificación del PDE

Actualmente la Asignación A-0354-M-Campo Tumut sólo cuenta con Reservas remanentes en la categoría 3P, sin embargo, la modificación no considera actividades de desarrollo debido a la baja calidad de la roca y baja productividad que presenta el yacimiento Tumut Jurásico, aunado a la escasez de información e incertidumbre con la que cuenta la zona de reserva posible.

Es importante mencionar que PEP, tiene visualizados prospectos de oportunidades exploratorias en Asignaciones cercanas a Tumut, como es la Asignación AE-0159-Chalabil, por lo tanto, la infraestructura actual de la Asignación A-0354-M- Campo Tumut, estará disponible hasta el Abandono de la Asignación o en su caso, hasta que el área de Exploración de PEP acuerde su uso, esto con la finalidad de aprovechar al máximo las instalaciones.

Adicionalmente, cabe señalar que actualmente el Asignatario mantiene conversaciones con el Consorcio Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L de C.V. y PetroBal Upstream Delta 1, S.A de C.V para el servicio de la plataforma Tumut-A y el Oleogaseoducto de 20" x 12.6 Km de Tumut-A a Chuc-A pertenecientes a la Asignación A-0354-M- Campo Tumut, contemplando una primera fase en el periodo 2020-2023 de acuerdo con la estrategia de desarrollo de las Asignaciones del Consorcio, las cuales llevan un alto porcentaje de avance.

Tomando en consideración lo anterior, los principales criterios que llevaron a la selección de la mejor alternativa son:

- Escenario de menor riesgo técnico;
- Relación costo beneficio, y
- Mejores indicadores económicos.

A continuación, se describen las alternativas analizadas:

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

[Handwritten signature in blue ink.]

Características	Alternativa 1 (Seleccionada)	Alternativa 2	Alternativa 3
Actividades físicas (Perforación y Terminación)	-	-	-
Actividades físicas (RMA)	-	-	-
Estructuras Marinas	-	-	-
Ductos	-	-	-
Producción aceite (mmb)	-	-	-
Producción gas (mmpc)	-	-	-
Gastos de Operación (mmUSD)	-	-	-
Inversiones (mmUSD)	34.34	36.59	50.01
Indicadores Económicos			
VPN AI (mmUSD)	-22.22	-23.78	-33.13
VPN DI (mmUSD)	-22.60	-24.16	-33.51
VPI (mmUSD)	22.22	23.78	33.13
VPN/VPI AI (USD/USD)	-1.00	-1.00	-1.00
VPN/VPI DI (USD/USD)	-1.02	-1.02	-1.01

Alternativa 1 (Seleccionada)

Esta propuesta tiene como objetivo el taponamiento con barco multiservicios de los pozos existentes en la plataforma Tumut-A (Tumut-3R, Tumut-5 y Tumut-2) actualmente cerrados, seguido del Abandono de la infraestructura actual, la cual corresponde a una plataforma tipo tetrápodo reforzado y un oleogasoducto de 20" x 12.6 km de Tumut-A hacia Chuc-A.

Alternativa 2

Esta propuesta tiene el mismo alcance que la alternativa 1. La diferencia consiste principalmente que los taponamientos de los pozos existentes (Tumut-3R, Tumut-5 y Tumut-2) actualmente cerrados se considera realizarlos con plataforma auto elevable.

Alternativa 3

Tiene el mismo alcance que las alternativas anteriores. La diferencia consiste principalmente en que los taponamientos de los pozos existentes (Tumut-3R, Tumut-5 y Tumut-2) actualmente cerrados se considera realizarlos con equipo fijo.

Por tanto, la programación de las actividades de Abandono de infraestructura y pozos se plantea considerando:

- La disponibilidad de los barcos de servicio (se programó para los siguiente 4 años privilegiando actividades que apoyan el cumplimiento de las metas de producción);
- La solicitud de prestación de servicios en el periodo 2020-2023 del Consorcio mencionado anteriormente, y
- La posible incorporación de Campos Nuevos con el éxito exploratorio y volumétrico de localizaciones cercanas a la Asignación.

[Handwritten signature]

[Handwritten notes and signatures]

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

Interpretación Sísmica

Para la interpretación sísmica que corresponde al fallamiento lateral en el campo Tumut, se emplearon cortes horizontales de la sísmica (time slices), se identificó un sistema de fallas laterales que dividen longitudinalmente a la estructura Tumut en tres bloques, **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

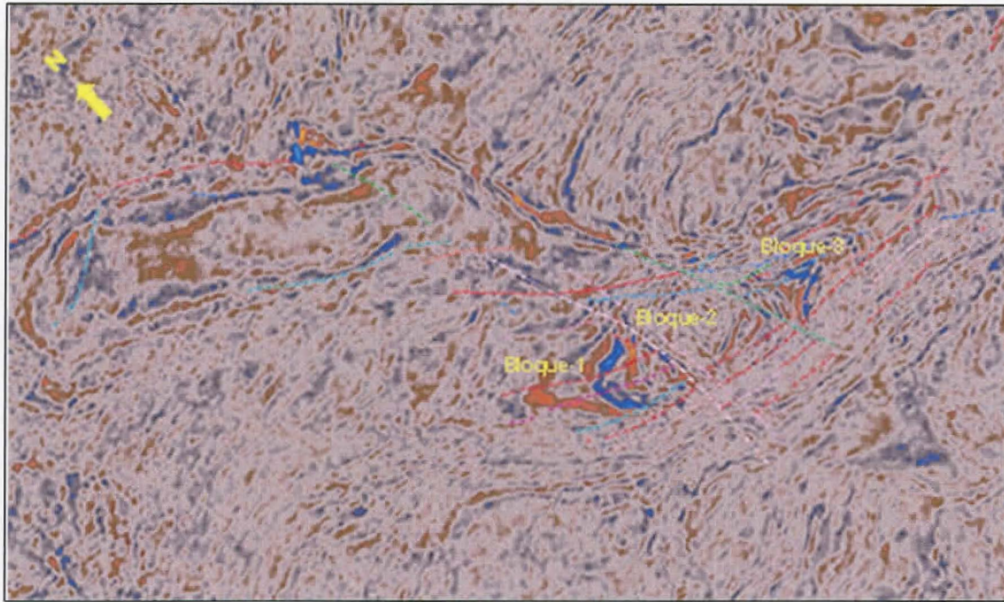


Figura 8. Interpretación sísmica en tiempo de un corte horizontal (Time-3360), donde se observa el paso de fallas inversas y laterales, estas últimas dividen longitudinalmente al campo Tumut en tres bloques

Para la interpretación del modelo estructural se realizaron cortes verticales siguiendo las trazas y líneas, interpretando secciones arbitrarias que cortaran perpendicularmente a la estructura. En la Figura 9 se presentan dos secciones estructurales siguiendo las trazas sísmicas, donde se aprecia el comportamiento estructural del campo.

