

ACUSE



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Asignación A-0186-M-Campo Kutz
Dictamen Técnico de la modificación al Plan
de Desarrollo para la Extracción de
Hidrocarburos

Pemex Exploración y Producción



Agosto 2018

Recibí original

[Handwritten signatures and initials]

777

Att



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Asignación A-0186-M-Campo Kutz
Dictamen Técnico de la modificación al Plan
de Desarrollo para la Extracción de
Hidrocarburos

Pemex Exploración y Producción

Agosto 2018

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Contenido

CONTENIDO	2
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	10
C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS	10
D) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	11
E) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	13
F) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO	15
G) COMPARATIVO DEL CAMPO KUTZ A NIVEL INTERNACIONAL	15
H) EVALUACIÓN ECONÓMICA	16
I) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	20
J) COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS	28
K) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL	28
V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN	32
VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	36
VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL	36
VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO	37
A) ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS	37
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	37
C) LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN Y, A PARTIR DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS	37
D) PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS	37
E) LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES	37
F) EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL	38
G) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	38

Tabla 1. Datos generales del Asignatario	4
Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación A-0186-M-Campo Kutz (Fuente: CNH con información de PEP, 2018).....	5
Tabla 3. Características generales de la Asignación.....	9
Tabla 4. Volumen original y Reservas al 01 de enero de 2018. (Fuente: PEP).....	10
Tabla 5. Comparativo de actividad física entre Planes.	12
Tabla 6. Resumen de las alternativas propuestas para la extracción. (Fuente: PEP).....	15
Tabla 7. Criterios de selección para los campos Análogos (Fuente: CNH).....	16
Tabla 8. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera (millones de dólares).....	19
Tabla 9. Indicadores económicos obtenidos a partir de las premisas e información de PEP	19
Tabla 10. Comparativo de actividad física e inversión (fuente CNH con información del Asignatario).....	20
Tabla 11. Sistema de Medición Multifásico en Kutz. Fuente: PEP.....	21
Tabla 12. Sistema de Medición de Transferencia instalado en Akal-L1 PA-3121. (Fuente: PEP).....	22
Tabla 13. Sistema de Medición de transferencia instalado en la TMDB. (Fuente: PEP).....	23
Tabla 14. Sistemas de Medición Fiscal en la TMDB y el C.C.C. Palomas para aceite. (Fuente: PEP).....	23
Tabla 15. Sistemas de Medición (Descarga a Booster y Taurus) Akal-J de Perforación. (Fuente: PEP).....	24
Tabla 16. Sistemas de Medición de transferencia ubicados en Akal-C6. (Fuente: PEP).....	25
Tabla 17. Sistemas de Medición Fiscal de gas. (Fuente: PEP).....	25
Tabla 18. Sistemas de Medición Fiscal de Condensados. (Fuente: PEP).....	26
Tabla 19. Sistemas de Medición de agua. (Fuente: PEP).....	27
Tabla 20. Análisis de la composición del gas. (Fuente: PEP).....	30
Tabla 21. Programa de aprovechamiento de gas 2018 de la Asignación. (Fuente: PEP).....	30
Tabla 22. Programa de aprovechamiento de gas 2019 de la Asignación. (Fuente: PEP).....	31
Tabla 23. Programa de aprovechamiento de gas 2020 de la Asignación. (Fuente: PEP).....	31
Tabla 24. Programa de aprovechamiento de gas 2021-2026 para la Asignación. (Fuente: PEP).....	31
Tabla 25. Máxima Relación Gas Aceite a la que podrá producir el pozo. (Fuente: PEP).....	31
Tabla 26. Indicadores de desempeño en tiempo de reparación de pozos. (Fuente: PEP).....	32
Tabla 27. Indicadores clave de desempeño en éxito de reparaciones(Fuente: PEP).....	32
Tabla 28. Indicadores clave de desempeño en desviación de producción y desviación de gasto de operación. (Fuente: PEP).....	32
Tabla 29. Indicadores clave de desempeño en desviación de desarrollo de reservas y desviación de factor de recuperación. (Fuente: Comisión).....	33
Tabla 30. Indicadores clave de desempeño en desviación de contenido nacional y desviación de aprovechamiento de gas. (Fuente: Comisión).....	33
Tabla 31. del Programa de Indicadores de Paros No Programados. (Fuente: PEP).....	33
Tabla 32. Indicadores Trimestrales. (Fuente: Comisión).....	34
Tabla 33. Indicadores que reportar al terminar la actividad. (Fuente: Comisión).....	34
Tabla 34. Indicadores que reportar al terminar la actividad. (Fuente: Comisión).....	34
Tabla 35. Indicadores que reportar al terminar la actividad. (Fuente: Comisión).....	35
Tabla 36. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas.....	35
Tabla 37. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera	35
Tabla 38. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada.....	36
Figura 1. Ubicación de la Asignación A-0186-M-Campo Kutz. (Fuente: CNH).....	5
Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución. (Fuente: CNH).....	6
Figura 3 Configuración estructural a cima de BKS, Asignación A-0186-M Campo Kutz. (Fuente: PEP).....	8
Figura 4 Evolución de las Reservas de Aceite de la Asignación A-0186-M Campo Kutz.....	11
Figura 5. Evolución de las Reservas de Gas Natural de la Asignación A-0186-M Campo Kutz.....	11
Figura 6. Perfiles de producción de aceite. (Fuente: CNH con la información presentada por PEP).....	13
Figura 7. Perfiles de producción de gas.....	13
Figura 8. Pronóstico de producción de aceite de las alternativas propuestas	15
Figura 9. Análisis de Gasto inverso. (Fuente: CNH).....	16
Figura 10. Comparativo de factores de recuperación para campos con características similares a Kutz. (Fuente: CNH).....	17
Figura 11. Comparativo de gastos totales Ronda Cero respecto a Modificación al Plan (millones de dólares).....	18
Figura 12. Distribución del Programa de Inversiones por Actividad Petrolera \$ 43.84 millones de dólares.....	18
Figura 13. Infraestructura y estado actual del Centro de Proceso Akal-L. (Fuente: PEP).....	21
Figura 14. Medición de Aceite a través del Sistema de Medición PA-3121 instalado en Akal-L1. (Fuente: PEP).....	23
Figura 15. Medición de Gas a través del Sistema de Medición SM-4219 instalado en Akal-C6. (Fuente: PEP).....	24
Figura 16. Medición de Condensado a través del Sistema de Medición de CPG Nuevo Pemex y CPG Cactus. (Fuente: PEP).....	26

