

Asignación A-0151-M - Campo Homol

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

Pemex Exploración y Producción

Octubre 2019



777



Comisión Nacional de Hidrocarburos

I.	DATOS GENERALES DEL ASIGNATARIO	4
II.	RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN	6
III.	CRITERIOS DE EVALUACIÓN	7
IV.	ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN	8
A)	CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN.....	8
B)	MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN.....	11
C)	VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS.....	11
D)	COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO.....	13
E)	COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO.....	16
F)	ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	18
G)	EVALUACIÓN ECONÓMICA	22
H)	MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	28
I)	PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL.....	40
V.	MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN.....	41
VI.	SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	45
VII.	PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL.....	47
VIII.	RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO	47
A)	ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS	47
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.....	47
C)	LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN Y, A PARTIR DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS	48
D)	PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS.....	48

[Handwritten signatures and initials]
 RC
 Q

E) LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN
MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES
ECONÓMICAMENTE VIABLES..... 48

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

G) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
48

**IX. OPINIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL TÉRMINO Y CONDICIÓN CUARTO
DEL TÍTULO DE ASIGNACIÓN51**

PC

777
C

I. Datos generales del Asignatario

El Asignatario promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en la Asignación A-0151-M-Campo Homol, es la empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP), por medio de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio adscrita a la Subdirección de Aseguramiento Tecnológico, con facultades para representar a PEP en términos de los artículos 44, fracción I; 46, fracción XII del Estatuto Orgánico de PEP publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 5 de enero de 2017. Los datos de la Asignación se muestran en la Tabla 1.

Concepto	DATOS DE LA ASIGNACIÓN
Nombre	A-0151-M- Campo Homol
Estado y municipio	Tabasco, Paraíso
Área de Asignación	28.185 km ²
Fecha de emisión	4-Febrero-2016
Vigencia	20 años a partir del 13 de agosto 2014
Tipo de Asignación	Extracción de Hidrocarburos
Profundidad para extracción	4570 mvbnm "Btp-ks" 5700 mvbnm "Jurásico"
Yacimientos y/o Campos	Brecha Cretácico Superior Jurásico Superior Kimmerdigiano
Colindancias	Al Este 3 km con la Asignación A-0184- M - Campo Kuil y al Sur 9 Km con la Asignación A-0090-M-Campo Chuhuk

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

La Asignación A-0151-M Campo Homol está ubicada a aproximadamente 122 km al Noreste de la Terminal Marítima de Dos Bocas en Paraíso, Tabasco, y a 40 km al Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, como se observa en la Figura 1.

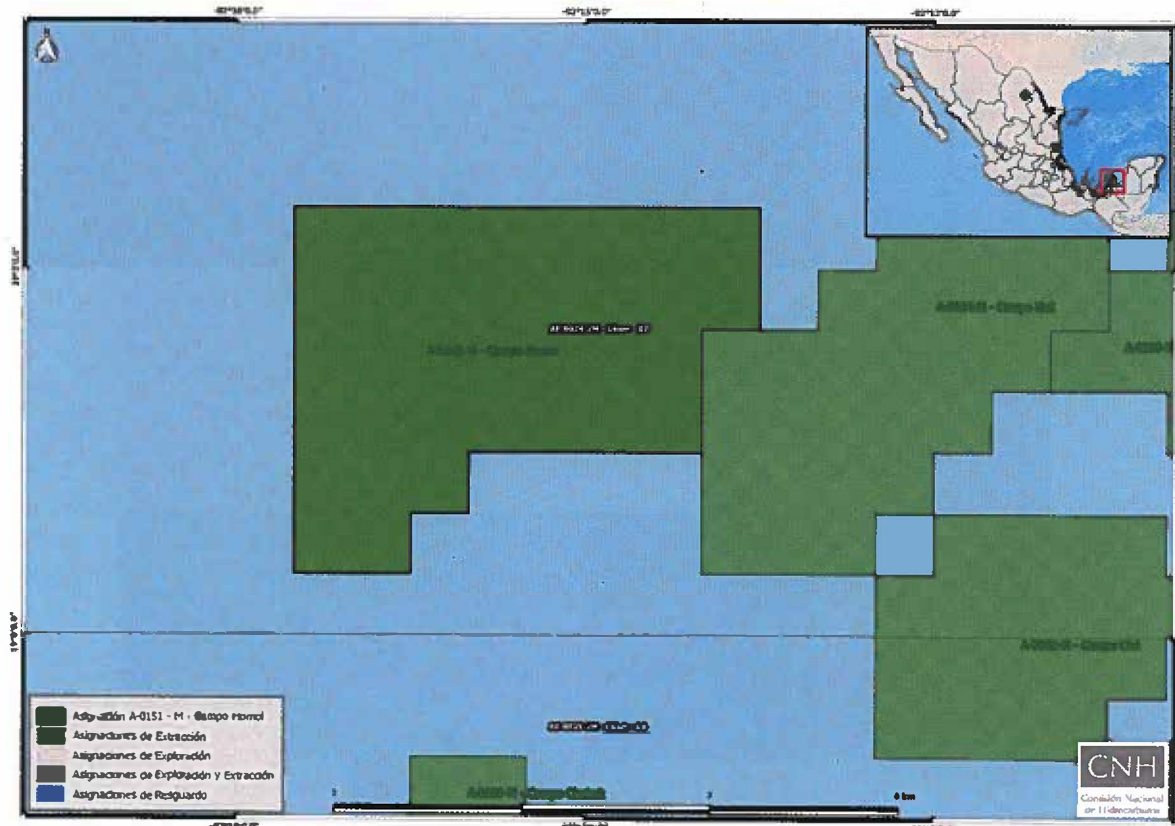


Figura 1. Ubicación de la Asignación A-0151-M-Campo Homol. (Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, en adelante referida como Comisión o CNH)

Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas que se muestran en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Vértice	Longitud oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud oeste	Latitud Norte
1	92° 17' 30"	19° 00' 30"	6	92° 14' 00"	19° 01' 30"
2	92° 17' 30"	19° 03' 30"	7	92° 16' 00"	19° 01' 30"
3	92° 13' 30"	19° 03' 30"	8	92° 16' 00"	19° 01' 00"
4	92° 13' 30"	19° 02' 30"	9	92° 16' 30"	19° 01' 00"
5	92° 14' 00"	19° 02' 30"	10	92° 16' 30"	19° 00' 30"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación A-0151-M-Campo Homol (Fuente: CNH con datos del Título de Asignación).

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-0151-Campo Homol.

En este sentido, con fecha 4 de febrero de 2016, la Secretaría, modificó previa opinión de esta Comisión, el Título de Asignación, emitiendo el nuevo identificado como A-0151-M-Campo Homol, el cual se encuentra vigente.

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 cinco direcciones generales de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, la Dirección General de Reservas, la Dirección General de Seguimiento de Asignaciones y la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica. Además, se consultó a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), quien es la autoridad competente para evaluar el Sistema de Administración de Riesgos y a la Secretaría de Economía (en adelante, SE), quien es la autoridad competente para evaluar el porcentaje de Contenido Nacional.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto del Plan de Desarrollo presentado por PEP para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/4/2019 dictamen Modificación Plan de Desarrollo A-0151-M-Campo Homol, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

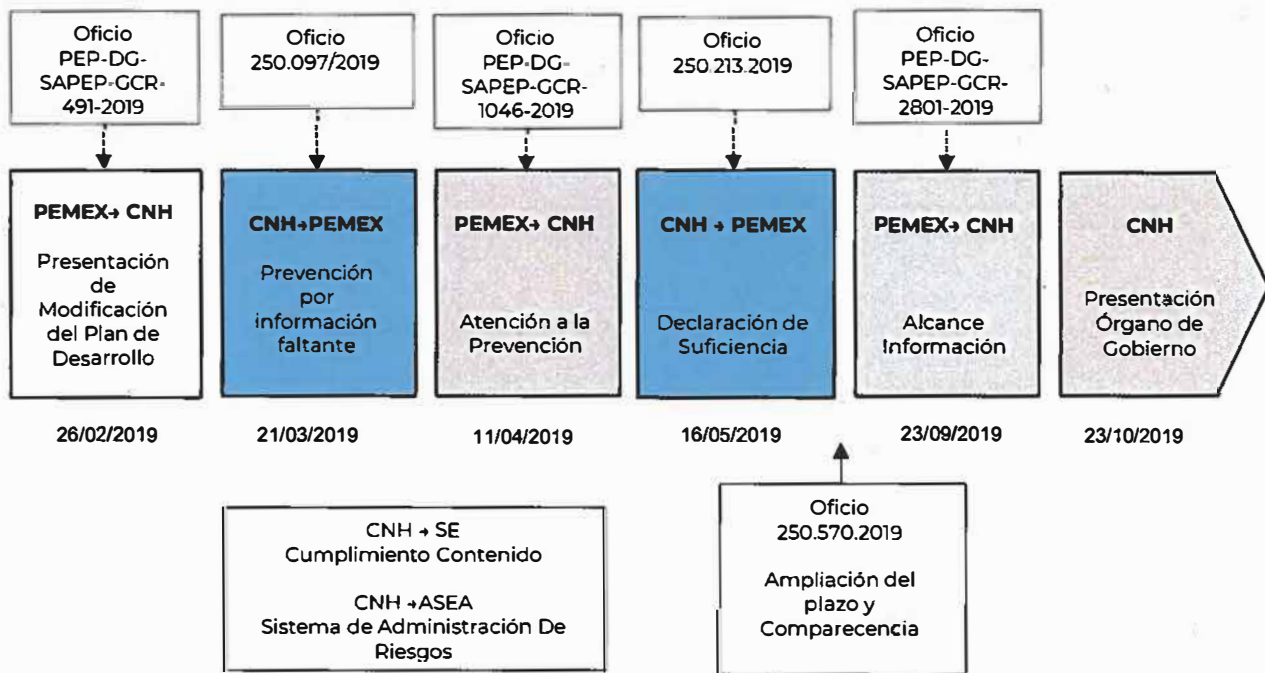


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución. (Fuente: CNH)

III. Criterios de evaluación

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

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

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

Cabe señalar que el 12 de abril de 2019, fueron publicados en el Diario Oficial de la Federación los LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos. No obstante, el Tercero Transitorio de dicho ordenamiento indica que los trámites de aprobación y modificación de Planes iniciados ante la Comisión con anterioridad a su entrada en vigor se substanciarán conforme a los lineamientos vigentes al inicio del trámite respectivo.

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan de Desarrollo presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 7, 8 fracción II, 11, 20, 40, fracción II, incisos a), b) y h) 41 de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan de Desarrollo dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación ya que la vigencia es de 20 años contados a partir del 13 de agosto de 2014.

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

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

- f) Presentó los apartados que son sujetos de modificación, en términos del Anexo II de los Lineamientos.

IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

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

Yacimiento Btp-Ks

El yacimiento Btp-Ks corresponde a un anticlinal de bajo relieve estructural, su eje principal orientado al noreste – suroeste (NE-SW), al este se encuentra parcialmente limitado por dos fallas normales de poco desplazamiento vertical, al oeste está limitado por una falla normal orientada al NE-SW, al norte está limitado por una falla normal orientada al NW-SE, al sur presenta un cierre por contornos estructurales. Está constituido por brechas de fragmentos de dolomía microcristalina y de caliza mudstone a wackestone, de intraclastos y bioclastos, parcialmente dolomitizados. La porosidad en este yacimiento es secundaria de disolución. En la Figura 3 se observa la configuración estructural del Yacimiento Btp-Ks.

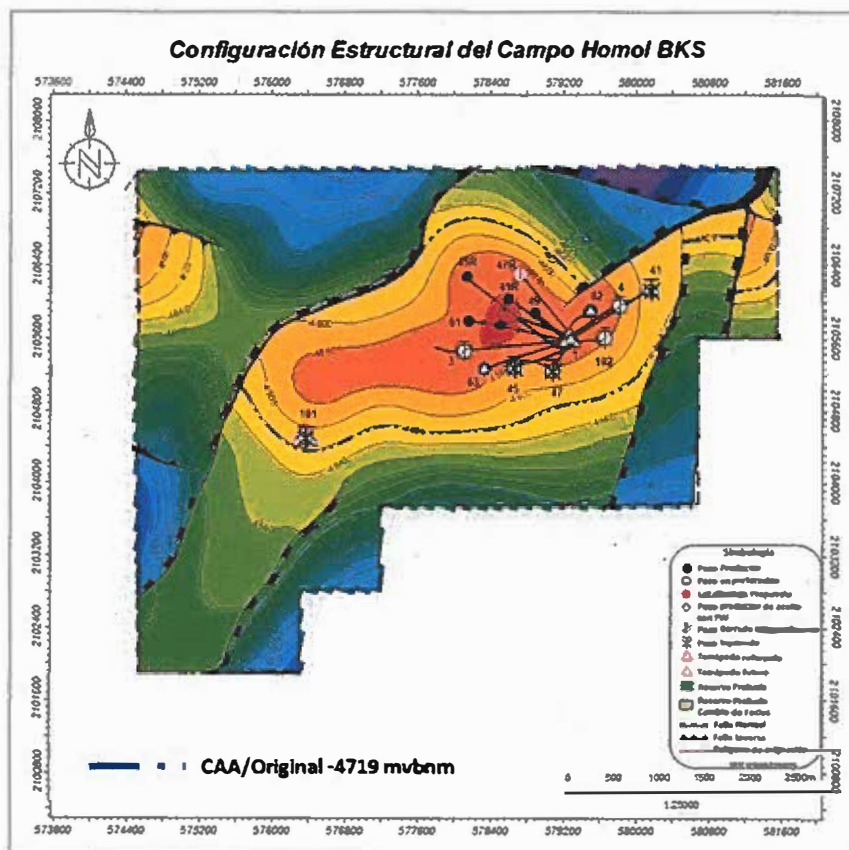


Figura 3. Yacimiento Btp-Ks (Fuente: PEP)

[Handwritten signature]

[Handwritten notes and signatures]

Yacimiento Jurásico

La estructura del yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano corresponde a un anticlinal alargado asimétrico cuyo eje axial está orientado en la dirección NE-SW, está afectado y limitado en su flanco NW por una falla normal paralela al eje de la estructura. La roca almacén está representada, hacia la parte basal por limolitas y lutitas con intercalaciones de areniscas, y dolomías micro cristalinas, con algunas intercalaciones de anhidritas; hacia la parte media está constituida por dolomías micro y meso cristalinas, y packstone de pelletoides, hacia la parte superior predominan las dolomías, y dolomías meso cristalinas, que originalmente fueron wackestone, packstone y grainstone de ooides y pelletoides, y mudstone a wackestone de pelloides, algunas veces dolomíticas. En la Figura 4 se observa la configuración estructural del Yacimiento Jurásico.