S
rc

///

Am
a

Handwritten signature

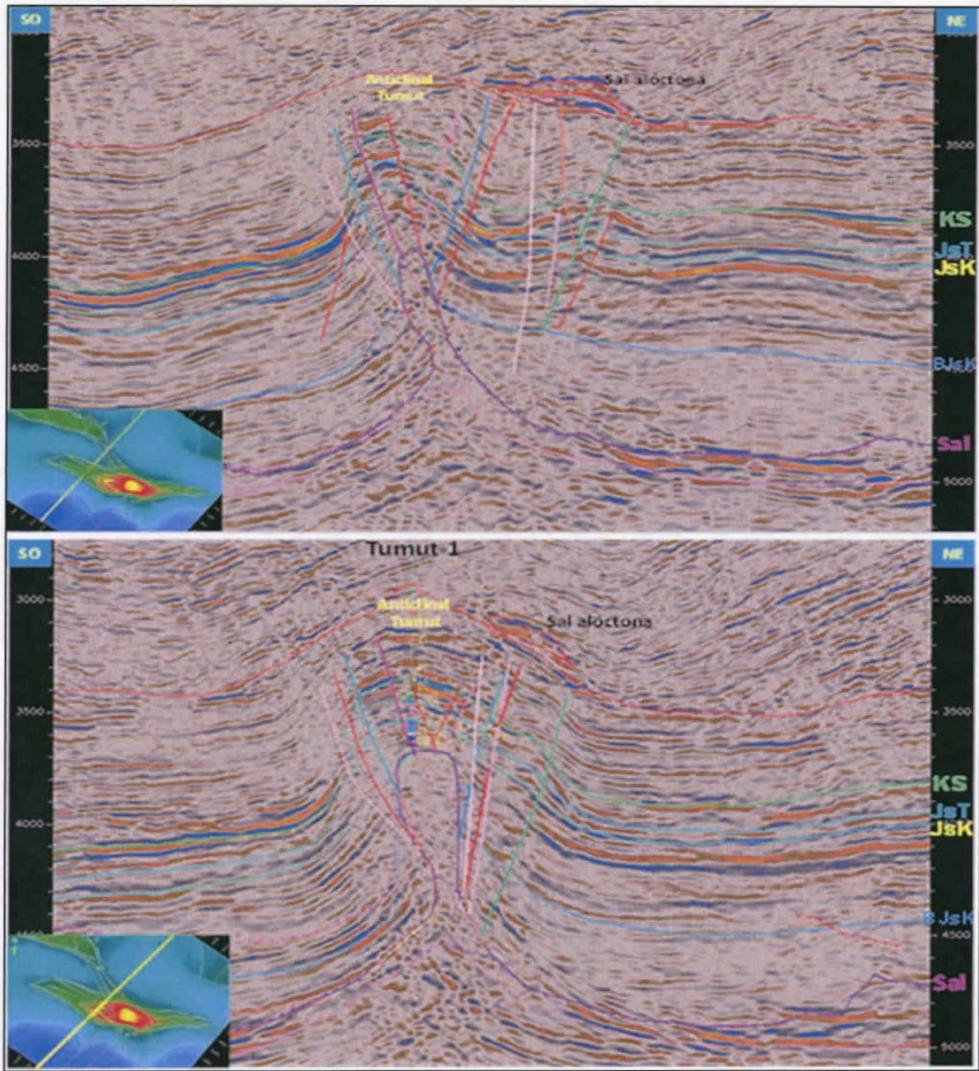


Figura 9. Interpretación sísmica en tiempo de la Traza 4120 y 4120, donde se muestra el fallamiento inverso y normal del campo Tumut.

Debido a la compartimentalización causado por los cambios laterales y verticales que afectan a las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad), los pozos tienen combinaciones mineralógicas complejas que incluyen caliza, dolomía, anhidrita, sal, arcilla y cuarzo, ocasionando caídas de presión muy grandes, así como diferente comportamiento de presión y productividad entre cada uno de los pozos siendo en consecuencia totalmente diferentes.

[Handwritten signature]

[Handwritten notes and signatures]
 RC
 777
 J
 [Signature]

Comportamiento presión producción del Yacimiento Tumut.

Etapa 1:

Inició la explotación de la Asignación A-0354-M – Campo Tumut en agosto de 2011 con la reparación mayor (reentrada) del pozo Tumut-3R en la formación Jurásico con una producción de 1.96 Mbd de aceite y 2.0 MMpcd de gas.

En mayo de 2012 se alcanzó el máximo de producción para la Asignación de 6.67 Mbd y 6.5 MMpcd. En este mismo año se terminaron los pozos Tumut-5 (abril) y Tumut-2 (septiembre) presentando fuertes abatimientos de presión en fondo. En abril de 2014 se deja de producir en el campo por abatimiento de presión.

Etapa 2:

En 2016 se abrió el pozo Tumut-5, presentando fuerte caída de presión en fondo hasta su abatimiento total.

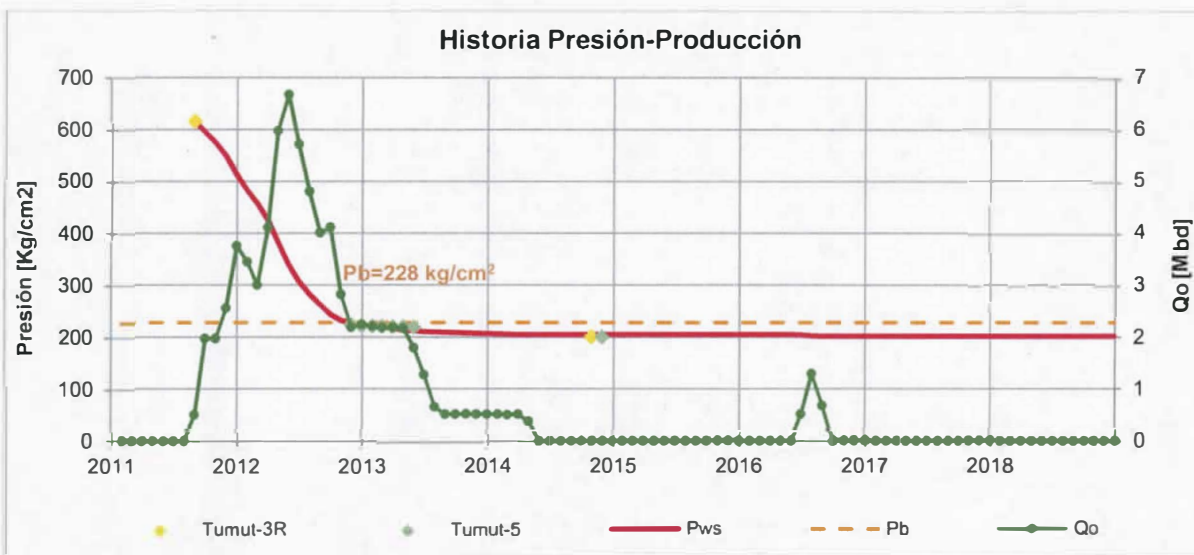


Figura 10. Historia de producción de aceite y gas de la Asignación A-0354-M – Campo Tumut.

El yacimiento presentó una caída de presión de 154 kg/cm²/año y 176 kg/cm² por cada millón de barriles de aceite producido. La presión de yacimiento referenciada al 31 de enero de 2019 estimada por tendencia de presión es de 198 kg/cm².