I. Datos generales del Asignatario

El Asignatario promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en la Asignación A-0186-M-Campo Kutz, es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP), por medio de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio adscrita a la Subdirección de Aseguramiento Tecnológico, con facultades para representar a PEP en términos de los artículos 44, fracción I; 46, fracción XII del Estatuto Orgánico de PEP publicado en el DOF el 5 de enero de 2017. Los datos de la Asignación se muestran en la Tabla 1.

Concepto	Comentarios
Nombre	Asignación A-0186-M - Campo Kutz
Estado y municipio	Campeche, Carmen
Área de Asignación.	14.45 km ²
Fecha de emisión / firma	13 de agosto de 2014
Vigencia	20 años a partir del 13 de agosto de 2014
Tipo de Asignación	Extracción de Hidrocarburos
Profundidad para extracción	3100-3020 mvbnm (Cretácico)
Profundidad para exploración	No aplica
Yacimientos y/o Campos	Paleoceno Superior (2890 – 3070 mvbnm), Cretácico Superior-Medio-Inferior (3000 – 3656 mvbnm)
Colindancias	Asignación más cercana: Akal (al Este) y Ku (al Noreste)
Otras características	Cretácico: Carbonatos dolomitizados naturalmente fracturados

Tabla 1. Datos generales del Asignatario

El área del título de asignación A-0186-M-Campo Kutz que permite realizar actividades de extracción de hidrocarburos, se encuentra en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas del estado de Campeche a 90 km al NE de Ciudad del Carmen, Campeche, en un tirante de agua de 50-60 metros, que colinda al este con el campo Akal y al noreste con Ku. Figura 1. Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas que se muestran en la Tabla 2.