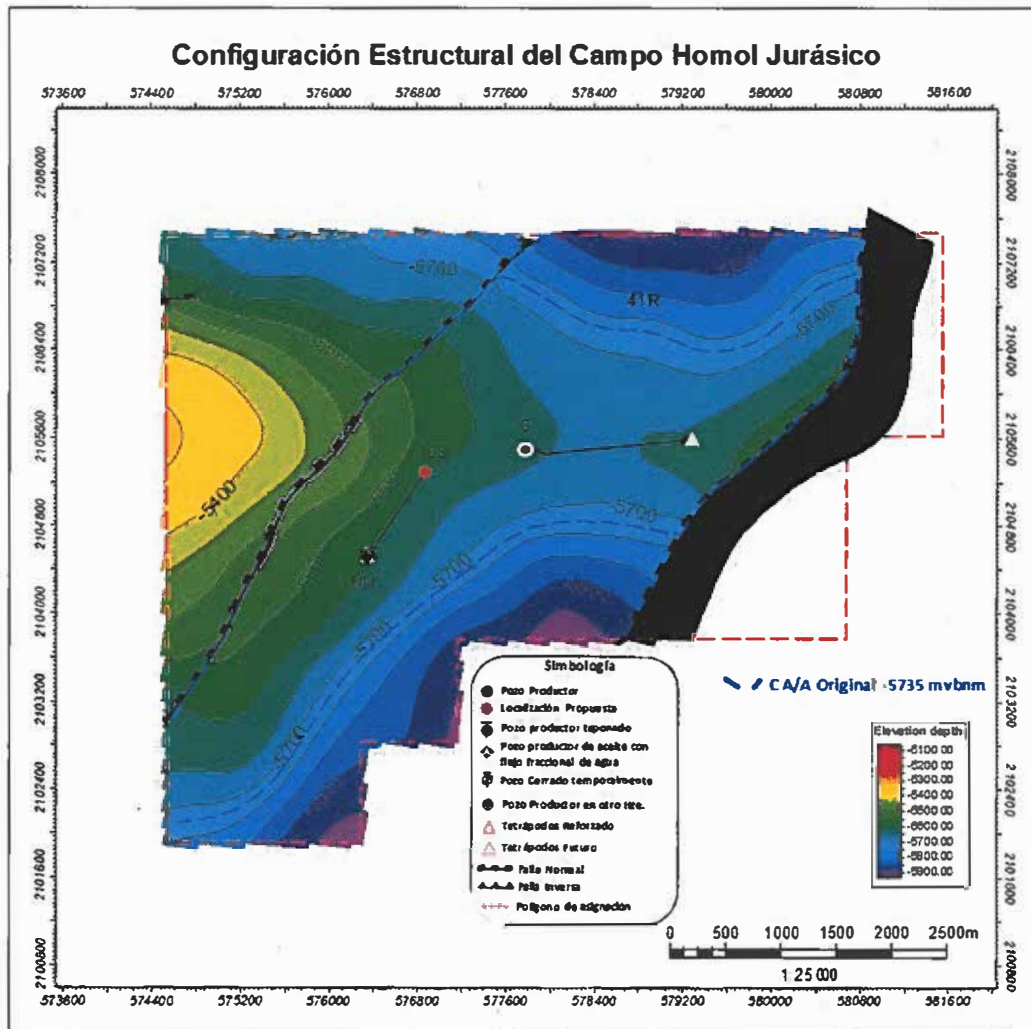


Figura 4. Yacimiento Jurásico (Fuente: PEP)

Características generales	Homol-Btp-Ks	Homol-Jurásico
Área (km ²)	16.54	11.54
Año de descubrimiento	2003	2006
Fecha de inicio de explotación	2007	-
Profundidad promedio (m)	4660	5662

Elevación o tirante de agua (m)	24	23
Pozos		
Número y tipo de pozos perforados	12 (1 vertical y 11 direccionales)	2 (Verticales)
Estado actual de pozos	9 produciendo / 1 RMA / 2 cerrados	1 taponado temporalmente / 1 taponado definitivo
Tipo de sistemas artificiales de producción	N/A	N/A
Marco Geológico		
Era, periodo y época	Mesozoico / Cretácico / Superior	Mesozoico/Jurásico / Superior
Cuenca Play	Pilar-Reforma-Akal Cretácico	Pilar-Reforma-Akal Jurásico
Régimen tectónico	Compresivo	Compresivo
Ambiente de depósito	Talud	Lagunar
Litología almacén	Brechas y Calizas Dolomitizadas	Dolomías
Propiedades petrofísicas		
Mineralogía	Carbonato de calcio y magnesio	Cuarzo, carbonato de calcio y magnesio, Anhidrita
Saturación de agua (%)	10.4	15.2
Saturación de aceite (%)	89.6	84.8
Porosidad y tipo (%)	10.2 / Efectiva	4.1 / Efectiva
Permeabilidad promedio horizontal (mD)	9.2	9.3
Espesor neto y bruto promedio (m)	63 / 93	50 / 137
Relación neto/bruto	0.68	0.37
Propiedades de los fluidos		
Tipo de hidrocarburos	Aceite Ligero	Aceite Volátil
Densidad aceite (°API) @ c.s.	37	45
Viscosidad (cp) @ c.y. / c.s	0.20/14.8	-
Relación Gas - Aceite (m ³ /m ³) inicial y actual	162/198	1328
Bo (m ³ /m ³) inicial y actual	1.61/1.63	2.78
Calidad y contenido de azufre (%mol)	1.44	-
Presión de saturación (kg/cm ²)	236	-
Factor de conversión del gas (b/Mpc)	0.21	0.21
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	1356.7	-
Tipo de hidrocarburos	Aceite Ligero	Aceite Volátil
Densidad aceite (°API) @ c.s.	37	45
Viscosidad (cp) @ c.y. / c.s	0.20/14.8	-
Relación Gas - Aceite (m ³ /m ³) inicial y actual	162/198	1328
Propiedades del yacimiento		
Temperatura (°C)	157	178
Presión inicial (kg/cm ²)	322	999
Presión actual (kg/cm ²)	285	999
Mecanismos de empuje principal y secundario	Expansión roca-fluido y Empuje hidráulico.	-
Extracción		
Métodos de recuperación secundaria	No aplica	No aplica
Métodos de recuperación mejorada	No aplica	No aplica
Gastos actuales (Mbd)	47.6	-
Gastos máximos (Mbd)	60.3	-
Corte de agua (%)	3.2	-

Tabla 3. Características generales de los yacimientos presentes en la Asignación. (Fuente: PEP)

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

El Título de Asignación A-0151-M-Campo Homol, fue adjudicado a Petróleos Mexicanos (en adelante referido como PEMEX o Asignatario) el 13 de agosto de 2014; posteriormente el 19 de enero del 2016, PEMEX manifestó estar de acuerdo en continuar con el proceso de modificación del Título de Asignación A-0151-M-Campo Homol iniciado por la Secretaría de Energía, ajustando el área y la actividad física para realizar actividades de Extracción de Hidrocarburos, estableciendo dentro del Título de A-0151-M-Campo Homol el Compromiso Mínimo de Trabajo para el área asignada.

El motivo de la Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE) de la Asignación A-0151-M Campo Homol se debe, principalmente, al cambio en la estrategia de explotación para esta Asignación, debido a que el Operador tuvo resultados favorables en las actividades de perforación y terminación de pozos, obteniendo mayor producción, además de los estudios realizados a partir de la información tomada durante la perforación permitieron la actualización del modelo estático y posteriormente, el incremento en el volumen original del yacimiento Btp-ks. Las estimaciones de Reservas de Hidrocarburos realizadas por el Operador, certificadas al 1 de enero de 2019, muestran un decremento respecto de lo consolidado por esta Comisión al 1 de enero del 2018.

Con base en el artículo 40 fracción II incisos a), b) y h) de los Lineamientos, el PDE de la Asignación A-0151-M-Campo Homol se modifica debido a:

- Que hay un cambio en la estrategia de extracción debido a que el Asignatario propone actividad adicional respecto al Plan Vigente, esto consiste en 1 perforación, 1 Reparación Mayor (RMA), 15 Reparaciones Menores (RME) y la instalación de 2 ductos y 1 plataforma. Lo anterior, a la vigencia del Título de la Asignación A-0151-M Campo Homol.
- Debido al avance en las operaciones, actualización en los volúmenes originales y en la cuantificación de reservas.
- Existe una variación en el monto total de inversión de un incremento del 27.44 % 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-0151-M-Campo Homol, debido a que existen modificaciones en el alcance del Plan y cambio en la cuantificación de las Reservas, 1 perforación, 1 RMA, 15 RME y la instalación de 2 ductos y 1 plataforma, con una inversión de 631.21 MMUSD y un gasto de operación a erogar para el mismo periodo de 246.73 MMUSD, que permitirá recuperar un volumen de 37.4 mmb de petróleo y 112.7 mmmpc de gas a la vigencia de la Asignación y 38.2 MMB de petróleo y 118.3 MMMpc de gas al límite económico de la Asignación.

c) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

La Asignación tiene una producción acumulada al 1 de enero del año 2019 de 151.66 millones de barriles (MMb) de petróleo y 178.94 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc) de gas natural; la producción en agosto de 2019 es de 40.209 miles de barriles diarios (Mbd) de petróleo y 46.262 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) de gas.

Las Reservas 1P al 1 de enero de 2019 son de 28.44 MMb de petróleo y 49.89 MMMpc de gas y se muestran en la siguiente ***Límite económico 3P abril de 2037. Premisas oficiales al 1 de enero de 2018.**

Tabla 4.

	Volumen original		Categoría de reservas	Factor de recuperación		Reservas			Producción acumulada	
	Aceite MMb	Gas natural MMMpc		1P, 2P o 3P	Aceite	Gas	Aceite	Gas	PCE	Aceite
			%		%	MMb	MMMpc	MMb	MMb	MMMpc
2019*	387.3	445.6	1P	46.6	51.7	28.44	49.89	38.94	151.66	178.94
	419.2	684.0	2P	45.3	43.5	38.2	118.3	63.2		
	419.2	684.0	3P	45.3	43.5	38.2	118.3	63.2		
2018	256.4	415.8	1P	68.8	54.7	41.6	67.3	55.8	134.9	160.1
	288.4	654.2	2P	64.4	44.7	50.9	132.5	78.9		
	288.4	654.2	3P	64.4	44.7	50.9	132.5	78.9		
2017	256.4	415.8	1P	71.6	57.2	65.7	95.9	79.7	117.9	141.8
	288.4	654.2	2P	66.8	46.1	74.8	159.7	98.1		
	288.4	654.2	3P	66.8	46.1	74.8	159.7	98.1		
2016	256.4	415.8	1P	71.3	57.6	83.9	119.0	104.9	98.9	120.4
	288.4	654.2	2P	66.6	46.6	93.3	184.6	125.9		
	288.4	654.2	3P	66.6	46.6	93.3	184.6	125.9		
2015	244.0	399.8	1P	68.5	57.7	88.6	135.1	113.8	78.4	95.7
	256.4	415.8	2P	71.3	57.6	83.9	119.0	135.5		
	288.4	654.2	3P	66.6	46.6	93.3	184.6	135.5		

*Límite económico 3P abril de 2037. Premisas oficiales al 1 de enero de 2018.

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

A continuación, en la Figura 5 y Figura 6 se pueden observar respectivamente, las Reservas de petróleo y gas de los años 2015 a 2019 para la Asignación A-0151-M-Campo Homol.

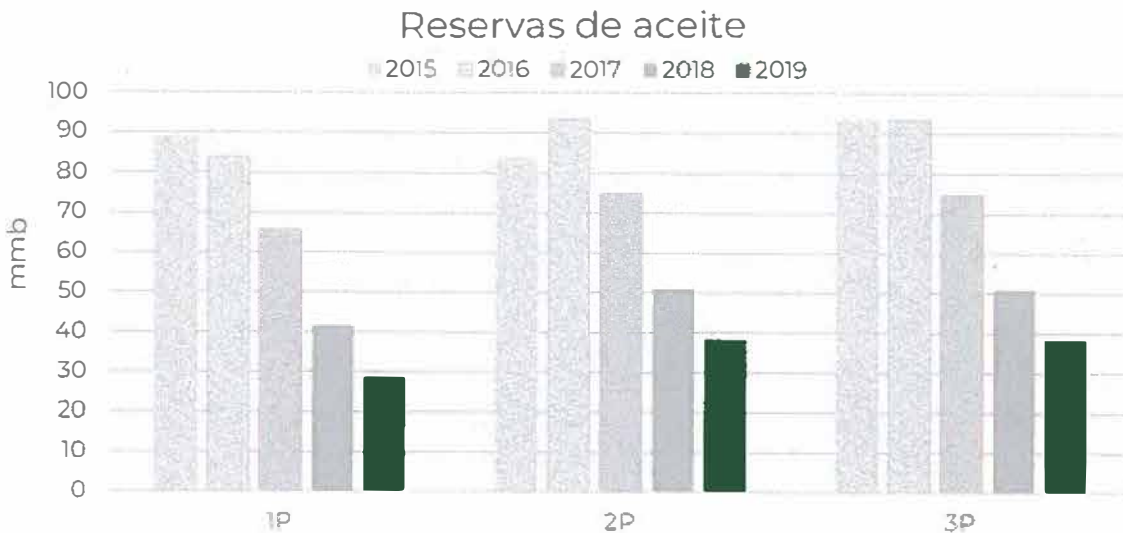


Figura 5. Evolución de las Reservas de petróleo de la Asignación A-0151-M-Campo Homol (Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

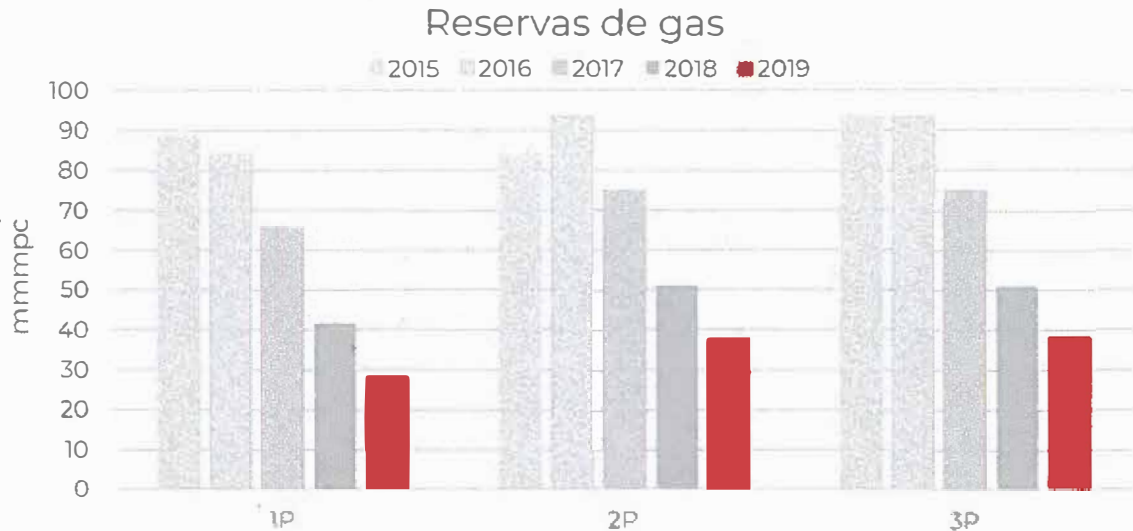


Figura 6. Evolución de las Reservas de Gas Natural de la Asignación A-0151-M-Campo Homol
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

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 realizó 4 perforaciones en los años 2015 a 2018 dentro de la Asignación.

La comparación de avance para el periodo comprendido de 2015-2018 para los costos y actividades físicas, entre lo real ejecutado por el Asignatario y lo contemplado en el Plan Vigente para la Asignación A-0151-M-Campo Homol, se muestra en la Tabla 5.

Metas físicas		2015	2016	2017	2018	Total
Perforación (núm.)	PDE vigente	1	0	0	0	1
	Real	1	1	2	0	4
Terminación (núm.)	PDE vigente	1	0	0	0	1
	Real	1	1	2	0	4
Reparaciones Mayores (núm.)	PDE vigente	0	0	0	0	0
	Real	0	0	0	4*	4
Inversión (MMUSD)	PDE vigente ¹	155.61	151.51	98.75	82.83	488.7
	Real ²	39.35	73.21	164.33	136.14	413.03
Gasto de operación (MMUSD)	PDE vigente ¹	22.41	73.21	164.33	136.14	396.09
	Real ²	20.40	18.71	39.32	30.39	108.82

*Incluye la RMA del pozo Homol-47 la cual se extendió en tiempo, programada su terminación en abril de 2019.

¹Inversiones 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 1.19923

²Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a pesos@2019 (T.C. 20.5 pesos/usd). Los factores de inflación utilizados para la actualización son: 2015 = 1.15980373; 2016 = 1.12438559; 2017 = 1.08831730; 2018 = 1.03859684

Tabla 5. Comparación de avance entre el Plan vigente vs real ejecutado, en la Asignación A-0151-M Campo Homol (Fuente: CNH con información presentada por PEP).