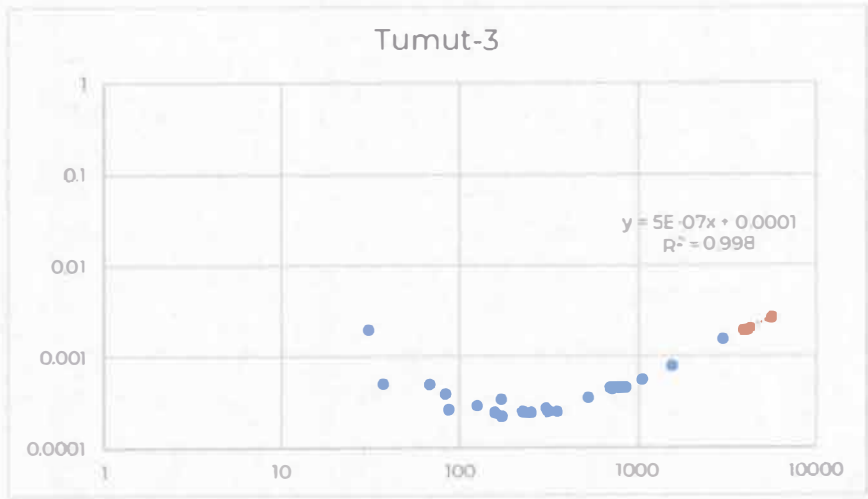
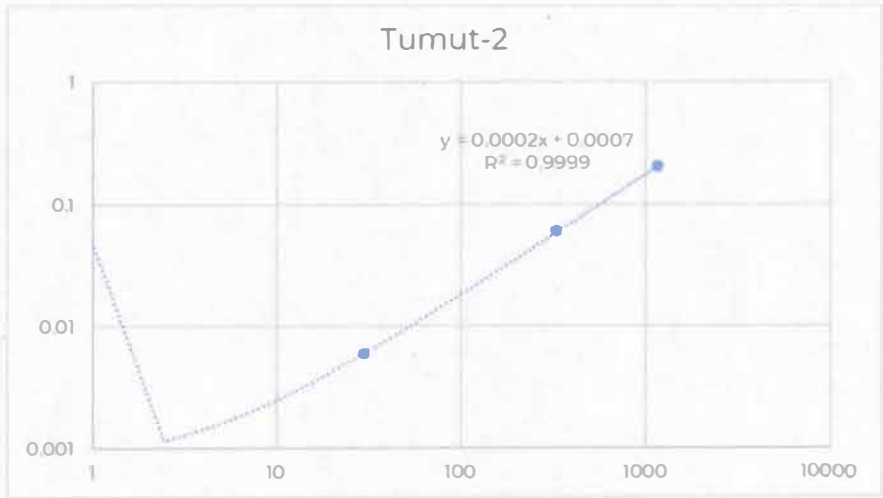
Gasto inverso

Bajo la metodología del gasto inverso (Thomas Blasingame, Valentina Bondar, J.C Palacio), se graficó (1/qo) contra (Np/qo) de la producción por pozo del yacimiento JSK de Tumut, en la curva obtenida se observan inflexiones que representan cambios de condiciones de producción en el pozo.

Este análisis sirve para calcular la recuperación final estimada que podría tener cada pozo, es importante mencionar que en este balance de materia no se toma en cuenta el límite económico del proyecto, ya que el cálculo se realiza a través de la pendiente de la ecuación de la curva en la gráfica (Figura 11 y Tabla 7).

Recuperación final estimada (MMb)	Cálculo gasto inverso	Acumulada PEMEX
Pozo Tumut-2	0.005	0.006
Pozo Tumut-3	2.000	2.123
Pozo Tumut-5	0.250	0.283

Tabla 7. Recuperación final estimada cálculo CNH.



S
RC

Aut
A

[Handwritten signature]

20
[Handwritten signature]

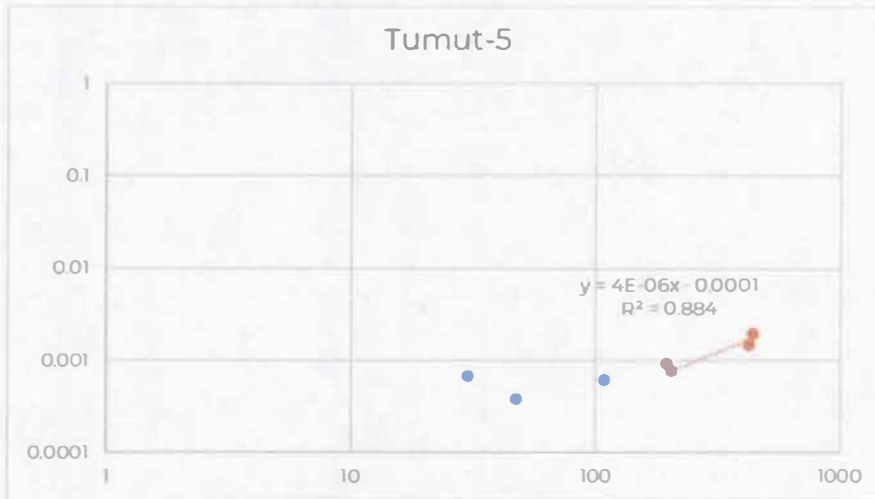


Figura 11. Análisis de Gasto inverso por pozo (Fuente: CNH)

Análisis de Pruebas de Presión en Tumut

Se realizó una prueba de presión producción al intervalo 4350-4378 mvbmr del pozo Tumut-1, en la que se efectuaron 4 cierres y 6 periodos de flujo por diferentes diámetros. Se puede observar que los periodos de flujo no alcanzan estabilización de presión y los periodos de cierre no reestablecen la presión inicial, observando una caída de presión de 50 kg/cm².

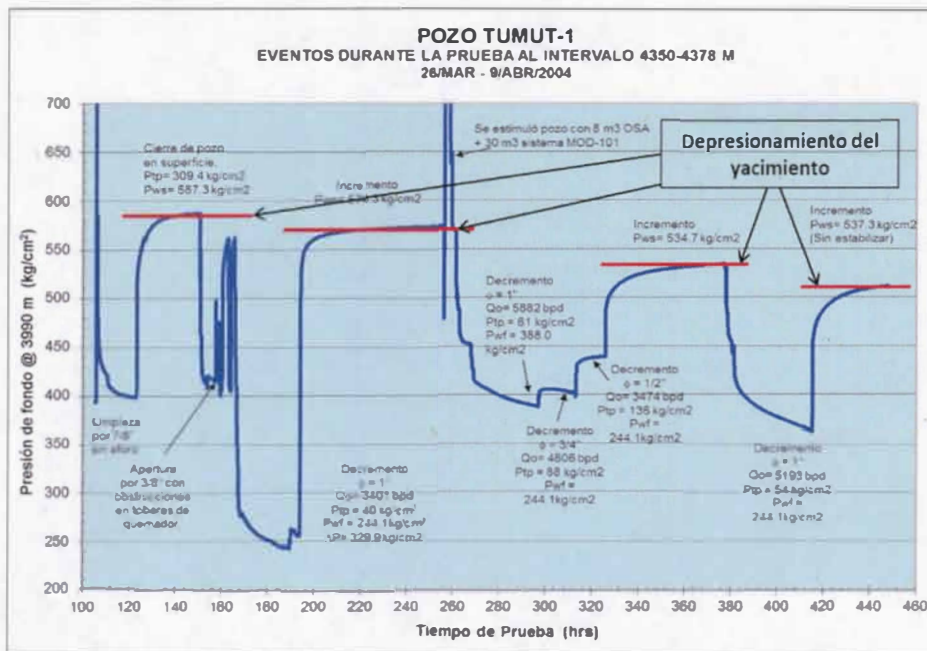


Figura 12. Prueba DST Análisis prueba de presión-producción Tumut-1.