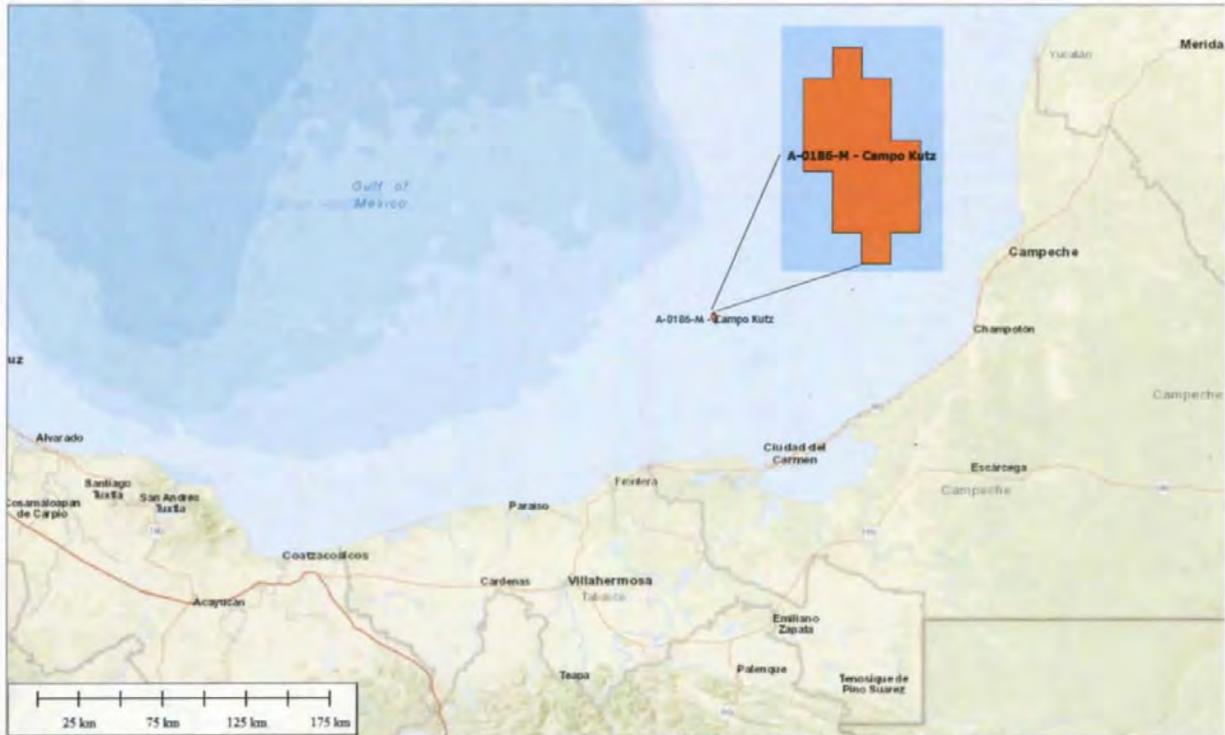


Figura 1. Ubicación de la Asignación A-0186-M-Campo Kutz. (Fuente: CNH)

Vértice	Título de Asignación	
	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	92° 07' 00"	19° 28' 30"
2	92° 07' 00"	19° 28' 00"
3	92° 06' 30"	19° 28' 00"
4	92° 06' 30"	19° 27' 00"
5	92° 06' 00"	19° 27' 00"
6	92° 06' 00"	19° 25' 30"
7	92° 06' 30"	19° 25' 30"
8	92° 06' 30"	19° 25' 00"
9	92° 07' 00"	19° 25' 00"
10	92° 07' 00"	19° 25' 30"
11	92° 07' 30"	19° 25' 30"
12	92° 07' 30"	19° 26' 30"
13	92° 08' 00"	19° 26' 30"
14	92° 08' 00"	19° 28' 00"
15	92° 07' 30"	19° 28' 00"
16	92° 07' 30"	19° 28' 30"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación A-0186-M-Campo Kutz (Fuente: CNH con información de PEP, 2018).

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right, a signature below it, and several initials (including 'A' and 'Art') at the bottom right.

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 cuatro unidades administrativas de la Comisión: La Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Medición, la Dirección General de Comercialización, la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica. Además de, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), quien es la autoridad competente para evaluar el Sistema de Administración de Riesgos y la Secretaría de Economía (en adelante, SE), quien es la autoridad competente para evaluar el porcentaje de Contenido Nacional.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto del Plan de Desarrollo presentado por PEP para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0068/2018 Modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0186-M Campo Kutz, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