Modificación al PDE (Vigencia de la Asignación)																	
Actividad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Subtotal 2019-2034
Perforación	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Terminación	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Ductos	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Plataformas	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
RMA	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
RME	1	2	0	0	8	0	0	0	0	2	0	0	0	0	2	0	15
Taponamientos	0	0	0	0	0	0	0	12	0	0	0	0	0	0	0	0	12
Abandono	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Modificación al PDE ¹ (límite económico)							
Actividad	2035	2036	2037	2038	2039	Subtotal 2035-2042	Total 2019-2042
Perforación	0	0	0	0	0	0	1
Terminación	0	0	0	0	0	0	1
Ductos	0	0	0	0	0	0	2
Plataformas	0	0	0	0	0	0	1
RMA	0	0	0	0	0	0	1
RME	0	0	0	0	0	0	15
Taponamientos	0	0	0	2	0	2	14
Abandono	0	0	0	3	2	5	6

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

Sin perjuicio de lo anterior, el Asignatario deberá tomar en consideración que el límite económico de la Asignación se encuentra previsto hasta el año 2037, aunque la vigencia de ésta termina en el año 2034, por lo tanto, las actividades (a excepción del Abandono) que se realicen con posterioridad al plazo anteriormente señalado, quedarán sujetas a que PEP, cuente con derechos de Extracción que le permitan continuar con la misma al amparo de una Asignación o Contrato, conforme al artículo 5 de la Ley de Hidrocarburos.

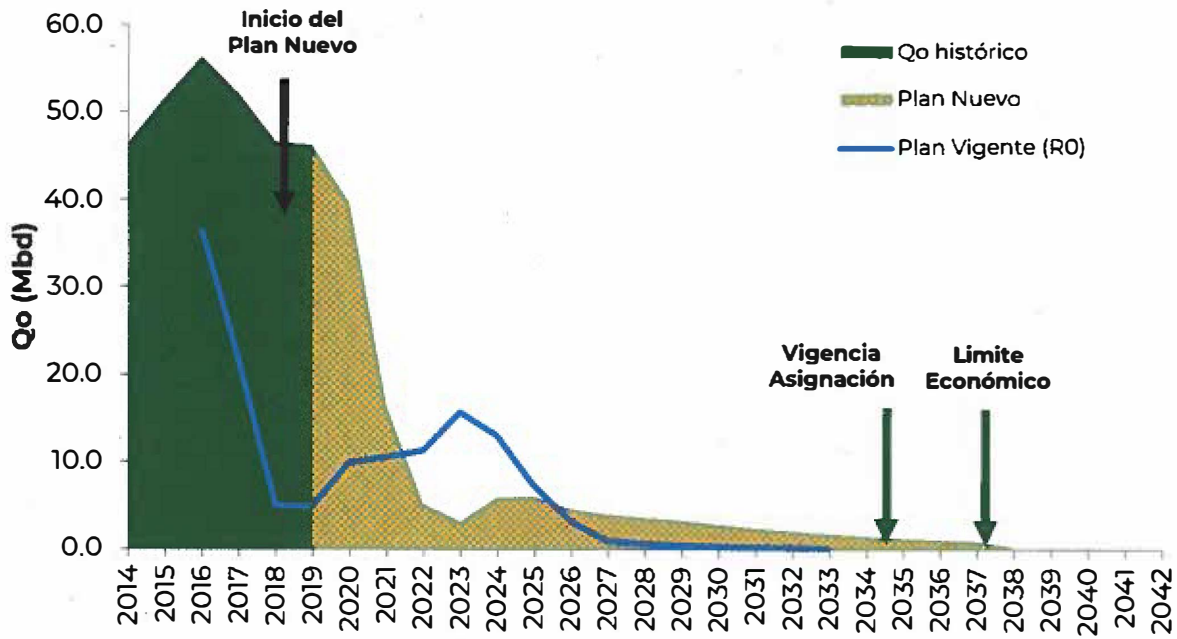
En la *Límite económico 2P abril de 2037. Premisas oficiales al 1 de enero de 2018.

Figura y Límite económico 2P abril de 2037. Premisas oficiales al 1 de enero de 2018.

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

Aceite	Plan vigente 2015-2034	Plan Modificado 2019-2034	NP [MMB] (2007-2034)
Volumen a recuperar [mmb]	51.6	37.4	188.9

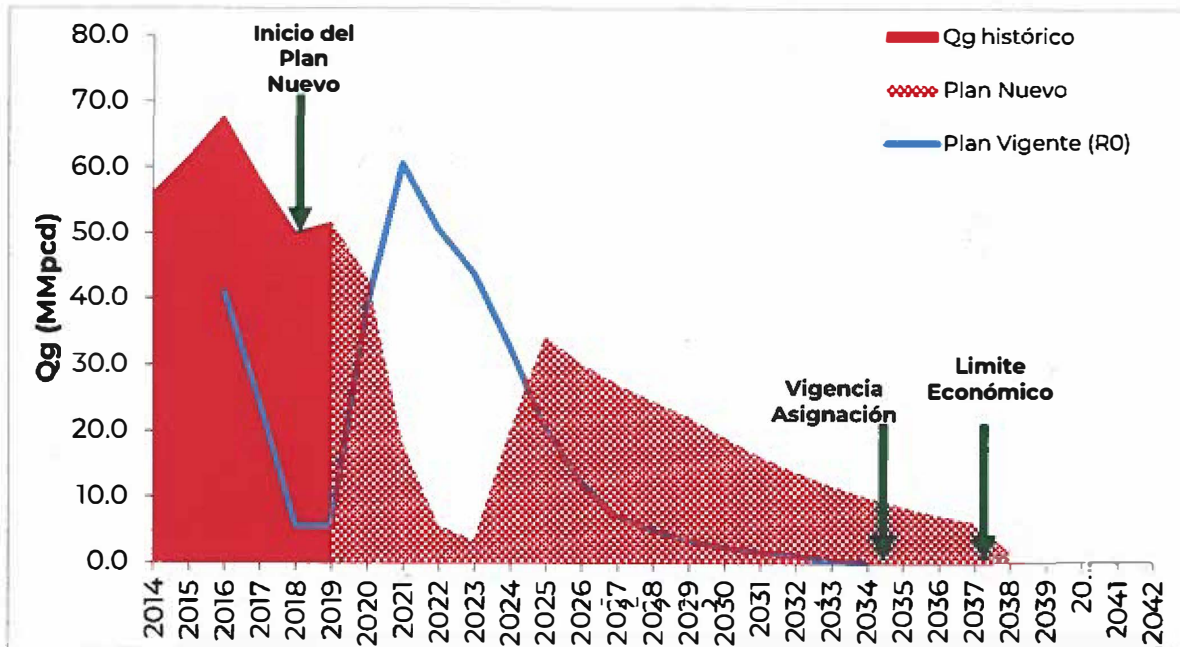
¹ Actividad propuesta al límite económico.



*Limite económico 2P abril de 2037. Premisas oficiales al 1 de enero de 2018.

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

Gas	Plan vigente 2015-2034	Plan Modificado 2019-2034	GP [MMMPC] (2007-2034)
Volumen a recuperar [mmmpc]	130.1	112.7	290.8



*Limite económico 2P abril de 2037. Premisas oficiales al 1 de enero de 2018.

Figura 8. Perfiles de producción de gas. (Fuente: PEP)

Hidrocarburo	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	NP (2019- 2034)
Producción de petróleo (mbd)	39.57	16.53	5.1	3.06	5.8	5.94	4.51	3.89	3.53	3.18	2.75	2.34	1.98	1.68	1.43	1.21	37.4
Producción de gas (mmpcd)	43.32	18.1	5.58	3.32	19.89	34.37	30.23	27.21	24.7	22.26	19.17	16.28	13.84	11.77	10	8.5	112.7

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

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

Alternativa 1: Considera continuar con la producción en el yacimiento Btp-ks mediante el mantenimiento de la producción base, realizando estimulaciones y limpiezas de aparejo, asimismo considera la implementación del sistema artificial de bombeo neumático en los pozos de la plataforma Homol-A con la finalidad de continuar con la producción cuando presenten alta producción de agua y asegurar la recuperación de la reserva remanente. Como infraestructura adicional, se contempla la construcción de un gasoducto de 12" x 13.2 km de la plataforma Chuc-B a la plataforma Homol-A para suministrar el gas de BN. Adicionalmente, este escenario considera iniciar la extracción del yacimiento Jurásico mediante la recuperación del pozo exploratorio Homol-101 y la perforación de un pozo adicional desde la plataforma futura tipo Sea Horse Homol-101, así como la construcción de un oleogasoducto de 12" x 3.1 km de la plataforma Homol-101 a la plataforma Homol-A.

Alternativa 2: Considera continuar con la producción en el yacimiento Btp-ks mediante el mantenimiento de la producción base, realizando estimulaciones y limpiezas de aparejo, sin embargo, la extracción del yacimiento Btp-ks sólo mediante flujo natural, es decir sin la implantación del sistema artificial de bombeo neumático. Además, se adiciona una reentrada, por lo que se incrementa el número de intervenciones. En el caso del yacimiento Jurásico, se plantea su explotación mediante tres pozos, por lo que se agrega la perforación y terminación de un pozo.

Alternativa 3: Considera continuar con la producción en el yacimiento Btp-ks mediante el mantenimiento de la producción base, realizando estimulaciones y limpiezas de aparejo, además se evalúa la implementación del sistema artificial de bombeo electrocentrífugo en vez de bombeo neumático para explotar el yacimiento Btp-ks, reduciendo el número de ductos e incrementando una plataforma de apoyo, así mismo se consideran las intervenciones para instalar el equipo BEC en los pozos y un mayor número de reparaciones menores para el cambio de las bombas electrocentrífugas aproximadamente cada 2 años.

La alternativa 1 y la alternativa 3 plantean la recuperación del total de las reservas estimadas en el campo, sin embargo, la alternativa 3 presenta mayor inversión derivada de la implementación del bombeo electrocentrífugo, lo cual impacta negativamente en el Valor Presente Neto en la alternativa. Por lo anterior, la alternativa seleccionada por parte del Operador es la alternativa 1. En la siguiente Tabla, se observan las características principales de las 3 alternativas analizadas.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Características	Alternativa 1 (seleccionada)	Alternativa 2	Alternativa 3
Metas Físicas (Número)			
Terminación de Pozos de Desarrollo	1	2	1
Intervenciones Mayores	1	2	1
Intervenciones Menores	15	18	26
Estructuras marinas	1	1	2
Ductos	2	1	1
Producción			
Aceite (MMb)	38.2	36.9	38.2
Gas (MMMpc)	118.3	117.1	118.3
Gastos de operación (MMUSD)			
	255.7	248.9	255.7
Inversiones (MMUSD)			
	646.8	660.9	784.8
Indicadores económicos			
VPN AI (MMUSD)	1,471.8	1,430.0	1,357.8
VPN DI (MMUSD)	1.7	-19.1	-109.1
VPI (MMUSD)	436.7	447.6	545.7
VPN/VPI AI (MMUSD)	3.4	3.2	2.5
VPN/VPI DI (MMUSD)	0.0	-0.0	-0.2

Tabla 7. Resumen de las alternativas propuestas para la extracción (Fuente: Comisión con información de PEP)

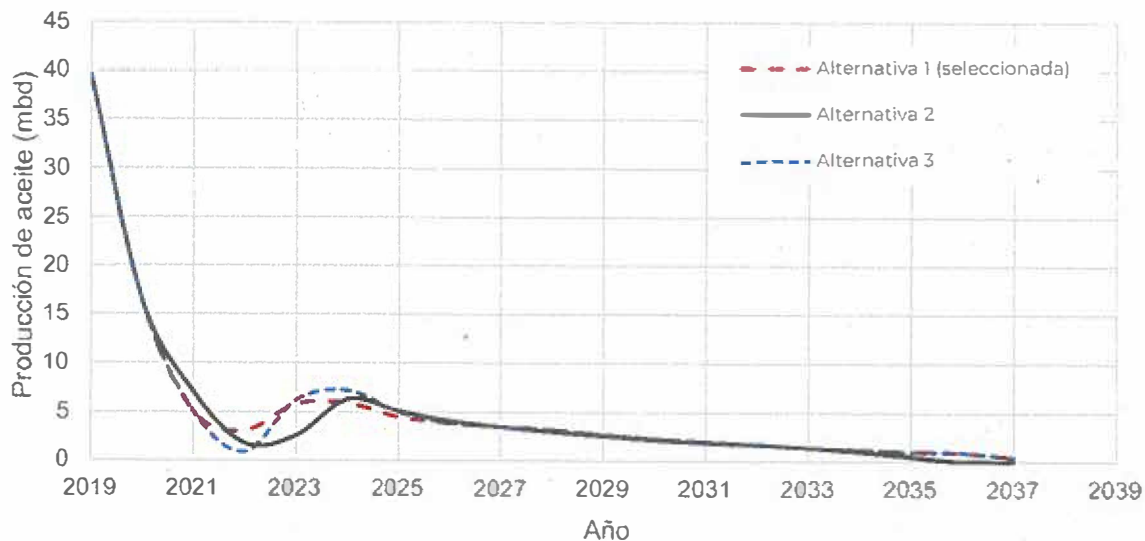


Figura 9. Pronóstico de las alternativas propuestas por PEP

[Handwritten signature]

[Handwritten signature and initials]

Plan	Pronóstico de aceite										
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Alternativa 1 (Mbd)	39.6	16.5	5.1	3.1	5.8	5.9	4.5	3.9	3.5	3.2	2.7
Alternativa 2 (Mbd)	39.6	16.5	7.1	1.8	2.6	6.3	5.1	4.1	3.5	3.0	2.6
Alternativa 3 (Mbd)	39.6	16.5	5.1	0.9	6.2	7.2	5.0	3.9	3.5	3.2	2.7
Plan	Pronóstico de aceite										
	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	Total (MMb)		
Alternativa 1 (Mbd)	2.3	2.0	1.7	1.4	1.2	1.0	0.9	0.4	38.2		
Alternativa 2 (Mbd)	2.2	1.9	1.7	1.4	1.0	0.5	-	-	36.9		
Alternativa 3 (Mbd)	2.3	2.0	1.7	1.4	1.2	1.0	0.9	0.4	38.2		

*Las cifras pueden variar por redondeo

Adicionalmente, el Operador considera las siguientes actividades de toma de información:

Toma de Información	Descripción
1 núcleo	Para la localización Homol-103 se tiene programado cortar 1 núcleo dentro del yacimiento Jurásico.
9 registros convencionales	Se tiene programadas corridas con los siguientes registros: Resistividad, Rayos gamma, Espectroscopia de rayos gamma, Neutrón Compensado, Litodensidad, Geometría de agujero azimutal, Registro para evaluar cementaciones, Imágenes ultrasónicas y el Giroscópico del pozo
3 registros especiales	Por programa se espera poder correr 3 registros especiales en algunos de los pozos del campo Homol: Imágenes resistivas, Resonancia Magnética y Sonico Dipolar

Tabla 8. Toma de información (Fuente: PEP)

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

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

Este análisis sirve para calcular la recuperación final estimada que podría tener la Asignación, es importante mencionar que en este balance de materia no se toma en cuenta el límite económico, ya que el cálculo se realiza a través de la pendiente de la ecuación de la curva en la gráfica (Figura y Tabla 9).

Handwritten notes and signatures in blue ink, including the number '777' and the letters 'RCC'.