Con base en los resultados de la interpretación de las pruebas se determinó que el yacimiento Tumut Jurásico tiene valores bajos de permeabilidad, como se muestra en la

Figura 12. Así mismo se muestra el análisis de la derivada que permitió definir un modelo de doble permeabilidad, determinando una permeabilidad de 7.5 md y un daño de 4.95.

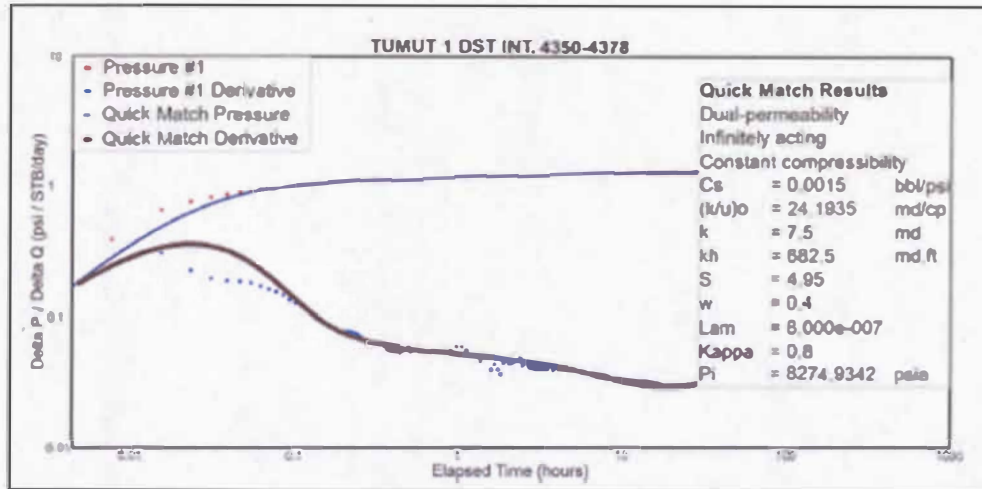


Figura 13. Interpretación de prueba de producción intervalo 4350-4378 mvbmr pozo Tumut-1

Del diagnóstico de la baja permeabilidad del yacimiento y las altas caídas de presión en fondo, se programaron trabajos de estimulación y fracturamiento a los pozos productores para mejorar sus condiciones de explotación, las cuales mejoraron, pero con muy poca duración.

Ejemplo de esto es el pozo Tumut-3R que fue el que acumuló el mayor volumen de aceite del campo (2.12 MMb).

En la Figura 14 se muestra el comportamiento de sus condiciones de operación donde se observa que, desde su incorporación a producción, el pozo presentó tendencia de abatimiento hasta igualarse la presión en la cabeza del pozo y la de la línea de producción. Derivado de esta problemática, se programaron trabajos de estimulación y fracturamiento, los cuales permitieron mejorar temporalmente las condiciones operativas del pozo. Sin embargo, a finales del año 2012, se realizó un trabajo de estimulación sin alcanzar los niveles de presión en cabeza obtenidos en los trabajos previos, lo anterior resultado del depresionamiento del yacimiento.

S
RC

777

SAH J
a

[Handwritten signature]

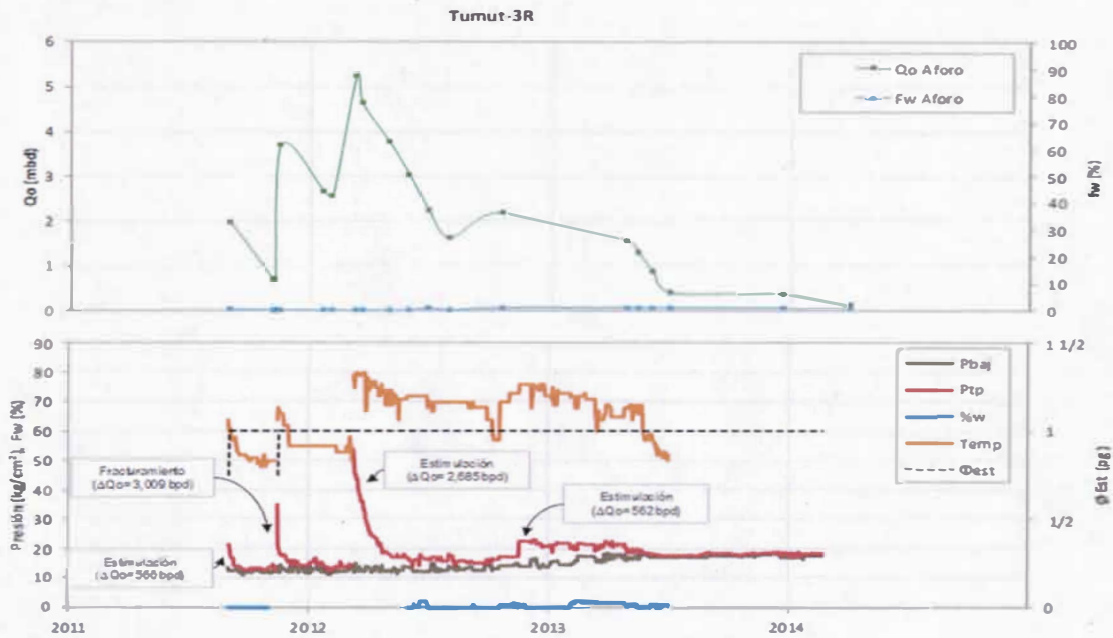


Figura 14. Condiciones de explotación pozo Tumut-3R.

Del año 2014 al 2016 el campo se mantuvo cerrado por abatimiento de presión, se realizó el seguimiento tanto a las condiciones superficiales como a los parámetros de fondo de los pozos a través de sensores permanentes de presión-temperatura, de tal forma que al observarse un represionamiento en cabeza de 60 kg/cm² en el pozo Tumut-5 fue reaperturado registrando una presión de fondo de 248 Kg/cm² al nivel del sensor permanente, como se muestra en la Figura 15. Después de mes y medio de producción donde los gastos promedio de aceite fueron de 827 bd, se presentó abatimiento registrando una presión de fondo de 115 kg/cm², con esto se pudo constatar que el yacimiento presenta altas caídas de presión ante bajos volúmenes de aceite extraído.