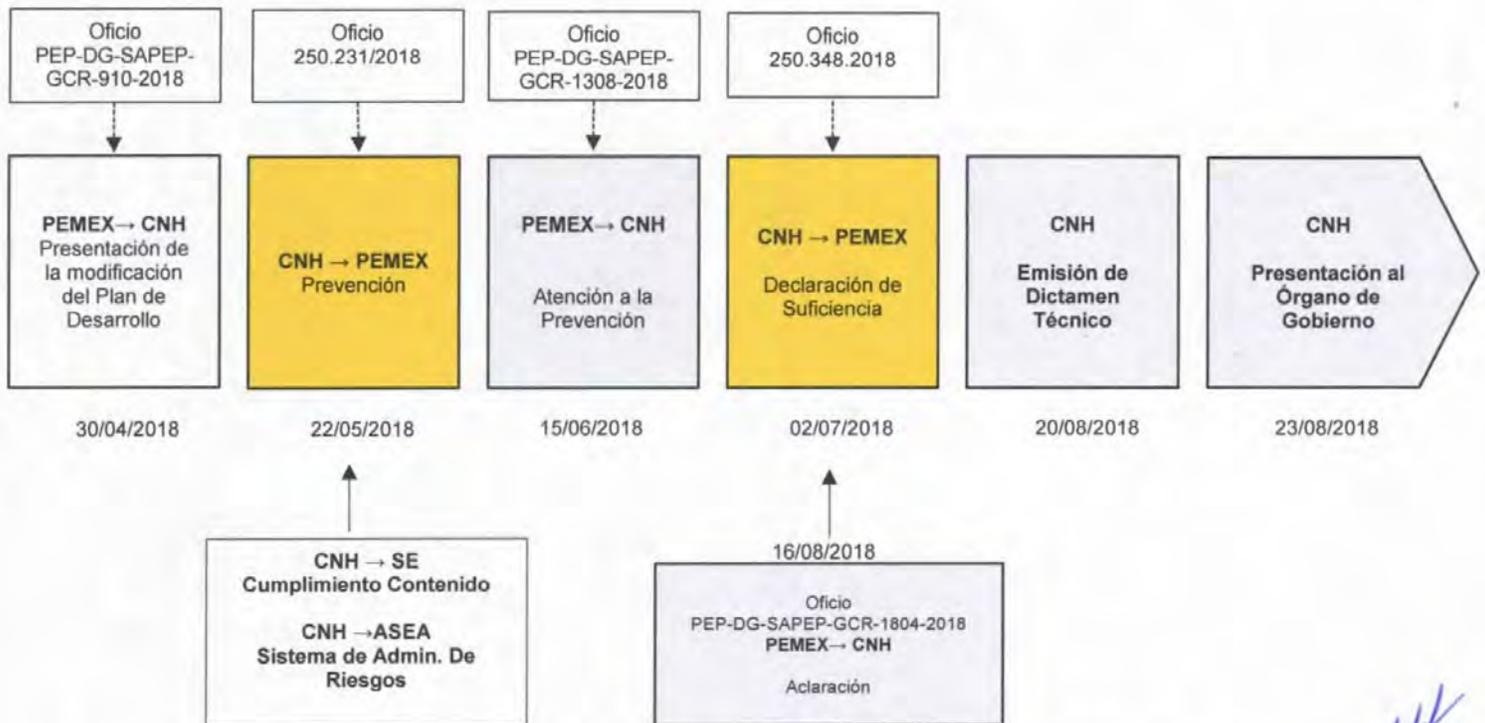


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución. (Fuente: CNH)

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

III. Criterios de evaluación

Se verificó que las modificaciones propuestas por PEP fueran congruentes y se alinearan a lo señalado en el Artículo 44 fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Plan de producción propuesto que 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 en términos de 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), 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 y VI, 8, fracción II, incisos a), b), c), d), e), f), g) y h), 40, fracción II, incisos e) y h), 41, y el Anexo II de los Lineamientos.

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 6,7,8 fracción II,11,20, 40, fracción II, incisos e) y h) y 41 de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación.

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

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

AA
q
q
X

777
[Signature]

IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

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

Las formaciones incluidas en la Asignación A-0186-M Campo Kutz son Calcarenitas del Paleoceno Superior, Brecha del Cretácico Superior (BKS), Cretácico Medio y Cretácico Inferior. La estructura de los yacimientos es un anticlinal con dirección NW-SE limitado al Oeste y Este por fallas inversas y al Norte por un sinclinal el cual sube hacia el campo Ku (Figura 3)