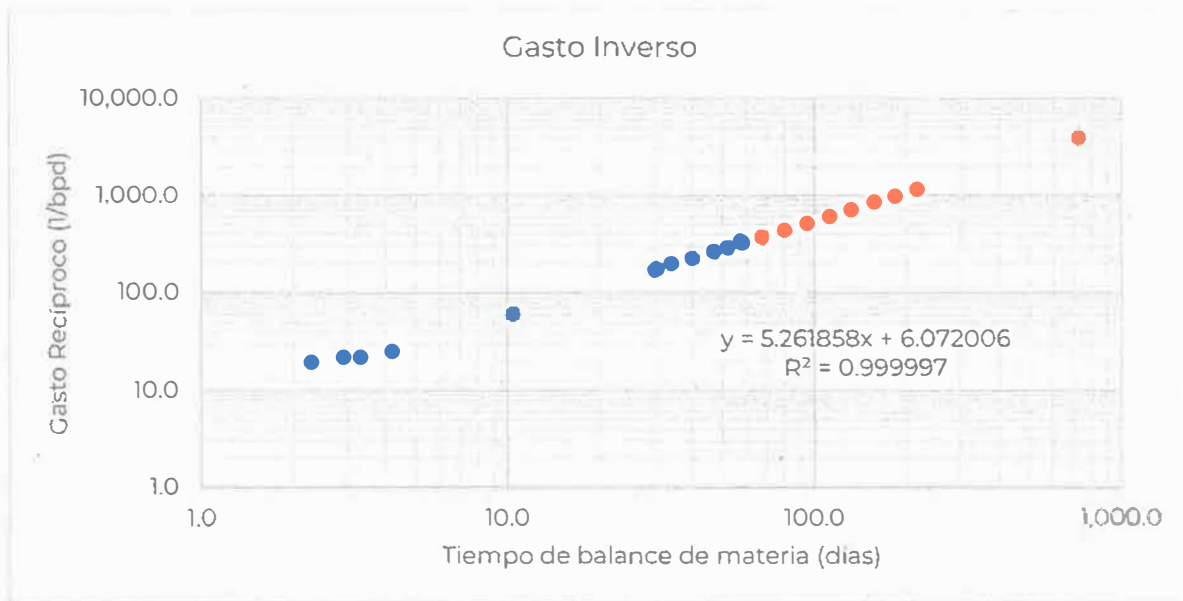


Figura 10. Análisis de Gasto inverso (Fuente: CNH)

Asignación Homol	Cálculo CNH ²	PEMEX
Recuperación final estimada (MMb) total	190.2	189.6

Tabla 9. Recuperación final estimada cálculo CNH.

Mecanismos de empuje

Cabe destacar que, en lo referente al mecanismo de empuje del yacimiento respecto al factor de recuperación, el Asignatario define a la expansión roca fluido y al empuje hidráulico como mecanismos de producción para el yacimiento Btp-Ks. La presión inicial estimada es de 322 kg/cm², la presión actual estimada es de 285 kg/cm², por lo que dicha presión actual se encuentra por encima de la presión de saturación, la cual es de 236 kg/cm².

² No considera el límite económico, es estimada a través de la pendiente de la tendencia final de la curva.

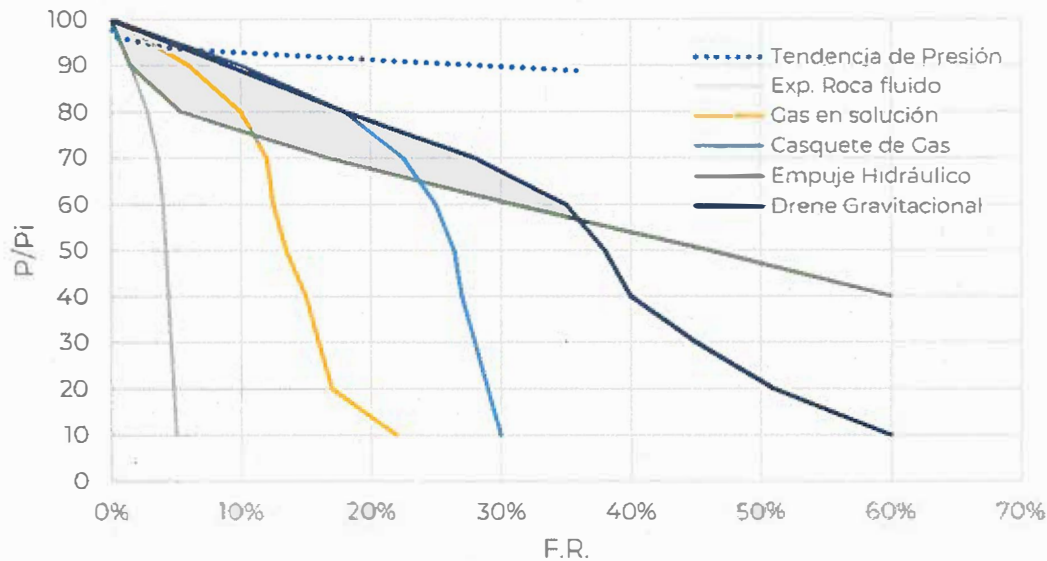


Figura. 11. Mecanismo de empuje presente en el yacimiento (Fuente: PEP)

La caída de presión histórica en el yacimiento está asociada, a decir del Asignatario, a una producción de 33.63 MMbbls de petróleo, equivalentes a un factor de recuperación actual de 36.1%. El mantenimiento de presión originado principalmente por el empuje hidráulico ha coadyuvado a que el yacimiento se encuentre bajosaturado a lo largo de su vida productiva.

Comparativo del Campo Homol con campos análogos

Con el objeto de contar con una referencia para evaluar si el Asignatario propone una modificación al PDE del campo Homol procurando la maximización del factor de recuperación, la Comisión realizó una comparación de los factores de recuperación con campos nacionales e internacionales de características y propiedades similares a las del yacimiento Btp-Ks del campo Homol. En la Tabla 10 se muestran las características y propiedades utilizados para la selección de los campos análogos.

Criterio de búsqueda de campos análogos	Rango / Valor
Tipo de hidrocarburo	Petróleo
Ubicación	Marino
Densidad API	32-42
Ambiente deposicional	Carbonatos – alta y baja energía
Roca yacimiento	Carbonatos
Mecanismos de empuje	Acuífero
Edad del yacimiento	Cretácico

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

De esta misma forma, en la Tabla 11 se integraron aquellos campos nacionales e internacionales a manera de recolección de experiencias de explotación en yacimientos análogos con características similares.

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

Concepto	Homol	Chuhuk	Kuil	Kitina (Congo)	Zakum (Emiratos Árabes Unidos)
<i>Tipo de Fluido</i>	Petróleo Ligero	Petróleo Volátil	Petróleo Ligero	Petróleo Ligero	Petróleo Ligero
<i>°API</i>	37	41	37	34	36
<i>Ubicación</i>	Marino	Marino	Marino	Marino	Marino
<i>Litología</i>	Carbonatos	Carbonatos	Carbonatos	Carbonatos	Carbonatos
<i>Porosidad Promedio [%]</i>	9	9.8	9.7	23	25
<i>Recuperación</i>	Primaria	Primaria	Primaria	Secundaria	Secundaria
<i>Edad de yacimiento</i>	Cretácico	Cretácico	Cretácico	Cretácico	Cretácico

Tabla 11. Propiedades generales de los campos análogos. (Fuente: CNH)

Como parte de la comparativa nacional, se eligieron los campos Chuhuk y Kuil, ambos a menos de 10 km de distancia entre los vértices más cercanos a la Asignación A-0151-M-Campo Homol.

Así mismo, se integraron campos internacionales con información de base de datos especializada, disponible para fines comparativos de factor de recuperación y propiedades petrofísicas de yacimiento. Dicho análisis efectuado es útil para distinguir la efectividad de la estrategia de explotación del campo respecto de campos análogos, con un criterio de búsqueda detallado en Tabla 10.

Se definieron los campos Kitina en la República Democrática del Congo y el campo Zakum en Emiratos Árabes Unidos, ambos se describen a continuación.

El campo Kitina se localiza en la cuenca inferior del Congo, en un tirante de agua de ~ 300 m, se ha logrado alcanzar un factor de recuperación de ~ 35% a través del desarrollo del campo con levantamiento artificial de la producción, fracturamiento hidráulico e inyección de gas en la cresta de la estructura, así como inyección de agua periférica para mejorar el factor de recuperación.

Por su parte el campo Zakum se localiza en las costas del Golfo Pérsico, en Emiratos Árabes Unidos. se ha logrado llegar a un factor de recuperación de 40% a través de inyección de agua apenas 5 años después del inicio de la producción, así como la perforación de pozos de desarrollo con arquitectura horizontal e inyección de gas en la cresta de la estructura. Así mismo, las prácticas de estimulación de la formación en la terminación de los pozos productores incluyeron prácticas como estimulaciones ácidas, fracturamiento hidráulico y fracturamiento ácido.

Se distingue el hecho de que el valor del promedio aritmético del factor de recuperación de los campos análogos internacionales, seleccionados con base en los criterios establecidos en la Tabla 10, provenientes de datos especializada, así como aquellos tomados de campos análogos nacionales seleccionados por parte del Asignatario, considerados en la presente evaluación, arroja un promedio aritmético de 31.06 %, el cual es menor al factor de recuperación proyectado para la modificación del Plan de

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Desarrollo para la Extracción del campo Homol, con lo que se determina que el soporte de presión ejercido por parte del acuífero.

Del análisis realizado por esta Comisión, se observa que el factor de recuperación final estimado para el campo Homol, está acorde con otros campos similares a nivel nacional e internacional y, por lo tanto, las actividades propuestas en esta modificación procuran la maximización del Factor de Recuperación.

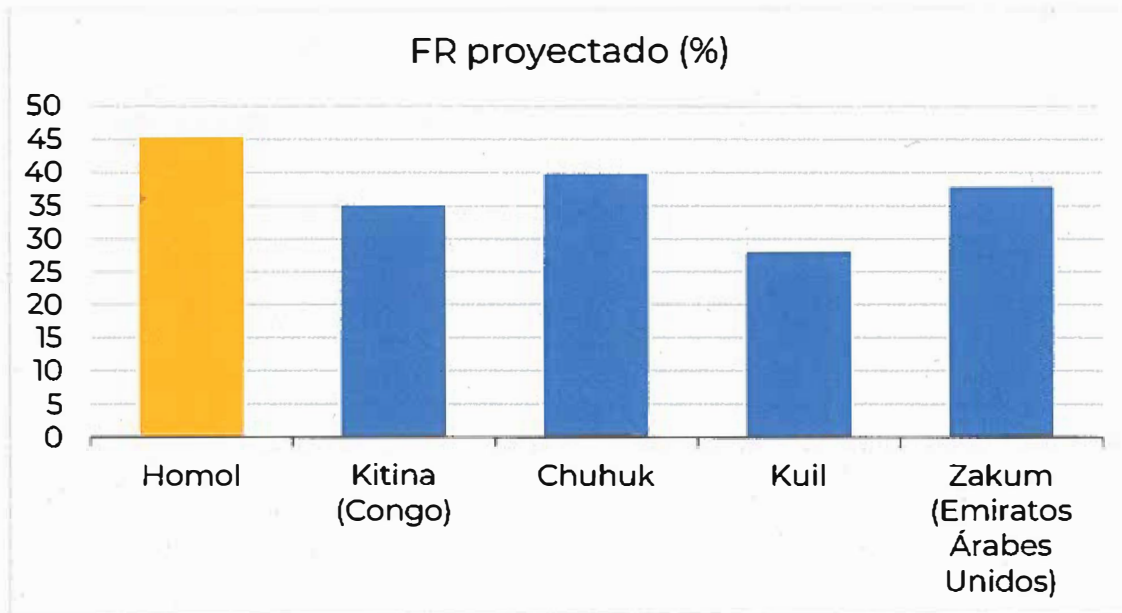


Figura 12. Factores de recuperación de campos análogos para Homol. (Fuente: Comisión)

Campo	País	Época Geológica	Factor de Recuperación [%]
Homol	México	Mesozoico	45.3
Kitina (Congo)	República Democrática del Congo	Mesozoico	35
Chuhuk	México	Mesozoico	39.8
Kuil	México	Mesozoico	28
Zakum (Emiratos Árabes Unidos)	Emiratos Árabes Unidos	Mesozoico	37.8

Tabla 12. Factores de recuperación análogos para el campo Homol. (Fuente: PEP/Comisión)

g) Evaluación Económica

La opinión económica relativa a la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0151-M-Campo Homol (la Solicitud de Modificación), se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente:

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

[Handwritten signature in blue ink]

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

a) Variación de los montos de inversión y gastos operativos

El Plan de Desarrollo vigente para la Asignación A-0151-M-Campo Homol, considera costos totales del orden de 1,115.21 millones de dólares³, correspondientes al período 2015 a 2034⁴, de los cuales:

- 968.09 millones de dólares (86.81% del total) corresponden a inversiones, y
- 147.12 millones de dólares (13.19% del total) corresponden a gastos operativos.

Como referencia, durante los primeros 4 años de implementación del Plan de Desarrollo vigente (de 2015 a 2018), el Operador reporta⁵ costos totales erogados del orden de 543.29 millones de dólares, (428.83 millones de dólares de inversiones y 114.46 millones de dólares de gasto operativo), lo que representa un 49% de los costos totales previstos en el Plan de Desarrollo vigente.

Como parte de la Solicitud de Modificación, el Operador propone un monto total de inversiones adicionales, correspondientes al periodo de 2019 a 2034, del orden de 631.21 millones de dólares⁶, así como 246.73 millones de dólares de gastos operativos; para un presupuesto total de costos del orden de 877.94 millones de dólares.

Tal y como se muestra en la Figura 13 siguiente, lo anterior representa un incremento cercano al 28%, 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 actualizan el supuesto previsto en el artículo 40, fracción II, inciso h) de los Lineamientos.

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

⁴ El año 2034 corresponde a la vigencia de la Asignación.

⁵ De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Operador en sus reportes mensuales.

⁶ De esta cifra, 631.21 millones de dólares, 508.50 millones corresponden a inversión en el periodo 2019-2034; y 122.70 millones de dólares relacionados a la actividad de Abandono con un horizonte de tiempo a 2039.

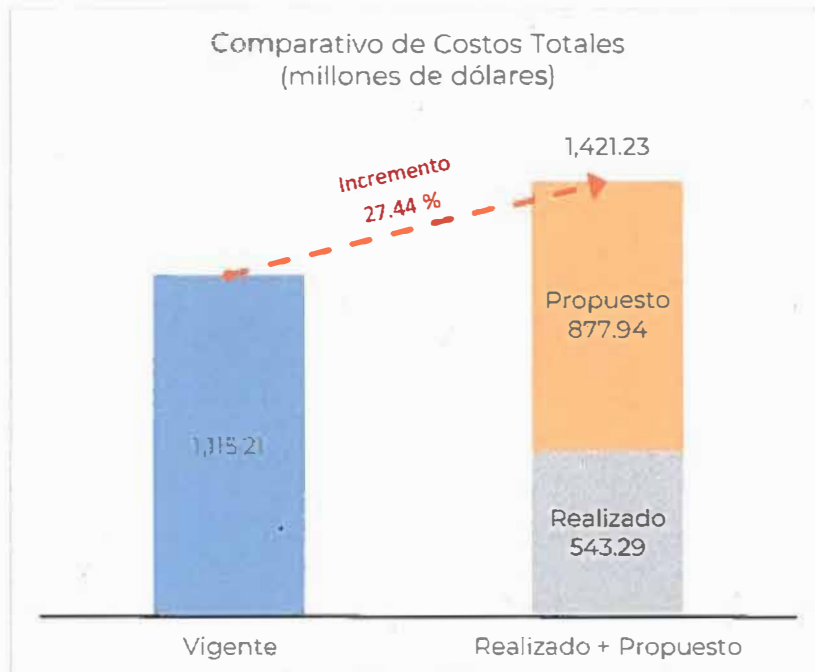


Figura 13. Comparativo de costos totales del Plan vigente respecto a la modificación del Plan (Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por el Operador)

b) 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 Operador, desglosado por "Actividad" y "Sub-Actividad", de conformidad con lo establecido en los "Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos; de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público" (los Lineamientos de Costos), 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.