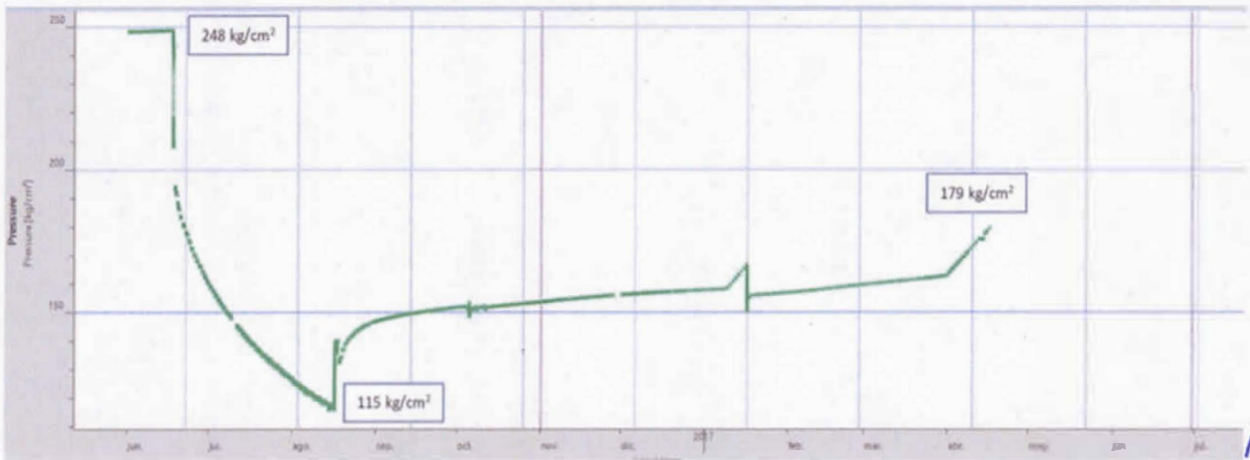
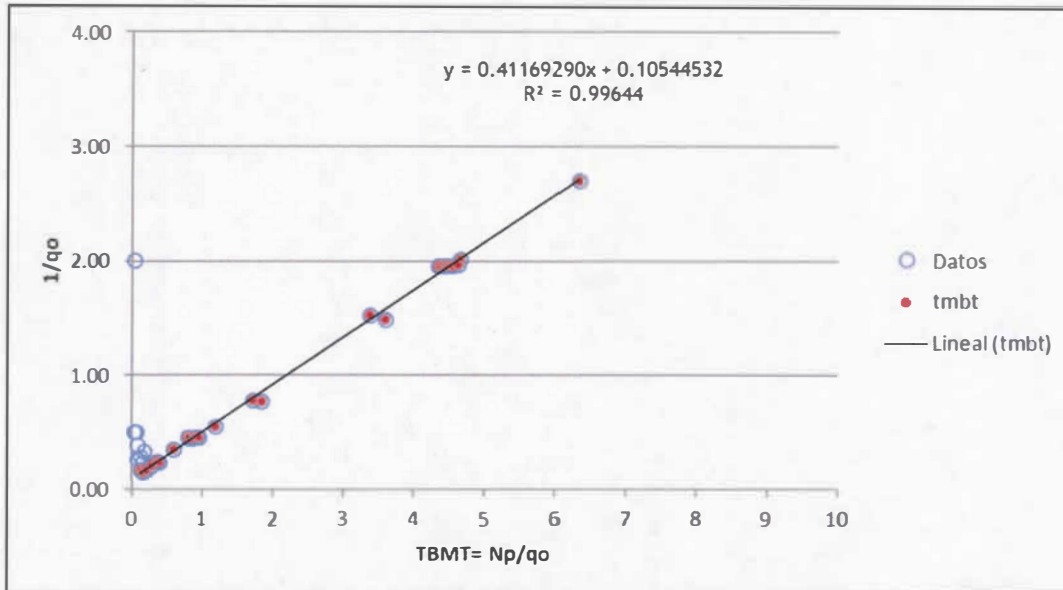


Figura 15. Seguimiento de la presión de fondo en la reapertura del pozo Tumut-5 en el año 2016.

Por otro lado, se realizó la evaluación del volumen de aceite móvil mediante los datos históricos de producción y aplicando la técnica de tiempo de balance de materia se determinó un volumen de aceite móvil de 2.42 mmb.

Aceite móvil (Nm) "Tumut JSK"		
Método	Modelo	Nm
(Np/q ₀) vs 1/q ₀	$1/q_0 = 0.41169290(Np/q_0) + 0.10544532$	2.42 MMb



Reserva	Reserva Original [MMb]	Np @ 1 Ene 18 [MMb]	Reserva Remanente [MMb]
Oficial	2.41	2.41	0.0
tbm	2.42	2.41	0.01

Tbm: Tiempo de balance de materia.

Figura 16. Evaluación del volumen de aceite móvil yacimiento Tumut Jurásico

g) Evaluación Económica

Análisis Económico¹

La opinión económica de la Solicitud de modificación al PDE de la Asignación A-0354-M-Campo Tumut, considera los siguientes conceptos:

- Variación del monto de inversión vigente respecto a la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo;
- Descripción del Programa de Inversiones de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo;
- Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la Solicitud de modificación, y

¹ Todos los montos señalados en esta opinión se presentan en dólares a marzo de 2019; los pesos en cada caso se convierten a dólares de esa fecha, y posteriormente se actualizan considerando el INPP de Estados Unidos. Lo anterior, para poder realizar los comparativos correspondientes.

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

a) Variación del monto de inversión vigente respecto a la Solicitud de Modificación al PDE

El comparativo presentado en esta sección considera horizontes de tiempo a 2026 puesto que este fue el periodo considerado por el Asignatario en su solicitud de Modificación.

El Plan de Desarrollo vigente de la Asignación A-0354-M-Campo Tumut considera para el periodo 2015-2024 una inversión total de 53.33 millones de dólares: 27.96 millones de ellos en Inversión y los restantes 25.37 de gasto operativo.

Por otro lado, Pemex erogó, en el periodo de 2015 a 2018, un total de 0.53 millones de dólares de inversiones².

Aunado a lo anterior, se tiene que el Operador propone erogar un monto de 34.34 millones de dólares de inversión a 2026.

Lo anterior, como se muestra en la siguiente figura, significa un decremento del 34.6%, respecto de lo originalmente propuesto en el Plan Vigente.