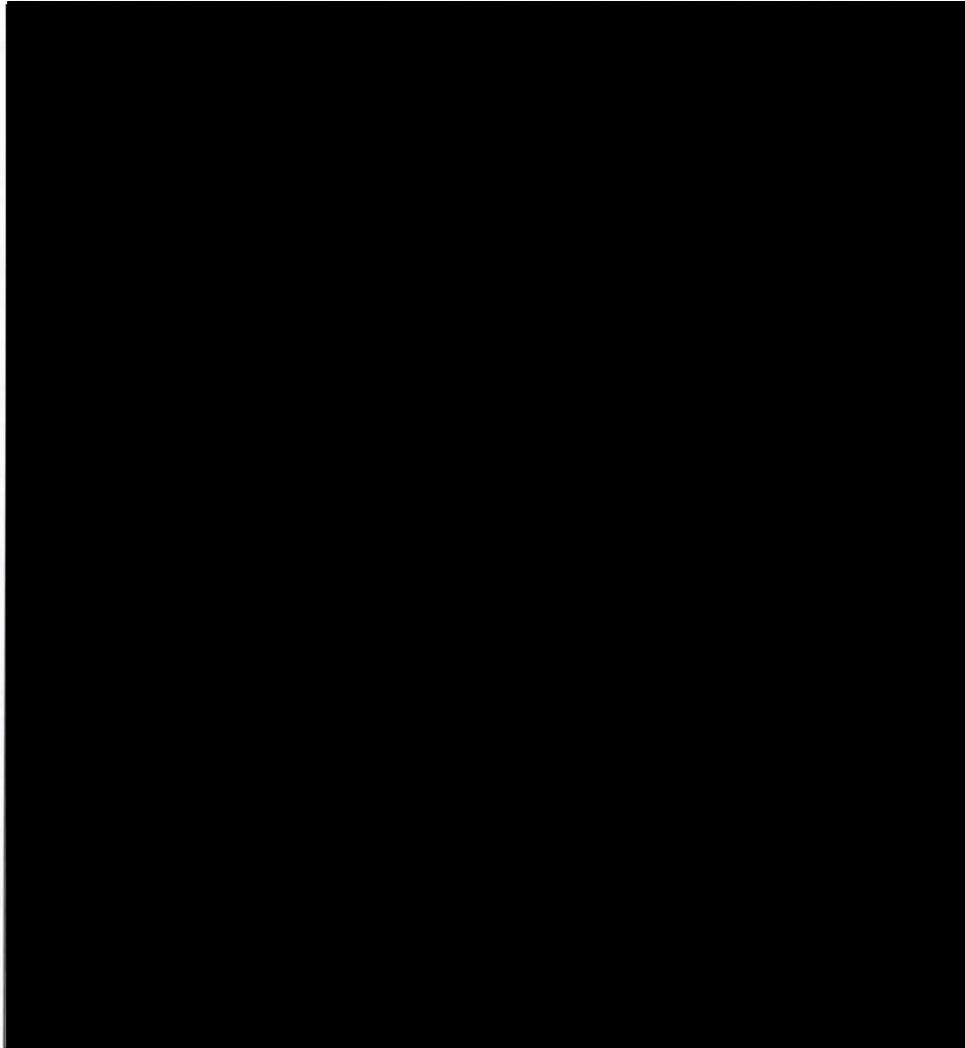


Figura 3 Configuración estructural a cima de BKS, Asignación A-0186-M Campo Kutz.(Fuente:PEP)

Las principales características generales geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y yacimientos, así como el factor de recuperación de la Asignación A-0186-M-Campo Kutz se muestran en la Tabla 3.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature with the number 777 above it, and other smaller initials and marks.

Características generales		BKS
Área (km ²)		14.45
Año de descubrimiento		1979
Fecha de inicio de explotación		2001
Profundidad promedio (m)		3060
Elevación o tirante de agua (m)		40-50
Pozos		
Número y tipo de pozos perforados (núm.)		8 Total/ 6 Desviados / 2 Verticales
Estado actual de pozos		
Productores		1
Inyectores		0
Taponados		1
Cerrado con posibilidades		3
Cerrado sin posibilidades		3
Tipo de sistemas artificiales de producción		BN
Marco Geológico		BKS
Era		Mesozoico
Periodo		Cretácico
Época		Superior
Edad		Mastrichtiano, Campaniano
Cuenca		Pilar-Reforma-Akal
Play		BKS
Régimen Tectónico		Extensivo-compresivo
Ambiente de deposito		Flujos de escombros
Litología		Brechas calizas dolomitizadas
Propiedades petrofísicas		
Mineralogía (%)		
Saturaciones (%)		
Porosidad y tipo (%)		
Permeabilidad (mD)		
Espesor neto y bruto promedio (m)		
Relación de espesor neto/bruto (m/m)		
Propiedades de los fluidos		
Tipo de hidrocarburos		Aceite negro
Densidad del aceite (°API)		22
(a condiciones de yacimiento y de superficie)		
Viscosidad (cp)		
(a condiciones de yacimiento y de superficie)		1.78/7.08
Relación gas – aceite inicial y actual (m ³ /m ³)		95.3/81.0
Bo inicial / actual (m ³ @cy/m ³ @cs)		1.308 / 1.269
Calidad y contenido de azufre (%)		1.99
Presión de saturación (kg/cm ²)		187
Factor de conversión gas a líquido (Mpc/b)		3.57
Poder calorífico del gas (BTU)		1,376.38
Propiedades del yacimiento		
Temperatura (°C)		116
Presión inicial (kg/cm ²)		173
Presión actual (kg/cm ²)		128
Mecanismos de empuje principal y secundario		Hidráulico/Casquete de Gas
Extracción		
Métodos de recuperación secundaria		-
Métodos de recuperación mejorada		-
Gastos actuales (bd)		1,535
Gastos máximos (Mbd) y fecha de observación (mm-aa)		24.318 @ 12-10
Corte de agua (%)		30