Los 877.94 millones de dólares, contenidos en el Programa de Inversiones de la Solicitud de Modificación, se distribuyen en 3 Actividades, de conformidad con lo siguiente: Desarrollo (29.74%); Producción (56.28%), y Abandono (13.98%).

Asimismo, se destaca que, como parte de la Solicitud de Modificación el Operador presupuestó un rubro denominado "Otros Egresos", por un total de 526.58 millones de dólares, mismo que se refiere a erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones externas al Campo Homol.

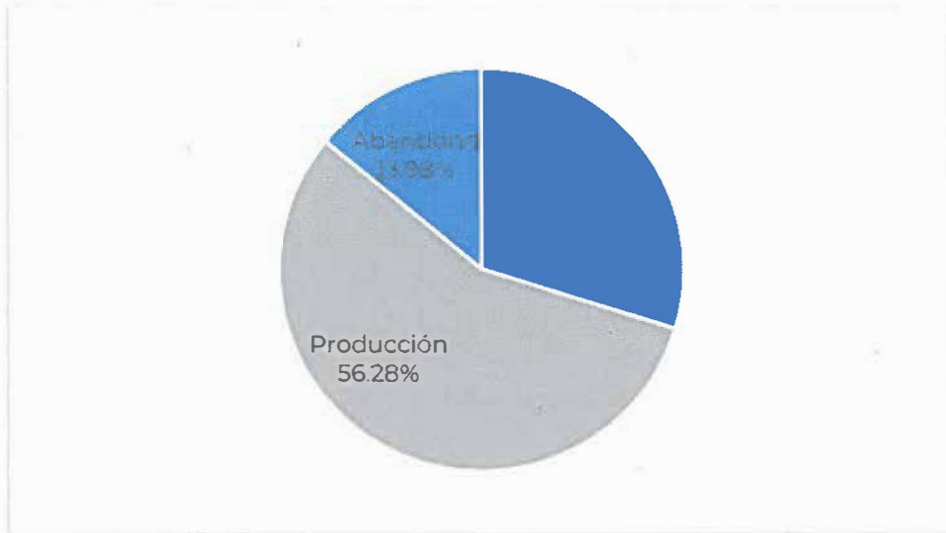


Figura 14. Distribución del Programa de Inversiones por Actividad
(Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por el Operador)

Actividad	Sub-Actividad	Total (millones de dolares)
Desarrollo	Construcción Instalaciones ^a	118.46
	General ^b	86.33
	Intervención de Pozos	12.38
	Perforación de Pozos	43.93
Producción	Construcción Instalaciones	14.36
	Ductos	10.27
	General ^c	298.10
	Ingeniería de Yacimientos	1.22
	Intervención de Pozos	43.70
	Operación de Instalaciones	86.33
	Pruebas	0.21
Abandono	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	39.94
	Desmantelamiento de Instalaciones	122.70
Total del Programa de Inversiones ^d		877.94
Otros Egresos ^e		526.58
Total gastos Plan de Desarrollo		1,404.52

Tabla 13. Desglose del Programa de Inversiones
(Fuente: Información presentada por el Operador)

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

- Incluye la construcción de 1 plataforma y 2 ductos.
- Considera 29.20 MMUSD de Inversión en administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto y plan de desarrollo con ingeniería de detalle y 57.13MMUSD de Gasto Operativo en administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto, mano de obra, compras interorganismos, materiales, tarifa logística aceite, entre otros.
- Considera 108.50 MMUSD de Inversión en administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto, construcción y adaptación de infraestructura, intervenciones a pozos operación y mantenimiento de las instalaciones de producción, entre otros y 189.60 MMUSD de Gasto Operativo en administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto, mano de obra, compras interorganismos, materiales, tarifa logística aceite, entre otros.
- Incluye inversiones y gastos de operación
- Se refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción y mantenimiento en las instalaciones fuera de la Asignación.

[Handwritten signatures and initials]

c) 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 Operador presentó dicha información de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Costos emitidos por la Secretaría de Hacienda.

d) Evaluación económica del proyecto de desarrollo del Campo Homol

d.1 Premisas de la evaluación económica

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

Premisas*	Valor	Unidades
Producción de aceite	37.43	millones de barriles
Producción de gas	112.71	miles de millones de pies cúbicos
Gas Transferido ^a	105.91	miles de millones de pies cúbicos
Precio del aceite ^b	64.27	dólares por barril
Precio del gas ^c	4.10	dólares por millar de pie cúbico
Inversiones ^d	631.21	millones de dólares
Gasto operativo ^e	246.73	millones de dólares
Otros egresos ^f	526.58	millones de dólares
Otros ingresos ^g	3.34	millones de dólares
Tasa de descuento	10.00	%
Tipo de cambio	20.5	pesos / dólar

Tabla 14. Premisas de la evaluación económica
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Notas:

- Gas producido menos gas de autoconsumo y volumen no aprovechado.
- Promedio simple del perfil de precios presentado por el Operador.
- Índice de Referencia de Precios de Gas Natural publicado por la Comisión Reguladora de Energía para la Región VI (donde se ubica el Campo Homol) en junio de 2019.
- Para efectos del cálculo del Derecho por la Utilidad Compartida, se asume que los montos erogados por Abandono del Campo son deducidos al 100% cada año. El resto de las inversiones se deducen a tasas del 25% y 10%.
- Considera un monto por 47.53 millones de dólares asociados al concepto "Reserva laboral" el cual, fue considerado como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
- Monto que el Operador refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera de Homol. En tal virtud, éste se consideró como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
- Monto que Pemex especifica se refiere a los ingresos por concepto de manejo de la producción de otros Campos en las instalaciones de Homol.

d.2 Resultados de la evaluación económica

Como resultado de la evaluación económica realizada por la Comisión respecto a la Solicitud de Modificación, se observa que, asumiendo una tasa de descuento del 10%, el valor presente neto (VPN) del proyecto antes del pago de derechos e impuestos, es equivalente a un total de 1,295.39 millones de dólares, mientras que el valor presente de las inversiones (VPI) es equivalente a 395.11 millones de dólares. Lo anterior representa

una relación de VPN/VPI de 3.28, así como una relación beneficio costo (RBC) equivalente a 2.43.

Una vez incorporado el régimen fiscal para asignaciones previsto en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH), se obtiene que, después del pago de derechos y del pago del Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH), el VPN para el Operador es de -17.14 millones de dólares. En ese sentido, bajo las premisas económicas realizadas como parte de la evaluación, se espera que el Operador obtenga una relación VPN/VPI equivalente a -0.04, así como una RBC de 0.99.

Finalmente, como parte de la evaluación económica se hizo una estimación del VPN del Operador, asumiendo el pago del Impuesto sobre la Renta (ISR) bajo las reglas establecidas en la LISH y la Ley del ISR. Bajo dicho ejercicio, el Operador obtiene un VPN -157.79 millones de dólares, lo que representa una relación VPN/VPI de -0.40, así como una RBC de 0.93.

A continuación, se muestran los resultados descritos:

Indicador	Antes del Pago de Derechos e ISR	Después del Pago de Derechos ^a	Después del Pago de Derechos e ISR ^b
VPN ^c (mmUSD)	1,295.39	-17.14	-157.79
VPI (mmUSD)		395.11	
VPN/VPI (USD/USD)	3.28	-0.04	-0.40
RBC (USD/USD)	2.43	0.99	0.93

Tabla 15. Indicadores de Evaluación

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

- a. Considera el pago del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida y el IAEEH.
- b. Considera el pago del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida, IAEEH, y el ISR.
- c. Considera un flujo de efectivo de -523.23 MMUSD asociado a Otros Egresos y Otros Ingresos, que representan un valor presente de -330.76 MMUSD dentro del ejercicio de evaluación económica.

d.3 Consideraciones

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

Al considerar únicamente los ingresos y egresos asociados al campo Homol todos los indicadores económicos resultan económicamente viables; sin embargo, al considerar el rubro "Otros egresos" por un monto total de 526.58 MMUSD de los cuales 516.94 MMUSD están asociados a erogaciones por concepto de mantenimiento y Abandono del Centro de Proceso (CP) Pol-A y 10.2 MMUSD para el mantenimiento y operación de las instalaciones de separación de fluidos del campo Chuc, los indicadores mostrados después de impuestos resultan negativos.

"En tal sentido, es importante establecer la relevancia de llevar a cabo tal erogación: El Centro de Proceso Pol-A es la instalación en la que Homol concentra su producción para su envío posterior a tierra, y en el que convergen la producción de 7 Asignaciones (Batab, Ché, Chuc, Chuhuk, Etkal, Pol y Homol); aun cuando la propia Asignación Pol ya no produzca (ya que dejará de producir en 2021), la producción de las demás Asignaciones encargadas de coadyuvar con los gastos de mantenimiento dejarán de converger en Pol en diversos horizontes de tiempo, específicamente hasta 2028, año en el que sólo Batab y Homol utilizan tal infraestructura.

[Handwritten signatures and initials]
RC
977

En consecuencia y atendiendo a la necesidad de utilizar el Centro de Proceso para la producción de Homol esta Asignación mantendrá la carga económica de asumir hasta el 88% de los costos de mantenimiento de esta."

Aunado a lo anterior, y por la misma razón, Homol participa en aproximadamente el 9% del costo de Abandono de tal centro de proceso.

Lo anterior significa la posibilidad de dar cumplimiento a la obligación de llevar a cabo las actividades de mantenimiento y Abandono de forma oportuna y segura evitando riesgos al ambiente y a la seguridad de las operaciones de las Asignaciones involucradas.

En consonancia con lo anterior, el Asignatario manifiesta que continuar con la utilización de del centro de proceso de Hidrocarburos perteneciente al Campo Pol, resulta ser la opción más eficiente en términos económicos, en comparación con construir un centro de proceso de Hidrocarburos exclusivo para el campo Homol.

h) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

La Asignación A-0151-M-Campo Homol se encuentra ubicada aproximadamente a 122 km al Noreste NE de la Terminal Marítima de Dos Bocas, en Paraíso Tabasco, y a 40 km al Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche, en tirantes de agua de 24 m de profundidad en aguas territoriales del Golfo de México, actualmente cuenta con 9 pozos productores, y derivado de una nueva estrategia de explotación se presentó la modificación al Plan de Desarrollo, con lo cual se pretende recuperar 38.2 MMb de petróleo y 118.3 MMMPC de gas, considerando el límite económico, mediante la perforación y terminación de 1 pozo, 1 RMA y la construcción de una plataforma *Sea horse* (Homol-101), para lo cual se presenta un pronóstico de producción para los años 2019-2037 de aproximadamente 5,415 bbl por día de aceite y 17 MMPCD de gas, considerando para esto actividades de mantenimiento a la producción.

De acuerdo a lo anterior, se planea para el manejo de los Hidrocarburos el desarrollo o construcción de 2 ductos (1 gasoducto BN y 1 oleogasoducto), así como la instalación de una plataforma tipo *Sea horse*, lo cual permitirá recuperar las Reservas estimadas en su categoría 2P, contando actualmente solo con una plataforma tipo tetrápodo (Homol-A), la cual envía la producción a través de 2 oleogasoductos hacia Chuc-A, con lo cual se enviarán posteriormente al CP Pol-A, antes de su envío a las instalaciones ubicadas en tierra para el acondicionamiento y proceso de los hidrocarburos con la finalidad de dejarlos en condiciones de venta comercial.

Derivado de la solicitud de Plan de Desarrollo de la Asignación A-0151-M-Campo Homol y de conformidad con lo establecido en los artículos 19, 23, 28 42, 43 y 44, de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH), la Dirección General de Medición llevo a cabo el análisis y revisión de la información presentada por el Asignatario, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos. Para lo cual se identifica la siguiente propuesta evaluada:

Actualmente el manejo de la producción del campo está centralizada en la plataforma Homol-A, contando con una red de recolección y transporte para el envío de la producción de Chuhuk, Etkal, Che y Kuil hacia la plataforma Chuc-A, donde se cuenta con un separador remoto para la separación de las fases líquido-gas, en cuanto a los líquidos son enviados a una segunda etapa de separación en el CP Pol-A vía la plataforma Chuc-1, donde se une a la producción de la Asignación campo Pol, una vez separadas estas fases

y con apoyo de producto químico y por diferencia de densidades, el agua se separa del aceite logrando realizar el drenado de agua congénita, la cual es enviada a pozos de captación.

Finalmente, una vez separado el aceite se bombea y se mide en el sistema FE-1300 A/B para dirigirse a la Terminal Marítima de Dos Bocas (TMDB) para su estabilizado, deshidratación, almacenamiento y venta en los Puntos de Medición para exportación o consumo nacional, ver Figura 15.

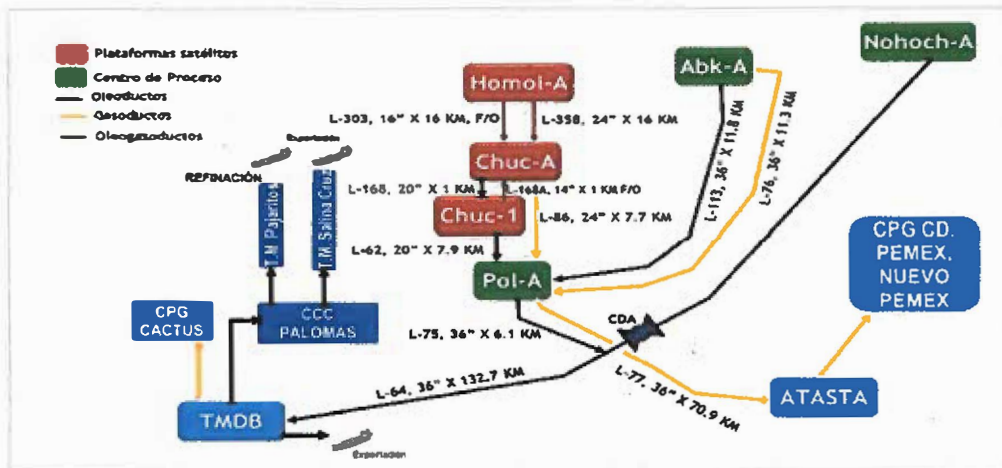


Figura 15.- Diagrama de infraestructura para el manejo de los hidrocarburos de la Asignación. (Fuente: PEP)

Cabe resaltar que, derivado de la nueva estrategia de explotación, se contempla nueva infraestructura para el manejo de la producción de la Asignación Campo Homol, la cual está relacionada con la perforación de 1 pozo, 1 RMA, además de la construcción de 1 gasoducto para BN y 1 oleogasoducto, así como la instalación de una plataforma tipo Sea horse, conectándose esta última a la plataforma existente Homol-A, donde se mezclará las corrientes de Chuhuk, Kuil, Etkal y Che, posteriormente estas corrientes entrarán al separador remoto en la plataforma Chuc-1 donde los líquidos serán enviados a la segunda etapa de separación en el C.P. Pol-A, es importante mencionar que la construcción del gasoducto de BN llegará a la plataforma Homol-A con la finalidad de alimentar el sistema artificial de producción por Bombeo Neumático, gas que provendrá del Centro Operativo Abkatun-N1, teniendo visualizado un requerimiento mínimo de gas de 1.5 MMPCD y un máximo de 13.5 MMPCD.

Finalmente, y una vez en condiciones la producción de petróleo del Campo Homol, es enviada finalmente a la TMDB y el Centro Comercializador de Crudo (C.C.C.) Palomas donde se ubican los puntos de venta para crudo o su envío al mercado nacional, ver Figura 16.