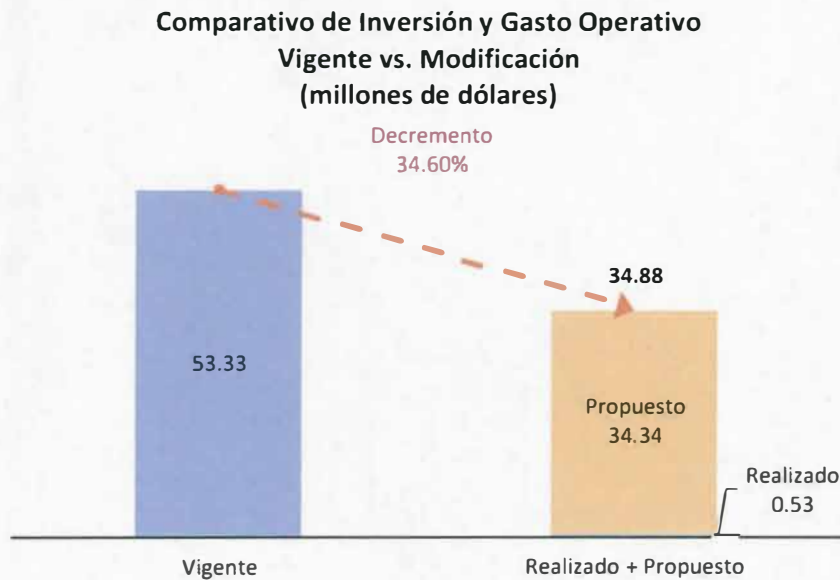


Figura 17. Comparativo de inversiones totales y gastos operativos del Plan vigente respecto a Modificación al Plan (millones de dólares) (Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

² De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Operador en sus reportes mensuales

Así, la Solicitud de modificación al PDE actualiza lo dispuesto en el artículo 40, fracción II, inciso h) de los Lineamientos.

b) Descripción del Programa de Inversiones de la Solicitud de Modificación al PDE

El comparativo presentado en esta sección considera horizontes de tiempo a 2026 puesto que este fue el periodo considerado por el Asignatario en su solicitud de Modificación.

En la Solicitud de modificación al PDE, PEP propone desarrollar actividades a partir de 2019 con una inversión de 34.34 millones de dólares hasta 2026.

El Programa de Inversiones de la Solicitud de modificación al PDE presentada por el Asignatario, desglosado por Actividad y Sub-actividad Petroleras se presenta a continuación, esto de conformidad con lo establecido en los Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos; de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Lineamientos de Hacienda), publicados en el Diario Oficial de la Federación el 6 de marzo de 2015, reformados el 6 de julio de 2015 y 28 de noviembre de 2016.

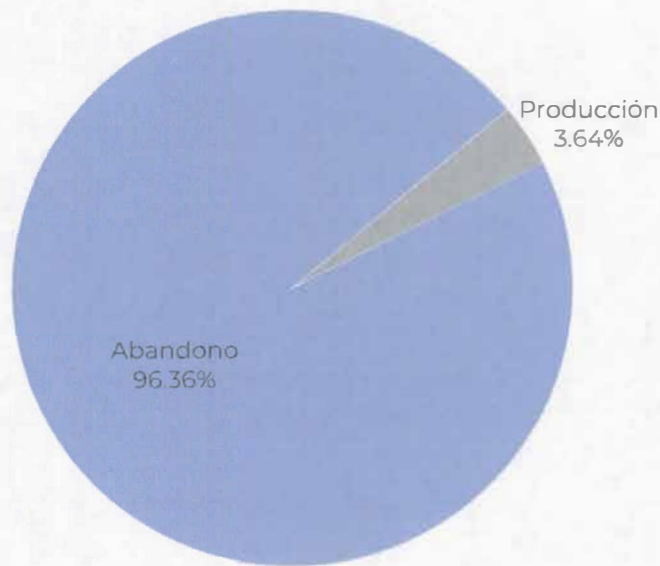


Figura 18. Distribución del Programa de Inversiones y gasto por Actividad Petrolera \$34.34 millones de dólares.

(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'S', 'RC', '777', 'And', 'J', and 'a']

[Handwritten signature in blue ink]

Actividad	Sub-Actividad	Total (millones de dólares)
Producción	Operación de Instalaciones de Producción	\$ 0.37
	Ductos	\$ 0.88
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$ 33.09
Total Inversiones y Gasto Operativo		\$ 34.34

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

Tabla 8. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera (millones de dólares)

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

Al respecto, se revisó y corroboró que la información económica fuera consistente con las actividades propuestas y estuviera presentada de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Hacienda.

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

(i) Premisas de la evaluación económica

En este apartado, se presentan los indicadores económicos obtenidos del análisis de la Comisión, a partir de los perfiles de costos, producción y tipo de cambio propuestos por el Asignatario.

La evaluación económica se efectuó considerando las siguientes premisas:

Premisas	Valor	Unidades
Inversiones	34.34	mmUSD
Tasa de descuento	10	%
Tipo de cambio	20.5	MXN/USD

Tabla 9. Premisas consideradas al realizar la evaluación económica

(ii) Resultados de la evaluación económica

Los resultados del ejercicio de evaluación económica que se obtienen considerando las variables y consideraciones descritas, con una tasa de descuento de 10%, se muestran a continuación:

Indicador	Antes Impuestos	Después Impuestos
VPN (mmUSD)	-19.37	-19.73
TIR	Indeterminada	Indeterminada
VPI (mmUSD)	19.37	
VPN/VPI	-1	-1.02

Tabla 10. Indicadores económicos obtenidos a partir de las premisas e información de PEP

(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

(iii) Consideraciones

A pesar de los resultados expuestos, esta Comisión considera relevante tomar en cuenta lo siguiente:

La modificación al PDE para la Extracción del Campo Tumut, no considera producción, es un campo que ha terminado la etapa de explotación.

Derivado de lo anterior, la modificación permitirá realizar las actividades de Abandono de forma oportuna y segura atendiendo la normatividad en materia de recuperación, desmantelamiento y abandono de instalaciones superficiales, ductos y taponamiento de pozos, evitando riesgos al ambiente y resguardando la seguridad de las operaciones.

h) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

Actualmente todos los pozos se encuentran cerrados sin posibilidades, por lo que no existe producción en el Campo, el Asignatario no prevé continuar con el Desarrollo del Área Asignada; derivado de todo lo anterior no existe una propuesta de los mecanismos de medición de Hidrocarburos, ya que la única actividad documentada en esta modificación es el taponamiento de pozos, el Abandono de la Plataforma Tumut-A y el Oleogasoducto de 20"x 12.6 km (Tumut-A hacia Chuc-A).

i) Comercialización de Hidrocarburos

El último pozo de la Asignación se encuentra cerrado desde agosto de 2016, por lo que no se tiene previsto un nuevo Plan de Desarrollo que se encuentre alineado a programas operativos del Área de Asignación, por lo que no hay comercialización de hidrocarburos en dicha Asignación.

De igual forma, al estar los pozos abatidos, no se dispone de equipos de separación y sistemas de medición; únicamente se contaba con una red de recolección y transporte que confluye a la Batería de Separación del Centro de Proceso Pol-A. En virtud de lo anterior, no existe proceso y comercialización de Hidrocarburos en dicha Asignación.

j) Programa de Aprovechamiento del Gas Natural

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado de la Asignación A-0354-M – Campo Tumut fue aprobado el 20 de junio de 2018 mediante la Resolución CNH.E.37.002/18, en dicha Resolución se solicitó la actualización de los calendarios de actividades de 70 asignaciones que cumplirían con la Meta de Aprovechamiento de Gas conforme al calendario propuesto por PEP, incluida la Asignación A-0354-M – Campo Tumut.

Mediante escrito PEP-DG-SCOC-458-2018 de fecha 13 de agosto de 2018, la Comisión recibió la actualización del Programa de Aprovechamiento de Tumut. El 12 de noviembre del mismo año, mediante oficio 250.718/2018 se emite respuesta de conocimiento por parte de la Comisión respecto la actualización del Programa de Aprovechamiento de Gas.