Tabla 3. Características generales de la Asignación
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and several smaller initials.]

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

El título de Asignación A-0186 Campo Kutz, fue adjudicado a Petróleos Mexicanos (PEMEX) el 13 de agosto de 2014; posteriormente el 25 de julio de 2016, se notificó a PEMEX el cambio en el título de Asignación A-0186-M-Campo Kutz, ajustando el área para realizar actividades de extracción de hidrocarburos y estableciendo dentro del título de Asignación A-0186-M-Campo Kutz el compromiso mínimo de trabajo para el área asignada.

Para el caso de la asignación del Campo Kutz, se realiza la modificación con base en el Artículo 40 de los Lineamientos debido a:

- Existen variaciones en el avance físico-presupuestal del Plan aprobado.
- Existen variaciones en los montos de inversión.

La ejecución del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0186-M-Campo Kutz (en adelante Asignación) se ha llevado a cabo mediante actividades de operación y mantenimiento, tanto a plataformas como instalaciones y para continuar con la extracción de la reserva remanente del campo se proponen las actividades adicionales siguientes: 8 limpiezas de aparejo. Las limpiezas de pozos se programaron con base a la estadística del campo, las cuales podrían variar en número y tiempo en función del comportamiento de los pozos. Para las actividades anteriores, se requiere de una inversión de 43.84 MMUSD y un gasto de operación de 34.61 MMUSD, lo cual permitirá recuperar para el periodo 2018-2028 un volumen de 2.50 MMb de aceite y 1.12 MMMpc de gas hidrocarburo, que en petróleo crudo equivalente representan 2.81 MMbpce.

c) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

La Asignación tiene una producción acumulada al 31 diciembre del año 2017 de 56.48 MMb de aceite y 25.37 MMMpc de gas natural; la producción promedio al 2017 es de 1.02 Mbd de aceite y 0.47 MMpcd de gas natural.

Las reservas remanentes 1P certificadas al 01 de enero de 2018 en el yacimiento Cretácico son de 2.5 MMb de Aceite y 1.12 MMMpc de gas y se muestran en la siguiente Tabla 4.

Campo	Volumen Original		Categoría de Reservas	Factor de Recuperación Actual		Reserva Remanente				Producción Acumulada	
	Aceite MMb	Gas Natural MMMpc		Aceite %	Gas %	Aceite MMb	Gas Natural MMMpc	Condensado MMbls	PCE MMb	Aceite MMb	Gas Natural MMMpc
Kutz	329.01	176.03	1P	17.17	14.41	2.50	1.12	0.087	2.81	56.48	25.37
Kutz	329.01	176.03	2P	17.17	14.41	2.50	1.12	0.087	2.81	56.48	25.37
Kutz	329.01	176.03	3P	17.17	14.41	2.50	1.12	0.087	2.81	56.48	25.37

Tabla 4. Volumen original y Reservas al 01 de enero de 2018. (Fuente: PEP)

A continuación, en la Figura 4 y Figura 5 se puede observar respectivamente, las Reservas de aceite y gas, para la Asignación A-0186-M Campo Kutz.



Figura 4 Evolución de las Reservas de Aceite de la Asignación A-0186-M Campo Kutz
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)



Figura 5. Evolución de las Reservas de Gas Natural de la Asignación A-0186-M Campo Kutz
(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 al plan vigente, la actividad física real llevada a cabo por el Asignatario a 2017 y la actividad física propuesta por PEP a realizar en la presente solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo.