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'RCC', 'C', and 'M']

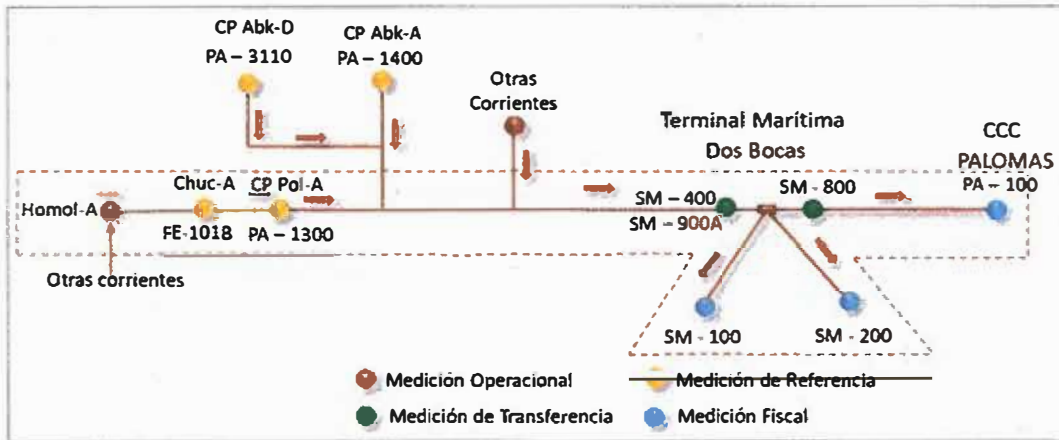


Figura 16.- Manejo y Medición de aceite de la Asignación A-0151-M-Campo Homol (Fuente PEP)

En cuanto a la fase gaseosa una vez separada en la plataforma Chuc-A y medida a la salida de esta, es enviada al CP Pol-A para su acondicionamiento, donde una vez separados los líquidos el gas se envía a la primera etapa de rectificación para retirarle los condensados formados y enviar el gas a succión de los módulos de compresión que está compuesto por cuatro módulos, contando con medición a la descarga de estos para su envío al Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta donde recibe parte del proceso y compresión para su envío a los Centros de Proceso de Gas (CPG) Cd. Pemex y Nuevo Pemex, ver Figura 17.

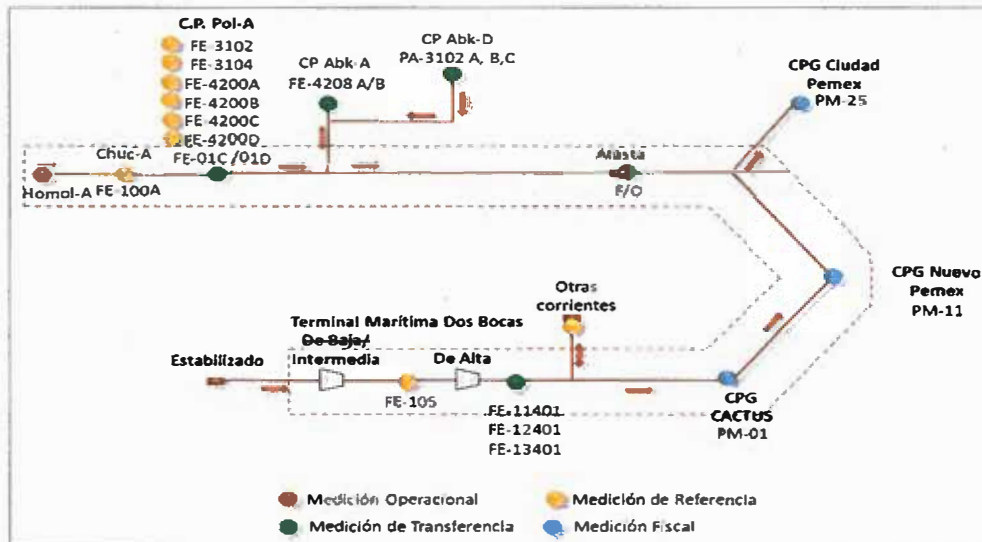


Figura 17.- Manejo y Medición de Gas y Condensado de la Asignación A-0151-M-Campo Homol, (Fuente: PEP)

Es importante que el Operador Petrolero manifiesta que derivado de la filosofía del manejo de los Hidrocarburos provenientes de la asignación A-0151-M-Campo Homol, los condensados serán primero determinados de manera teórica bajo el sustento de la norma API MPMS 14.5 en el CP Pol-A, utilizando como insumo los análisis cromatográficos y el volumen de gas cuantificado, sin embargo es necesario que esto sea evaluado y analizado ya que en este punto la corriente ya va mezclada con otras de acuerdo a lo descrito en la propuesta, por lo que en este punto indicado no sería lo más representativo para el gas de la asignación. Por otra parte, en cuanto al volumen de condensado

[Firma manuscrita]
 777

producto de los procesos de compresión, separación efectuados en el CPTG Atasta, serán enviados hacia los CPG de Nuevo Pemex y Cactus donde se ubican los Puntos de Medición propuestos para este Hidrocarburo.

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

Medición de Petróleo

Para el manejo, medición y determinación del volumen y calidad del Petróleo, PEP manifiesta que, una vez acondicionado el Petróleo conforme a lo descrito anteriormente, este es enviado a los **Puntos de Medición de la TMDB y del C.C.C. Palomas**, donde son medidos en el primero a través de medidores del tipo turbina en los paquetes de medición SM-100 y SM-200 y del tipo ultrasónico instalados en varios paquetes de medición (PA-100, PA-200, PA-300 y PA-1700) en el CCC Palomas, y los volúmenes asignados mediante la metodología de prorrateo (procedimientos de medición) presentada en el Plan de Desarrollo hacia la Asignación.

Medición Gas Natural

Para el manejo, medición y determinación del volumen y calidad del Gas, PEP manifiesta que, una vez acondicionado el Gas conforme a lo descrito anteriormente, este es enviado a **los Puntos de Medición de los CPG Nuevo Pemex**, donde se medirá de manera directa mediante medidores del tipo presión diferencial por placa de orificio en el paquete identificado como PM-11, el **CPG Cd. Pemex** medido mediante medidores del tipo presión diferencial por placa de oficio en el paquete PA-25, **el Centro de Distribución de Gas Marino en Ciudad Pemex** en el paquete de medición PA-101 y **el CPG Cactus** en los sistemas de medición PM-01 y PM-66 mediante placas de orificio, y su calidad determinada a través de cromatografía de conformidad con el artículo 25 de los LTMMH, y asignados los volúmenes mediante la metodología de prorrateo presentada en el Plan de Desarrollo hacia la Asignación.

Medición Condensado

Para el manejo, medición y determinación del volumen y calidad del Condensado, PEP manifiesta que, una vez obtenido y acondicionado el Condensado conforme a lo descrito anteriormente, este es enviado a **los Puntos de Medición de los CPG Nuevo Pemex**, donde se medirá de manera directa mediante medidores del tipo presión diferencial por placa de orificio en los sistemas FE-4420 I y FE-4420 II y tipo Coriolis en los sistemas FE-4420 III y FE-4420 IV, así como en el **CPG Cactus** medido mediante medidores del tipo presión diferencial por placa de oficio en el sistema FE-420 y placa de orificio en el FE-1420, y su calidad determinada a través de muestreo y análisis en laboratorio y asignados los volúmenes mediante la metodología de prorrateo presentada en el Plan de Desarrollo hacia la Asignación.

Medición de agua

En cuanto al manejo y medición del agua congénita, una vez separada y obtenida del proceso de la plataforma Pol-A, será enviada a pozos de captación y su volumen estimado, y en cuanto al agua obtenida en la TMDB, será drenada de los tanques de almacenamiento una vez medida de manera estática y enviada a planta de tratamiento para su posterior inyección a pozo, cumpliendo así con lo establecido en el artículo 23 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición, cabe resaltar que aun y cuando se

tendrá agua mínima contenida en la corriente de petróleo en los Puntos de Medición, esta se determinará de manera dinámica mediante instrumentos de corte de agua y análisis en laboratorio.

a. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos.

Una vez revisada la información e identificada la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para la A-0151-M-Campo Homol, se llevó a cabo la siguiente evaluación:

Datos Generales:

Nombre del Asignatario o Contratista: Pemex, Exploración y yB66.
 No. de Contrato o Asignación: 4-030-44-Campo Hornol
 Nombre de la Asignación o Área Constructiva: Campo Hornol
 Tipo de Plan a evaluar: Plan de Desarrollo



No.	Artículo de los LTRMHC o Norma Gas	Referencia	Criterio de evaluación	Presentó SNI o	Cumplió o SNI o	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.M.	LTMMH, Capítulo II y IV	determinación y asignación de volúmenes y calidad de los hidrocarburos	SI	SI	El Asignatario presenta y describe la propuesta para el manejo de los hidrocarburos del área de asignación campo Hornol, a través de infraestructura existente de Cloc, y una plataforma tipo 1811 tipo para el manejo de la producción, para posteriormente ser enviados a instalaciones en tierra para su acondicionamiento hasta llegar a los Puntos de Medición, información que puede ser ubicada en las páginas 36 y 580 del documento PDF.	Presenta los diagramas generales donde se observa el manejo y distribución de los hidrocarburos de la asignación, además de la ubicación de los diferentes mediciones desde pozo hasta el punto de medición, página 678-748, documento PDF.
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTMMH, Capítulo I	De los sistemas de medición	SI	SI	Presenta como propuesta de Puntos de Medición y la implementación de los Mecanismos de Medición para los hidrocarburos, petroleo los ubicados en OCC Palomas, para Gas los CPG Ciudad Pemex, Nuevo Pemex y Cactus, en cuanto a los condicionados los Puntos de Medición propuestos son los ubicados en los CPG Nuevo Pemex y Cactus.	Presenta la descripción e información relacionada con los sistemas de medición ubicados en los Puntos de Medición, y adicionalmente la relacionada con mediciones de transferencia, referencia y operacional, además de presentar los procedimientos correspondientes para determinar los volúmenes y calidad de los hidrocarburos, así como su asignación.
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTRMHC	SI	SI	El Asignatario presenta su política de medición la cual se encuentra basada en la aplicación y cumplimiento a la normatividad aplicable, así como a la adopción de un sistema de gestión basado en la norma NMX-CC-10712-MNC-2004	De acuerdo a la información presentada se identifica que la política de medición se encuentra sustentada en un documento conocido como plan rector, con la finalidad de implementarla y difundir el estado de la empresa, información ubicada en la página 584 del documento PDF.
4	42, fracción II	Procedimientos:					
		Mantenimiento	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionadas con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de certificación metrológica, de mantenimiento.	SI	SI	Presenta el procedimiento para mantenimiento a los sistemas de medición, el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta 2, A1-42 LTMMH.	Presenta los programas de mantenimiento para los Puntos de Medición y mediciones estándares anual, además del programa de mantenimiento de los procedimientos, el cual contemple la difusión, aplicación y revisión de este procedimiento durante los años 2019-2037.
		Calibración metrológica		SI	SI	Presenta el procedimiento para calibración metrológica a los sistemas de medición, el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta 2, A1-42 LTMMH.	Presenta los programas de calibración metrológica para los Puntos de Medición y mediciones estándares anual, además del programa de implementación de los procedimientos, el cual contemple la difusión, aplicación y revisión de este procedimiento durante los años 2019-2037.
		Elaboración de balance		SI	SI	Presenta el procedimiento para la elaboración del balance, el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta 2, A1-42 LTMMH.	Ver apartado de producción y balance
Calibración de los instrumentos de medida	SI	SI		Presenta el procedimiento para calibración a los sistemas de medición e instrumentos que los conforman, el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta 2, A1-42 LTMMH.	Presenta los programas de calibración para los Puntos de Medición y mediciones estándares anual, además del programa de implementación de los procedimientos, el cual contemple la difusión, aplicación y revisión de este procedimiento durante los años 2019-2037.		
5	42, fracción II	Diagramas generales de transferencia	Adicionalmente a los diagramas e presentar (DITs, económicas), se incluyó 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 estándares.	SI	SI	El Asignatario presenta los diagramas generales del proceso para aceite y gas donde se identifican los diferentes tipos de medición e realizar, así mismo también se presenta los diagramas correspondientes e las instalaciones que conforman los Mecanismos de Medición desde el pozo hasta el Punto de Medición, esta información se encuentra ubicada en la página 678 del documento PDF.	Presenta la descripción de la configuración de los sistemas de medición tanto para hidrocarburos líquidos como para aceite y gas. El caso de los instrumentos que conforman los sistemas de medición deberá mantenerse actualizado y entregado oportunamente. Información ubicada en la página 678, documento PDF, en la parte correspondiente a gas se identifica la propuesta para condicionados.
6	42, fracción IV	Utilización de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTRMHC	SI	SI	Se presenta la ubicación de los sistemas de medición mediante coordenadas geográficas, además de su categoría o uso, información ubicada en la página 749, documento PDF y anexos del PDE carpeta 2, A1-42 LTMMH.	estas ubicaciones y cambios deberán mantenerse actualizados y deberán formar parte del censo que se entregue anualmente de conformidad con los LTRMHC y utilizando los formatos correspondientes.

Figura 18.- Evaluación de los Mecanismos de Medición (parte 1).

7	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DITs, 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 LTMHH.	Si	Si	De acuerdo a la información presentada se identifican los diagramas isométricos correspondientes a los sistemas de medición existentes, en los cuales se observa la conformación de los sistemas de medición, información ubicada en el documento pdf, páginas 762-773 y anexos, carpeta 2, Art 42 LTMHH.	Presenta los isométricos correspondientes a los sistemas de medición que conforman los Mecanismos de Medición.
8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operaciones.	Si	Si	De acuerdo a la información presentada se manifiesta y no se identifica el uso compartido de los puntos de medición propuestos, información ubicada en la página 774 del documento PDF.	
9	42, fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	Si	Si	El Operador presenta los programas correspondientes a la implementación de los LTMHH, información ubicada en la página 774-788, así como en la carpeta 2, Art 42 LTMHH.	Entre los programas se encuentran los relacionados con la implementación de los procedimientos, así como el desarrollo de actividades para el cumplimiento a los requerimientos de implementación de los Mecanismos de Medición de la Asignación, por otra parte presenta los programas relacionados a los procedimientos de mantenimiento, calibración y confirmación metrología.
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTMHH, 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	Si	Se presenta presupuestos de incertidumbre correspondientes a los Puntos de Medición, así como los programas relacionados para su actualización el cual de acuerdo a lo identificado será importante su ejecución con la finalidad de mantener una mejora continua a los sistemas, información ubicada en los anexos, carpeta 2, Art 42 LTMHH y página 789 en adelante. Se deberá mantener la trazabilidad de los instrumentos de medida para poder lograr los valores de incertidumbre requeridos.	Es importante resaltar, que no todos los valores están dentro de lo establecido, sin embargo se identifica el compromiso de mejora a corto plazo para tener un mejor aseguramiento de la medición, además de que se visualiza que los procedimientos utilizaron la guía para la expresión de los incertidumbres, de acuerdo con lo solicitado por los LTMHH. Adicionalmente se presenta evidencia de trazabilidad y presupuestos de incertidumbre correspondientes a los sistemas de transferencia y referencial.
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 LTMHH.	Si	Si	De acuerdo a la información presentada por el Asignatario se identifica un análisis técnico-económico, en el cual se incluyen las inversiones y gastos operativos relacionados con medición hasta el año 2037, en la cual se están incluyendo mantenimiento, calibración, diagnósticos y capacitación, así como una rehabilitación a un medidor multifásico.	Estos gastos e inversiones de acuerdo a lo observado garantizarán los parámetros de incertidumbre solicitados en los LTMHH siempre y cuando se lleve a cabo el correcto seguimiento a las mismas, y sea durante todo el tiempo de operación de los sistemas de medición, además de no identificar el amandamiento de servicios de medición.
12	42, fracción X	Programa de implementación de la Balcón de registro	Deberá dar cumplimiento al artículo 7, fracción IV artículo 10, artículo 42 fracción X, artículo 50	Si	Si	De acuerdo a la información presentada, se identifica que la báscula de registro ya se encuentra en proceso de implementación, y que esta cumple con los requerimientos mínimos de información a contener de acuerdo a lo establecido en los LTMHH, información que se puede localizar en la carpeta 2, Art 42 LTMHH de los anexos y página 813, del documento PDF.	Cabe resaltar que la información a contener dará cumplimiento a lo solicitado en los LTMHH y a otros registros que el operador contempla con información relevante de los sistemas de medición, volviendo un repositorio de información generada, así como el repositorio del sistema de gestión de la medición, basado en la norma NMX-CC-10012-MNC-2004.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Si	Si	El Asignatario presenta los programas de diagnósticos a los sistemas de medición que conforman los Mecanismos de Medición, información que se encuentra ubicada en los anexos, carpeta 2, Art 42 LTMHH.	El programa de diagnósticos, será actualizado anualmente, por parte del operador, estos diagnósticos se realizarán mediante verificaciones metrologías internas, es decir por parte de su personal. Cabe resaltar que derivado de la conformación al interior de pemex, se presenta un programa a cargo de PIBP y otro de pemex logística.
14	42, fracción XII	Competencias técnicas	Se tendrán que incluir certificados, reconocimientos, evidencias que demuestran que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalar. Adicionalmente se debe incluir el organigrama y CV's del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación.	Si	Si	Se presenta evidencia de las competencias técnicas del personal relacionado con medición y una tabla de este personal, incluyendo los CV's correspondientes.	Adicionalmente presenta el programa de capacitación del personal en el cual se encuentra incluido el Responsable Oficial propuesto y con lo cual se complementa los perfiles para tener las competencias técnicas y sus actualizaciones necesarias, este programa deberá ser actualizado anualmente con la finalidad de mantener la mejora continua.
15	42, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	Si	Si	Presenta propuesta de tres indicadores de desempeño, información que se encuentra en los anexos de medición, los cuales cumplen con la información mínima a contener de acuerdo a lo establecido en los LTMHH.	Se identifica que en anexo si bien estos indicadores el cumplimiento a lo solicitado en los LTMHH para los indicadores, sin embargo una vez implementados estos deberán ser evaluados en su ejecución y cumplimiento.
16	42, fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 9, incluyendo sus datos generales como es el puesto que ocupa en la empresa y sus datos de contacto.	Si	Si	Presenta los datos generales y la designación del Responsable Oficial.	Se identifica al Administrador del activo integral de producción bloque BS 02, como responsable oficial.
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, verificar en diagramas	Si	Si	De acuerdo a los diagramas presentados no se identifican derivaciones en los sistemas de medición	
18	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemétricos con que se cuentan o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	Si	Si	El Operador Petrolero presenta la descripción de los sistemas telemétricos con que cuenta en los Puntos de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, los cuales se encuentran operativos y a cargo de pemex logística, información ubicada a la página 748, documento PDF.	Adicionalmente se identifica que estos pueden ser visualizados a través del portal PEP-CNH, el cual sigue en actualización para mejora.