Derivado de dicha actualización, la Comisión realizó la revisión y evaluación de la información presentada por PEP y se determinó que la información que se presentó en el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (en adelante, PAGNA) no

resultaba acorde con el PAGNA aprobado por la Comisión mediante Resolución CNH.E.37.002/18.

Por lo anterior, el 06 de diciembre de 2018 se solicitó mediante oficio 250.763/2018 a PEP presentar una modificación del PDE que considerase un aprovechamiento de gas natural asociado acorde con lo aprobado.

Ahora bien, desde el inicio de su explotación los pozos de la Asignación A-0354-M-Campo Tumut presentaron tendencia de abatimiento de presión, requiriendo periódicamente intervenciones como estimulaciones y/o fracturamientos para mantenimiento de la producción base, en la mayor parte de las veces sin éxito; esta problemática llevó a que el campo dejara de producir en abril de 2014.

En el 2016 se intentó abrir un pozo, presentando abatimiento de presión rápidamente quedando sin producción. Con base en el comportamiento de los pozos y a la alta incertidumbre que se tiene en el yacimiento, actualmente solo se cuenta con Reservas en la categoría posible, por lo que no se tiene un nuevo Plan alineado a programas operativos del Área de Asignación.

El Campo Tumut solo ha realizado actividades de mantenimiento de la infraestructura de producción y de servicios generales con la finalidad de mantener condiciones seguras dentro de la Asignación, por lo que las actividades documentadas en la modificación del PDE están encaminadas al Abandono de la Asignación.

Derivado de que actualmente no hay producción de hidrocarburos la meta de aprovechamiento de gas es cero.

S
PC

[Handwritten signature]

///
///
///

29
[Handwritten signature]

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

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 7, fracciones II y III, 43 fracción III de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22, fracciones XI y XIII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Asignatario en la Asignación, con el fin de verificar que el proyecto se lleve a cabo, de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los Hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento al PDE.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del PDE, se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 11.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Abandono			
Ducto	1		
Plataforma	1		
Taponamientos	3		

Tabla 11. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas (Fuente: Comisión).

Como parte del seguimiento a la ejecución del PDE, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas, como se observa en la

Tabla 12.

Actividad	Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Producción	Operación de Instalaciones	0.9		
	Ductos (Producción)	0.4		
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	33.1		
Total inversión		34.3		
Total Gasto de operación		0		
Total MMUSD		34.3		

S
RC
777
C

f

Tabla 12. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera (Fuente: Comisión).

Actividad	Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Producción	Operación de Instalaciones	0.9		
	Ductos (Producción)	0.4		
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	33.1		
Total inversión		34.3		
Total Gasto de operación		0		
Total MMUSD		34.3		

VI. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación al PDE de Hidrocarburos de la A-0354-M - Campo Tumut, sin perjuicio de la obligación de PEP de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el Plan.

En relación con el Sistema de Administración de Riesgo, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos (ASEA o Agencia) informó mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1410/2019 recibido el 20 de septiembre de 2019, entre otras cosas lo siguiente:

"(...)

Por lo anteriormente expuesto, esta AGENCIA hace de su conocimiento que, para efectos de encontrarse amparadas en la AUTORIZACIÓN, las actividades planteadas por el REGULADO para ser realizadas en la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0354-M - Campo Tumut, el REGULADO deberá realizar ante la AGENCIA lo siguiente:

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

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

2. Ajustarse a lo establecido en artículo 26 de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, aplicables a las actividades del Sector

Hidrocarburos que se indican, publicadas el 13 de mayo de 2016 en el Diario Oficial de la Federación (LINEAMIENTOS); ingresando ante la AGENCIA el trámite con homoclave ASEA-00-025 denominado "Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración", del Registro Federal de Trámites y Servicios de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria.

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

S
PC

777
and
a

32

VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

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

En relación con la opinión emitida por la Secretaría de Economía mediante oficio UCN.430.2019.0456 recibido el 03 de septiembre de 2019 en la Comisión, suscrito por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, señaló que con base en la información presentada para el periodo 2019-2025, se considera plausible que se cumpla con las obligaciones en materia de Contenido Nacional, en consecuencia, tiene una opinión favorable con respecto al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional que se utilizará para la modificación del PDE de la Asignación.

VIII. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 6, 7, 8, fracción II, 11, 20, 40, fracción II, incisos a), b), d) y h) y 41 de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó lo siguiente:

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

Con base en el comportamiento de los pozos y a la alta incertidumbre que se tiene en el yacimiento, actualmente solo se cuenta con reservas en la categoría posible, por lo que no se tiene un nuevo plan de desarrollo alineado a programas operativos del Área de Asignación y por lo tanto no visualiza tomar información alguna para desarrollar el conocimiento del potencial petrolero.

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

De acuerdo con la estrategia, el Operador solo contempla actividades de Abandono en la modificación al Plan de Desarrollo consistentes en 3 taponamientos y 2 Abandonos (un ducto y una plataforma), por lo que no se plantea incrementar el factor de recuperación ni la obtención del volumen máximo de los Hidrocarburos en un largo plazo.

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

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

[Handwritten signature in blue ink at the bottom right.]

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

Las actividades planteadas por PEP para llevar a cabo dentro de la Asignación durante la ejecución de la modificación del Plan de Desarrollo en el periodo 2019-2026 consisten en 3 taponamientos y 2 Abandonos. Por lo que se determina que la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo no plantea promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción. Aunque cabe mencionar, que el área de Exploración marina tiene visualizados prospectos de oportunidades exploratorias cercanas a la infraestructura actual de la Asignación A-0354-M- Campo Tumut, sin embargo, la infraestructura estará disponible hasta el tiempo que se cumpla el abandono o en su caso, el área de Exploración y el Activo acuerden su uso.

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

El campo se encuentra cerrado desde agosto del año 2016 y actualmente no se contempla seguir desarrollándolo, por lo que no se tiene contemplado el uso de tecnología para continuar con la explotación de Hidrocarburos.

e) El programa de aprovechamiento del Gas Natural

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado de la Asignación A-0354-M – Campo Tumut fue aprobado el 20 de junio de 2018 mediante la Resolución CNH.E.37.002/18, en dicha Resolución se solicitó la actualización de los calendarios de actividades de 70 asignaciones que cumplirían con la Meta de Aprovechamiento de Gas conforme al calendario propuesto por PEP, incluida la Asignación A-0354-M – Campo Tumut.

Mediante escrito PEP-DG-SCOC-458-2018 de fecha 13 de agosto de 2018, la Comisión recibió la actualización del Programa de Aprovechamiento de Tumut. El 12 de noviembre del mismo año, mediante oficio 250.718/2018 se emite respuesta de conocimiento por parte de la Comisión respecto la actualización del Programa de Aprovechamiento de Gas.

Derivado de dicha actualización, la Comisión realizó la revisión y evaluación de la información presentada por PEP y se determinó que la información que se presentó en el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado (en adelante, PAGNA) no resultaba acorde con el PAGNA aprobado por la Comisión mediante Resolución CNH.E.37.002/18.

Por lo anterior, el 06 de diciembre de 2018 se solicitó mediante oficio 250.763/2018 a PEP presentar una modificación del PDE que considerase un aprovechamiento de gas natural asociado acorde con lo aprobado.