Del análisis de la actividad física ejecutada contra la aprobada en Ronda Cero donde se estimaba que la producción de la Asignación se agotara en 2017, se advierte que a la fecha PEP ha realizado limpiezas de aparejo para continuar operando, ya que la presencia de incrustaciones inorgánicas genera diferentes problemáticas en los pozos que ocasionan disminución de presión en cabeza o represionamiento en las líneas superficiales generando flujo inestable, afectando la productividad de los pozos, por otro lado, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo incluye 8 limpiezas de aparejo y el abandono del campo que consiste en 7 taponamientos, 2 inertizaciones de ducto, un desmantelamiento y recuperación de la estructura marina como se muestra en la Tabla 5.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Concepto	Plan Aprobado Ronda Cero	Real	Plan Propuesto
	2015-2017	2015-2017	2018-2028
Reparaciones mayores (Núm. de acts)	0	0	0
Toma de información (Núm. de acts)	0	0	0
Reparaciones menores (Núm. de acts)	3	2	8
Abandono			
Taponamiento de pozos			7
Ductos			2
Plataforma			1

Tabla 5. Comparativo de actividad física entre Planes.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Debido a la comunicación hidráulica entre los campos Kutz y Ku, durante la explotación de éste último se originó una caída de presión, en el primero sin haber iniciado su explotación por lo que al iniciar su desarrollo rápidamente se alcanzó su etapa de madurez dejando reducidas áreas de oportunidad para un desarrollo adicional por lo que su expectativa de producción está basada en administrar la declinación del yacimiento, por lo tanto el método utilizado para la estimación del comportamiento futuro del campo se basa en un análisis de declinación tomando en cuenta el comportamiento histórico de los pozos tanto en producción de aceite como del incremento del corte de agua.

Derivado del análisis de la información remitida por PEP, la modificación al Plan de Desarrollo consiste en 8 limpiezas de aparejo, debido a que el yacimiento tiene problemas de incrustaciones y conificación de agua.

En la Figura 6 y Figura 7 se observa el comparativo de los escenarios Ronda Cero, producción histórica real y el escenario propuesto en la modificación del Plan de Desarrollo, para aceite y gas.

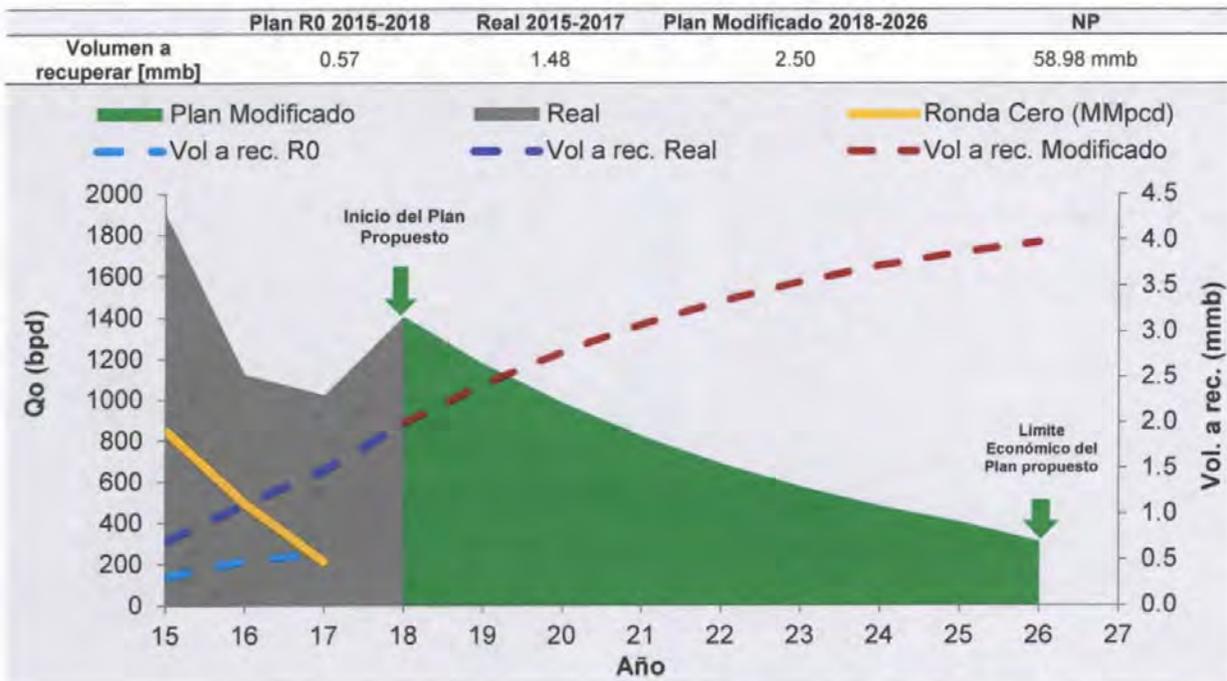


Figura 6. Perfiles de producción de aceite. (Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