Figura 19.- Evaluación de los Mecanismos de Medición (parte 2).

19	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes Lineamientos.	Si	Si	De acuerdo a los procedimientos presentados para la determinación de calidad y su asignación el Operador Petrolero asegura su determinación en los Puntos de Medición.	Se identifica que para el aceite y gas los puntos propuestos cumplan con la calidad, utilizando la infraestructura existente de pemex, resaltando la producción de los hidrocarburos solo hasta el año 2037
20	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resguardar la información.	Si	Si	Los Puntos de Medición propuestos cuentan con elementos terciarios (computador de flujo), los cuales cuentan con seguridad para su acceso y contienen los algoritmos de cálculo para la determinación de los volúmenes netos.	
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	Si	Se presentan certificados de calibración como evidencia de la trazabilidad de los instrumentos de medida, información ubicada en los anexos, carpeta 2, Art 42 LTMMP, incertidumbre de medida.	Se identifica que hay programas asociados a la calibración con lo cual el Operador Petrolero asegura la trazabilidad de los instrumentos, programas que deberán ser actualizados anualmente, es importante su ejecución para mantener los parámetros de incertidumbre
22	22	patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los sondeados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permanente. En casos excepcionales. Patrones portátiles.	Si	Si	Se identifican en los diagramas de instrumentación algunos patrones tipo tubería instalados en sitio, para algunos de los sistemas instalados en los Puntos de Medición de petróleo.	No presenta la descripción e identificación de los patrones, así como la evidencia de su trazabilidad para poder ser utilizados, por lo que será importante que esta información se encuentre resguardada mediante su sistema de gestión y mantenimiento, por otra parte se resalta que donde no se cuenta con estos patrones la trazabilidad se dará a través de terceros acreditados
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balance del área.	Si	Si	Para el agua congénita, se maneja a través del Centro de Proceso Pol-A y la TMD8, con su medición dinámica en el primero y en tanques verticales y su envío a pozos inyectoras.	Se identifica que esta en elaboración un procedimiento operativo para determinar los volúmenes de agua
24	24	De la medición multifásica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	Si	Si	Presenta propuesta de medición multifásica, y su justificación.	La utilización es derivado de la baja en la producción y al deterioro de los separadores de prueba, así como su instrumentación asociada, siendo los costos de su rehabilitación y mantenimiento costa afuera muy elevados por lo que se optó por la medición multifásica.
25	VI, 9 anexo I guías de planes	Medición en pruebas de pozo	Presentar, la descripción breve de los puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor, incertidumbre asociada, y calidad de los hidrocarburos, adicional la ubicación en la que se entregarán al comercializador los hidrocarburos.	No	No	No presenta propuesta para pruebas de pozo de conformidad con el artículo 36 de los LTMMP	

Figura 20.- Evaluación de los Mecanismos de Medición (parte 3).

b. Producción y Balance

La metodología de balance volumétrico de los fluidos producidos en la Asignación A-0151-M- Campo Homol presentada por Pemex Exploración y Producción (Asignatario) es consistente.

El procedimiento operativo para elaborar el balance volumétrico de líquidos y gas de la producción se basa en el Sistema Informático de la Administración de la Producción de PEP, SIAPPEP, el cual considera el ajuste volumétrico desde Puntos de Medición hacia asignaciones de producción calculado a partir de la diferencia de la disponibilidad y distribución de los hidrocarburos producidos.

La medición de la producción individual de cada pozo ubicados en el campo Homol se realiza con medidor multifásico ubicado en la plataforma Homol-A (medición operacional) con una frecuencia de mínimo 1 pozo al día, con lo cual se obtendrían por lo menos 3 mediciones de cada pozo al mes.

Posteriormente, la corriente de Hidrocarburos de la Asignación Homol es enviada a la plataforma Chuc-A (medición referencial) en donde se integra con las corrientes de las Asignaciones Ché y Etkal y Chuhuk, para después ingresar al proceso de separación en un separador remoto.

[Handwritten signature and initials]
RC
///

[Handwritten signature]

La corriente de Hidrocarburos líquidos a la salida del separador de la plataforma Chuc-A es enviada al CP Pol-A (medición de referencia), para después ser enviada a la TMDB (medición de transferencia) y, por último, al Punto de Medición ubicado en la TMDB y el C.C.C. Palomas. Por su parte, la corriente de gas separado en la plataforma Chuc-A en el separador (medición referencial) es enviada al CP Pol-A (medición de transferencia) para después realizar la medición de gas en el Punto de Medición ubicado en el CPG Nuevo Pemex, PG Ciudad Pemex y CPG Cactus.

Con relación a la medición de condensados, una vez enviado el gas a tierra y producto de los procesos de compresión-separación efectuados en el Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta, los volúmenes totales de condensado integrado por diferentes corrientes en la cual se incluye la Asignación Homol son recolectados y enviados a los Puntos de Medición ubicados en CPG Cactus y CPG Nuevo Pemex. Adicionalmente, el Asignatario utilizará como insumo los resultados de análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado en la descarga de los compresores *booster* y en la descarga de los compresores módulos del CP Pol-A (medición referencial) para realizar un estimado del condensable en ese punto, utilizando la norma API MPMS 14.5.

Con relación a la medición del agua, la producción de agua integrada por diferentes corrientes obtenida del separador remoto bifásico FA-1102 de la plataforma Chuc-A es enviada al separador remoto FA-3103 de la Batería de Separación del CP Pol-A, la corriente de agua es medida con placa de orificio para una medición de tipo operacional y cada dos horas se realiza toma de muestras para su análisis químico. Posteriormente, el agua congénita producida es enviada a los pozos de captación P-158, P-178, P-193 y P-77.

La frecuencia para determinar la calidad de los hidrocarburos a nivel asignación es de forma quincenal para los Hidrocarburos líquidos y con una frecuencia mensual para los hidrocarburos gaseosos. La toma de muestra para determinar la calidad de los Hidrocarburos a nivel Asignación está ubicada en la bajante de cada pozo del campo Homol. Por su parte, el análisis de calidad de hidrocarburos en el Punto de Medición es diariamente.

Debido a la mezcla de corrientes de diferentes asignaciones es necesario la aplicación del prorrateo, distribución proporcional de un volumen de Hidrocarburos en numerosas partes, para la asignación de los volúmenes de gas y líquidos perteneciente al campo Homol. 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.

c. Comercialización de la Producción

La producción de aceite y gas de la Asignación A-0151-M Campo Homol, que sale de la plataforma Homol-A, es enviada a la plataforma Chuc-A mediante el oleogasoducto de 24" D.N. x 16.0 Km, en este oleogasoducto también va la producción de las asignaciones Ché, Chuhuk y Etkal que también arriban a la plataforma Homol-A.

En la plataforma Chuc-A, la mezcla de las corrientes de las Asignaciones Ché, Chuc, Chuhuk, Etkal y Homol entra al separador remoto, el gas húmedo amargo separado es enviado al CP Pol-A mediante el gasoducto de 24" D.N. x 7.4 Km.

Para el manejo y proceso de la producción de la Asignación Homol, se dispone de una red de recolección que confluye a la Batería de Separación del CP Pol-A, el cual está

Handwritten signatures and initials: a large signature, 'PC', '777', and a signature with 'B8' next to it.

Handwritten signature in the bottom left corner.

integrado por la plataforma de producción Temporal, plataforma de perforación, plataforma habitacional, plataforma enlace, plataforma compresión, plataforma de telecomunicaciones y dos quemadores. Tiene una capacidad manejo de 320 MBPD de aceite crudo, los cuales son enviados a través de oleoductos de 36" hacia la TMDB, con cuatro turbo bombas marca Ruston de 75 MBPD cada uno.

En la TMDB se procede con el estabilizado, medición, deshidratación y distribución del aceite a cargo de la Gerencia de Tratamiento y Logística Primaria, Marina Suroeste.

Por su parte, el Rectificador de Primera Etapa FA-3102 de la plataforma Pol-A Temporal, tiene como objetivo la rectificación del gas separado del separador de Primera Etapa y acondicionarlo para su envío a succión de módulos, tiene internamente un difusor de entrada para volver lineal el flujo de entrada del recipiente, eliminador de niebla, placas perforadas que acondicionan el gas; posterior a su acondicionamiento, el flujo de gas amargo se envía por el cabezal general de gas de baja presión hacia la Plataforma de Pol-A Compresión.

La comercialización del gas asociado de las asignaciones que se descargan en Pol-A Compresión, continúa con la entrega de los hidrocarburos al Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta, para posteriormente realizar su distribución, entrega y comercialización de dichos productos entre las Empresas Productivas del Estado Pemex Exploración y Producción - Pemex Transformación Industrial.

Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el oficio 250.084/2019 de fecha 06 de marzo de 2019, respectivamente a lo cual mediante oficio 352-A-046 de fecha 13 de marzo de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador y correspondiente a la Asignación A-0151-M-Campo Homol, *"...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la Comisión relacionado con esta propuesta."*, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

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

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

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

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y el Punto de Medición propuestos por el Operador cumplen con lo establecido en los LTMMH, es decir, es posible llevar a cabo la medición y determinación del volumen y calidad de cada tipo de Hidrocarburo del Área de Asignación, en términos del presente análisis técnico y la evaluación de los Mecanismos de Medición correspondiente.

Obligaciones de PEP:

- a. PEP deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el Plan de Desarrollo por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen;
- b. Dar aviso a esta Comisión – Dirección General de Medición cuando se finalice con cada una de las actividades relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo;
- c. Los volúmenes y calidades del Petróleo, Gas Natural y Condensado producidos, así como los medidos en el Punto de Medición, deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los formatos del anexo I de los LTMMH y normatividad vigente. De la misma manera PEP, deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno;
- d. El Asignatario deberá dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición aprobados con al menos quince días hábiles de anticipación, de conformidad con el artículo 48 de los LTMMH;
- e. PEP deberá adoptar un sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición basado en la norma ISO 10012, de conformidad con lo establecido en los LTMMH, el cual contendrá y resguardará la información relacionada con los sistemas de medición y los Mecanismos de Medición;
- f. Para el cumplimiento del artículo 10 de los LTMMH, deberá proporcionar el balance de los autoconsumos y características de los equipos generadores de autoconsumos, así como de los equipos que bombean y miden el agua de inyección;
- g. Actualizar y mantener actualizado en censo de los sistemas de medición usados en los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición operacional, referencia y transferencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen;
- h. El Asignatario deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias;

habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición;

- i. PEP deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en el Punto de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH;
- j. El Asignatario deberá reportar la producción de condensados en el formato CNH_DGM_VHP de los LTMMH. En el formato CNH_DGM_VHPM de los LTMMH, PEP reportará los condensados líquidos medidos como aceite en el Punto de Medición de CCC Palomas, así mismo se deberán de reportar los condensados equivalentes calculados en el CPG La Venta mismos que se deberán de calcular tomando como base el estándar API MPMS 14.5 utilizando como insumo los resultados de análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado para el área de Asignación;
- k. 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;
- l. Deberá ser evaluada y actualizada la propuesta de los Indicadores de desempeño para cumplimiento y mejora continua, con la finalidad de contar con la evidencia de la implementación de estos, y así demostrar el desempeño de los instrumentos de los Mecanismos de Medición;
- m. PEP deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así como de lo establecido en el presente Dictamen;
- n. Así mismo es necesario que PEP cuente con información actualizada sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre del volumen medido estimado sobre el volumen a condiciones de referencia, monitoreo y transmisión de los datos en tiempo real y de cada una de las variables asociadas a los Sistemas de Medición de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición y por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición, y
- o. Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, PEP deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el presente Dictamen, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados lineamientos.

ij) Programa Aprovechamiento del Gas Natural

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación A-0151-M-Campo Homol fue aprobado mediante la Resolución CNH.E.37.002/18, de fecha 20 de junio de 2018 en dicha Resolución se solicitó la actualización de los calendarios de actividades de las 70 asignaciones que a la fecha de la Resolución cumplían con la Meta de aprovechamiento de Gas en los términos referidos en el Considerando Sexto fracción II de la Resolución citada, misma que incluía a la Asignación A-0151-M-Campo Homol.

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

El Asignatario presentó en la Modificación al PDE, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, el cual fue analizado por esta Comisión y se concluye que la solicitud no considera modificación respecto a la MAG anual contemplada y al tiempo en el cual se alcanzaría dicha meta, por lo tanto, se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión.

La Asignación A-0151-M-Campo Homol actualmente produce del yacimiento Btp-Ks. A partir de un análisis probabilístico, PEP indica que el valor mínimo de RGA de los pozos productores, para el yacimiento Btp-Ks, será de 150 m³/m³ y una máxima de 251.63 m³/m³. Con relación al yacimiento JSK, PEP dispone de datos de las pruebas de producción del pozo Homol-101, de los cuales se tiene la que la RGA máxima fue de 1,381 m³/m³.

A continuación, se indica la máxima RGA para la Asignación a la que se espera producir los pozos de la Asignación A-0151-M-Campo Homol, Tabla 16.

RGA (m ³ /m ³)	
Mínima	Máxima
151	1,381

Tabla 16. Máxima RGA a la que podrán producir los pozos.