Lo anterior en razón de que actualmente la Asignación no está produciendo Hidrocarburos, quedando una meta de aprovechamiento del 0%.

f) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

Actualmente todos los pozos se encuentran cerrados sin posibilidades, por lo que no existe producción en el Campo, el operador no prevé continuar con el Desarrollo del Área Asignada, derivado de todo lo anterior no existe una propuesta de los mecanismos de medición de hidrocarburos, ya que la única actividad documentada en esta modificación es el taponamiento de pozos, el abandono de la Plataforma Tumut-A y el Oleogasoducto de 20"x 12.6 km (Tumut-A hacia Chuc-A).

Recomendaciones

- Incorporar las lecciones aprendidas de esta Asignación en campos similares.
- Se recomienda analizar la factibilidad de permitir que un tercero pueda ocupar la infraestructura existente, plataforma Tumut-A y oleogasoducto para el transporte de los Hidrocarburos debido a la cercanía entre la Asignación y algunas Áreas Contractuales.
- Es necesario que el Asignatario reclasifique a recursos contingentes, los volúmenes de hidrocarburos asociados a la categoría 3P, derivado de la falta de actividad de desarrollo presentada en la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción.
- Se recomienda al Asignatario haga revisión de la infraestructura actual cercana a la Asignación, con motivo de identificar si existen posibles interferencias con la infraestructura que construirá el Operador al cual se le dará el servicio de la plataforma Tumut-A y el oleogasoducto.

S RC

777

8

35

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

El Término y Condición Quinto del Título de Asignación establece que las actividades de Extracción se llevarán a cabo en los términos que establezca el Plan y el Compromiso Mínimo de Trabajo establecido en el Anexo 2 del Título.

De igual forma indica que, el Asignatario podrá solicitar autorización para retrasar o suspender los trabajos establecidos en el Plan de Desarrollo para la Extracción, siempre y cuando se justifiquen las causas.

En ese sentido, el Anexo 2 indica que las actividades mínimas que debe realizar el Asignatario consisten en la perforación y terminación de 1 pozo y 1 reparación mayor.

Al respecto se advierte que el Plan de Desarrollo propuesto por PEP no es coincidente con las actividades establecidas en el mismo, esto debido a la complejidad geológica del yacimiento y al comportamiento de presión producción, que no ha permitido desarrollar el área como se tenía previsto en el Plan Vigente Ronda Cero.

A fin de reflejar la realidad de la Asignación, PEP, requiere suspender la perforación del pozo, la terminación y la reparación mayor que se tenía contemplado ejecutar en el Plan vigente.

Dado lo anterior, se advierte que resultan técnicamente viables las actividades propuestas por PEP en la modificación al Plan, motivo por el cual la Comisión analizó el recomendar a la Secretaría de Energía modificar el Anexo 2 del Título de Asignación.

Lo anterior, tomando en consideración los datos establecidos en la Figura 19:

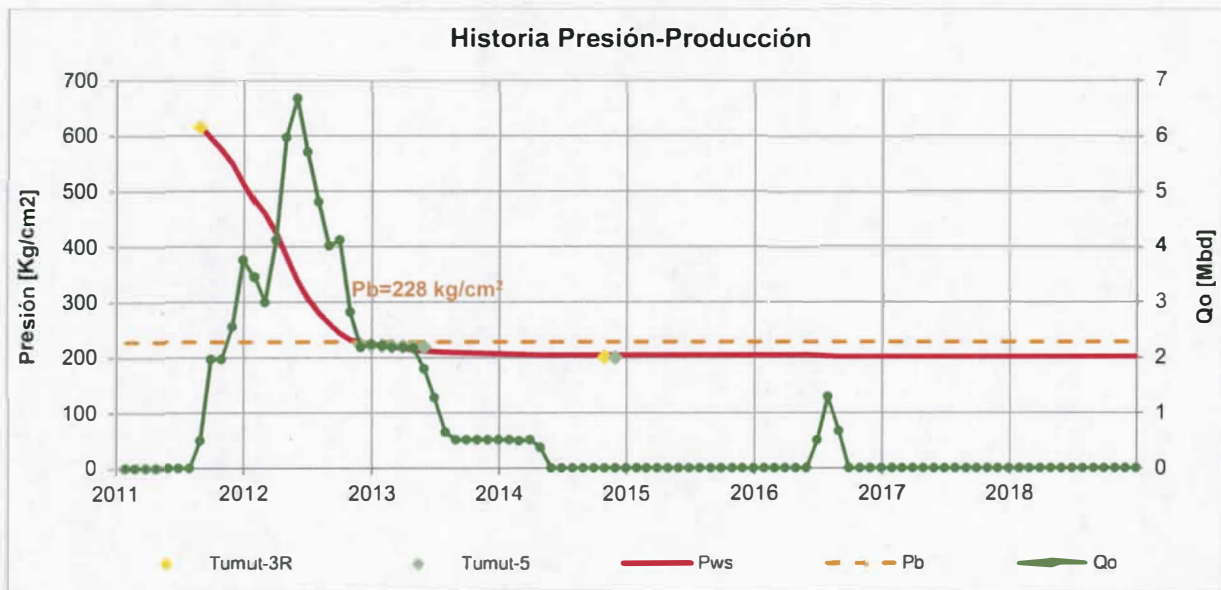


Figura 19. Comportamiento presión-producción, Campo Tumut

En este sentido se advierte que las condiciones no son óptimas para desarrollar nueva infraestructura en la Asignación, correspondiente a la perforación y terminación del pozo y la reparación mayor que se encontraban planteadas en el Plan vigente.

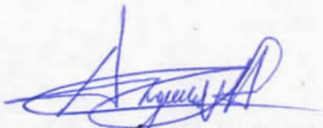
Por lo antes expuesto, resulta técnicamente procedente recomendar a la Secretaría de Energía la modificación del Anexo 2 del Título de Asignación, a fin de que sea coincidente con las actividades propuestas por PEP en la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, en los siguientes términos:

Actividad	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total
Perforación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terminación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RMA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Lo anterior tomando en consideración lo expuesto por el Asignatario respecto a la incertidumbre geológica, al comportamiento de presión producción y a la disminución de reservas de hidrocarburos.

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

ELABORÓ



ING. ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ

Directora de Área
Dirección General de Dictámenes de Extracción

ELABORÓ



ING. JOSÉ ALFREDO FUENTES SERRANO

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

ELABORÓ



ING. SAMUEL ISAÍ VELÁZQUEZ PAREDES

Subdirector de Área
Dirección General de Dictámenes de Extracción

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including "MHT", "RC", and other illegible marks.



ELABORÓ

MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA

Directora General Adjunta
Dirección General de Prospectiva y
Evaluación Económica

REVISÓ

MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO

Directora General
Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción

REVISÓ

MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PAÉZ

Director General
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

REVISÓ

MTRO. JORGE LUIS PÉREZ OLEA

Director General
Dirección General de Prospectiva y
Evaluación Económica

REVISÓ

**ING. ROBERTO GERARDO CASTRO
GALINDO**

Director General Adjunto
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-0354-M Campo Tumut.