Si durante la supervisión de los pozos en los datos operativos se encuentran variaciones significativas y los resultados del análisis o simulación superan el valor máximo de RGA establecido, se procederá a realizar las siguientes acciones:

- Realizar aforo, para constatar la medición del pozo, y
- Estrangular pozos para disminuir producción.

Handwritten signature

Handwritten signature

Handwritten signature

Handwritten signature

Handwritten signature

Handwritten signature

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

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación del PDE, a continuación, en la Tabla 17 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme al artículo 12, fracción II de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 43, fracción III de la Ley de Hidrocarburos y artículo 33, fracciones IV y VI de los Lineamientos:

	Tiempo de perforación de un pozo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de diferencia del tiempo promedio de perforación de un pozo con respecto al programado.
Unidad de medida	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$\text{Desviación} = 100 * (\text{Tp real} - \text{Tp planeado}) / \text{Tp planeado}$
Frecuencia de medición	Al finalizar la reparación del pozo
Periodo de reporte a la comisión	Mensual
	Tiempo de reparaciones en pozo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de diferencia del tiempo promedio de las reparaciones en pozo con respecto al programado.
Unidad de medida	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$\text{Desviación} = 100 * (\text{Tr real} - \text{Tr planeado}) / \text{Tr planeado}$
Frecuencia de medición	Al finalizar la reparación del pozo
Periodo de reporte a la comisión	Mensual
	Tasa de éxito de perforación para los pozos de desarrollo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de pozos de desarrollo exitoso con respecto al número total de pozos de desarrollo perforados. El éxito se considera cuando el pozo contribuye a la producción del yacimiento.
Unidad de medida	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$\text{TEPD} = 100 * (\text{pozos de desarrollo exitosos} / \text{total de pozos de desarrollo})$
Frecuencia de medición	Al finalizar una perforación y prueba de un pozo
Periodo de reporte a la comisión	Mensual
	Producción
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planteada en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$\text{Desviación} = 100 * (\text{NPP real} - \text{NPP planeado}) / \text{NP planeado}$
Frecuencia de medición	Diaria
Periodo de reporte a la comisión	Mensual
	Gasto de operación
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación

Fórmula o descripción del indicador	$Desviación = 100 * (GO \text{ real} - GO \text{ planeado}) / GO \text{ planeado}$
Frecuencia de medición	Mensual (Al cierre del mes inmediato anterior a reportar)
Periodo de reporte a la comisión	Mensual (Del mes inmediato anterior al del periodo a reportar)
Productividad de aceite	
Metas o parámetros de medición	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos
Unidad de medida	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$Desviación = 100 * (Qo \text{ real} - Qo \text{ planeado}) / Qo \text{ planeado}$
Frecuencia de medición	Diario
Periodo de reporte a la comisión	Mensual
Productividad de gas	
Metas o parámetros de medición	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos
Unidad de medida	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$Desviación = 100 * (Qg \text{ real} - Qg \text{ planeado}) / Qg \text{ planeado}$
Frecuencia de medición	Diario
Periodo de reporte a la comisión	Mensual
Factor de recuperación de aceite	
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$Desviación = 100 * (Fro \text{ real} - Fro \text{ planeado}) / Fro \text{ planeado}$
Frecuencia de medición	Trimestral
Periodo de reporte a la comisión	Trimestral
Factor de recuperación de gas	
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$Desviación = 100 * (Fro \text{ real} - Fro \text{ planeado}) / Fro \text{ planeado}$
Frecuencia de medición	Trimestral
Periodo de reporte a la comisión	Trimestral
Contenido Nacional	
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$Desviación = 100 * (CN \text{ real} - CN \text{ planeado}) / CN \text{ planeado}$
Frecuencia de medición	Anual (Alineado con el reporte anual del Contenido nacional)
Periodo de reporte a la comisión	Anual (Un mes después de entregado el reporte anual del Contenido Nacional)
Aprovechamiento de Gas	
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación

[Handwritten signature]
[Handwritten initials]
 RC
 777

Fórmula o descripción del indicador	Desviación = 100 * (Ag real - Ag planeado) / Ag planeado
Frecuencia de medición	Mensual (al cierre del mes inmediato anterior a reportar)
Periodo de reporte a la comisión	Mensual (del mes inmediato anterior al del periodo a reportar)

Tabla 17. Indicadores de desempeño. (Fuente: PEP)

Característica	Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Presión por yacimiento	Caída de la presión por yacimiento	Magnitud de la caída de presión	$\Delta P = P_A \text{ la fecha de presentación del Plan} - P_{Actual}$	Trimestral	Trimestral

Tabla 18. Indicadores que reportar al terminar la actividad, (Fuente: CNH)

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

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

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del PDE, se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 19.

Actividad	Programadas ⁷	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación	1		
Terminación	1		
RMA	1		
RME	15		
Ductos	2		
Plataformas	1		
Abandono			
Taponamientos	12		
Abandono	1		

Tabla 19. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas (Fuente: Comisión).

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del PDE, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas, como se observa en la Tabla 20.

⁷ Actividad propuesta a la vigencia de la Asignación año 2034

Actividad	Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
	Construcción Instalaciones	118.46		
Desarrollo	General	86.33		
	Intervención de pozos	12.38		
	Perforación de Pozos	43.93		
Producción	Construcción Instalaciones	14.36		
	Ductos	10.27		
	General	298.10		
	Ingeniería de Yacimientos	1.22		
	Intervención de Pozos	43.70		
	Operación de Instalaciones	86.33		
	Pruebas	0.21		
Abandono	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	39.94		
	Desmantelamiento de Instalaciones	122.70		
Total del Programa de inversión		877.94		
Otros Egresos		526.58		
Total gastos Plan de Desarrollo		1,404.52		

Tabla 20. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera (Fuente: Comisión).

- iii) Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas al incremento de la producción en la Asignación, mismo que está condicionado al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de petróleo y gas que se obtenga derivada de la ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 21.

Hidrocarburo	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	NP (2019-2034)
Producción de petróleo programada (mbd)	39.57	16.53	5.1	3.06	5.8	5.94	4.51	3.89	3.53	3.18	2.75	2.34	1.98	1.68	1.43	1.21	37.4
Producción de petróleo real (mbd)																	
Porcentaje de desviación																	
Producción de gas programada (mmpcd)	43.32	18.1	5.58	3.32	19.89	34.37	30.23	27.21	24.7	22.26	19.17	16.28	13.84	11.77	10	8.5	112.7
Producción de gas real (mmpcd)																	
Porcentaje de desviación																	

Tabla 21. Indicadores de desempeño de la producción de petróleo y gas en función de la producción reportada (Fuente: Comisión).

VI. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0151-M-Campo Homol, 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.

Con relación al Sistema de Administración de Riesgo, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA o Agencia) mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1413/2019 recibido el día 20 de septiembre del 2019, con fundamento en lo establecido en el artículo 5, fracción XXIV de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, 4, fracción XV, 18 fracciones III, IV y XX, 25 fracción XX del Reglamento Interior de la Ley de la ASEA, informó, entre otras cosas lo siguiente:

- “
1. La Asignación A-0151-M-Campo Homol, se encuentra amparada en la autorización número: ASEA-PEM16001C/A10417 (**AUTORIZACIÓN**) del Sistema de Administración del **REGULADO**, ubicada en la Unidad de Implantación denominada: *Activo Integral de Producción Bloque AS02-03*, con número de identificación: ASEA-PEM16001C/A10417-01.
 2. Las actividades que tiene amparadas el **REGULADO** en la **AUTORIZACIÓN**, para ser realizadas dentro de la Asignación A-0151-M-Campo Homol, durante el Plan de Desarrollo para la Extracción, son las siguientes:

Actividad	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Perforaciones	0	0	1	0	1	2	0	0	0	0

3. Las instalaciones y número de pozos, que el **REGULADO** tiene amparadas para realizar actividades de "operación y mantenimiento" dentro de la Asignación A-0151-M-Campo Homol, durante el Plan de Desarrollo para la Extracción, y que están contempladas en la **AUTORIZACIÓN**, son los siguientes:

Instalaciones	Número de Pozos	Comentarios
Homol-A	7	
S/estruc	1	Pozos delimitadores y/o exploratorios que se encuentran taponados sin conexión.

4. Derivado del análisis realizado a la información ingresada por la **COMISIÓN**, mediante oficio número 250.553/2019 de fecha 28 de agosto de 2019, se identifican las siguientes actividades planteadas por el **REGULADO**, para ser realizadas en la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0151-M-Campo Homol:

Actividades programadas en el nuevo Plan:

- Perforación y terminación de un pozo
- Reparación mayor de un pozo
- 15 reparaciones menores
- Construcción y tendido de 2 ductos
- Construcción de una plataforma
- Operación y mantenimiento de la producción base
- Abandono de la Infraestructura asociada

Actividad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Perforación	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
Terminación	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
Ductos	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-
Plataformas	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
RMA	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
RME	1	2	-	-	8	-	-	-	-	2	-
Taponamientos	-	-	-	-	-	-	-	12	-	-	-
Abandono ^(a)	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-

(a) Considera ductos y plataformas.

Continuación de la tabla —

Actividad	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	Total
Perforación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Terminación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
Ductos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2
Plataformas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
RMA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
RME	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	15
Taponamientos	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	14
Abandono ^(a)	-	-	-	-	-	-	-	-	3	2	6

(a) Considera ductos y plataformas.

Por lo anteriormente expuesto, esta **AGENCIA** le 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-0151-M-Campo Homol, 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 junio 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 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 acula 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/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, Asignaciones para Áreas en Resguardo y al Contrato, amparados en la **AUTORIZACIÓN**.

"

[Handwritten signature]
RC

[Handwritten signature]

VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

Mediante oficio 250.552/2019 del 28 de agosto de 2019, respectivamente, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión sobre el programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional.

En relación con la opinión emitida por la Secretaría de Economía mediante oficio UCN.430.2019.0464 recibido el 6 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 2019-2034, 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 Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0151-M-Campo Homol.

VIII. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la Modificación al PDE presentado por el Asignatario de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 fracciones I, II, III, IVVI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 6, fracción II, 7, fracciones I, II, III, IV, VI y VII, 8 fracción II, 11, 20, 40, fracción II, incisos a), b) y h) y 41 de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el PDE dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación ya que la vigencia es de 20 años contados a partir del 13 de agosto de 2014

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

Con la toma de información como son la toma de un núcleo, la toma de registros convencionales y de registros especiales, así como la información derivada del seguimiento periódico de los parámetros de yacimiento a través de registros de presión producción, pruebas de incremento y decremento de presión y toma de muestras de fluidos para análisis PVT, el Operador estará en posibilidad de actualizar los modelos estático y dinámico de los yacimiento, contribuyendo al conocimiento del potencial petrolero del país.

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

El PDE establece acciones encaminadas al aseguramiento de la continuidad operativa y de producción a través de 1 perforación, 1 RMA, 15 RME y la instalación de 2 ductos y de 1 plataforma, con lo cual se buscará obtener un factor de recuperación de 45.1% para el petróleo y 42.5% para el gas de las reservas 2P, es importante mencionar que la modificación al Plan de Desarrollo presenta indicadores económicos positivos, para el Estado y para el Operador.

c) La reposición de las reservas de Hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos

En la Asignación A-0151-M Campo Homol se ha logrado incrementar las Reservas debido al comportamiento del yacimiento, lo cual se vio reflejado en el incremento en la producción derivada de la perforación de pozos, lo anterior para garantizar la seguridad energética del País.

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

Las actividades planteadas por PEP para llevar a cabo dentro de la Asignación durante la ejecución de la modificación del PDE consisten en 1 perforación, 1 RMA y 15 RME, así como la instalación de 2 ductos y de 1 plataforma, que están encaminadas al mantenimiento de la producción, con lo cual se considera técnicamente viable el desarrollo de las actividades de Extracción.

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

Una vez analizada la información remitida por el Asignatario, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar por el Asignatario, como es la utilización de sistemas artificiales de producción, pruebas de presión producción, registros de producción y tecnologías empleadas en la perforación y en medición, son adecuadas para dar continuidad al desarrollo de la Asignación y maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables.

f) El programa de aprovechamiento del Gas Natural

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural (en adelante, PAGNA) de la Asignación A-0151-M-Campo Homol fue aprobado el 20 de junio de 2018 mediante la Resolución CNH.E.37.002/18; en dicha Resolución se refiere haber realizado un análisis técnico por la Comisión, 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, los cuales se refieren a las 131 Asignaciones anteriormente citadas en el Considerando Quinto fracción II de la Resolución citada, incluida la Asignación A-0151-M-Campo Homo.

No obstante lo anterior, se señala que en la presente modificación en materia de aprovechamiento de gas natural, el Asignatario prevé cumplir con el 98% de meta de aprovechamiento de gas natural.

Cabe hacer mención que la Solicitud no considera modificación respecto de dicho Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, por lo que se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión en la Resolución de referencia.

g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por PEP, respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación A-0151-M-Campo Homol en la solicitud de aprobación de su Plan de Desarrollo, la cual

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and the letters 'R' and 'TTT']

[Handwritten signature in blue ink]

consiste en manejar y medir la producción de los Hidrocarburos desde los pozos hasta los Puntos de Medición mediante los Sistemas de Medición propuestos para petróleo en la TMDB y CCC Palomas, para gas los CPG Nuevo Pemex, Cd. Pemex y Cactus, además del CDGM Cd. Pemex y los ubicados en el CPG Nuevo Pemex y Cactus para condensado, los cuales fueron presentados como parte de los Mecanismos de Medición en el Plan de Desarrollo, comprometiéndose con esto a las fechas de ejecución y entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados, los cuales fueron revisados y evaluados para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, en los términos que establecen los LTMMH, cumpliendo así con la normatividad vigente para la medición dinámica de los Hidrocarburos a producirse.

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

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

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por PEP para el Plan de Desarrollo, con base en el artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:
 - i. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 9, 19, 21, 22, 23, 24, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
 - ii. Se analizó la información proporcionada por PEP respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
 - iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por PEP.
 - iv. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.084/2019 de fecha 06 de marzo de 2019, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-046 con fecha del 13 de marzo de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador y correspondiente a la Asignación A-0151-M-Campo Homol, "...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la Comisión relacionado con esta propuesta.", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:
 - 1) "De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.

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

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

- b) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:
 - a. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medición se concluye que es viable y adecuada en su implementación para la Asignación.
 - b. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional y de Transferencia, la misma se encuentra definida en las Figuras 16 y 17 del presente dictamen.
 - c. Se determina que deberá dar mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
 - d. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte de PEP, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.
 - e. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área de Asignación Campo Homol en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, PEP deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo presentado, por lo que ya no se deberá utilizar la metodología del Séptimo Transitorio ni considerar el Punto de Medición del Anexo III de los LTMMH.

IX. Opinión de la Modificación al Término y Condición Cuarto del Título de Asignación

Que derivado del análisis técnico realizado por la Comisión en términos del presente Dictamen Técnico, se advierte que el límite económico de las Actividades Petroleras propuestas por PEP en la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción excede la vigencia del Título de Asignación, establecida en el Término y Condición Cuarto.

Dado lo anterior, con fundamento en los artículos 6, párrafo quinto de la Ley de Hidrocarburos, así como 16, segundo párrafo de su Reglamento, se somete consideración de la Secretaría la modificación del Término y Condición Cuarto del Título de Asignación a efecto de considerar que la vigencia de la Asignación sea considerada hasta el límite económico, descrito y en atención a los términos contenidos en el presente Dictamen Técnico.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, asociado a la Asignación AE-0151-M-Campo Homol, mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características de la Asignación, toda vez que se cumple con lo establecido en los Lineamientos. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan permite evaluar de manera positiva los elementos considerados en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y se alinea con los principios establecidos en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coördinados en Materia Energética.

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

ELABORÓ



**ING. ROBERTO GERARDO CASTRO
GALINDO**

Director General Adjunto
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

ELABORÓ



ING. JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA

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

777



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. 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-0151-M-Campo Homol.

20