	Plan R0 2015-2018	Real 2015-2017	Plan Modificado 2018-2026	GP
Volumen a recuperar [mmmpc]	0.26	0.67	1.12	26.49 mmmpc

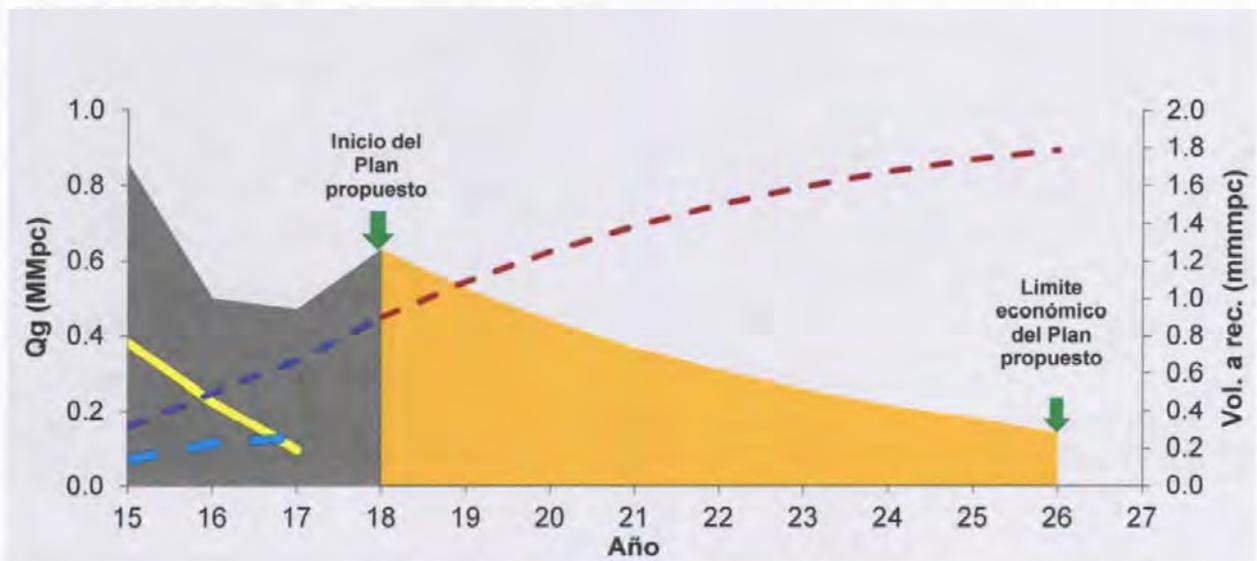


Figura 7. Perfiles de producción de gas.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

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

Este campo cuenta únicamente con actividades de operación y mantenimiento, debido a que el pozo actual recupera las reservas remanentes. No obstante, a lo anterior se realizaron planteamientos adicionales para acelerar la extracción de la mismas a través de alternativas de explotación técnicamente factibles y que se basan principalmente en las siguientes consideraciones:

- Reactivación de pozos actualmente cerrados.
- Análisis de riesgos en intervenciones
- Adelantar la recuperación de reservas remanentes
- Rentabilidad de las propuestas

Todas las propuestas están enfocadas a la explotación en el yacimiento Cretácico. Las alternativas analizadas son tres las cuales se describen a continuación y se resumen en Tabla 6 y Figura 8:

Alternativa 1

El plan de extracción de la Asignación está enfocado a la explotación del yacimiento del Cretácico, la cual está orientada a la continuidad operativa y al mantenimiento de la producción base, mediante estrategias de **limpiezas de aparejos de producción**, bajantes, mandril de gas de bombeo neumático, estrangulador y/o cambios de punto de inyección; así como la corrección de anomalías. Se continuará con la aplicación de Bombeo Neumático (BN) como sistema artificial de producción, una vez agotadas dichas reservas se plantea el abandono del campo incluyendo pozos e infraestructura, esto con la justificación de que no existen otros intervalos de interés que no incluyan riesgo alto, de invasión temprana de agua por lo que esta alternativa es la más viable económicamente y la menos riesgosa operativamente por la producción de agua en la Asignación.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Alternativa 2

En esta opción se propone continuar con la producción base de la asignación como se menciona en la alternativa 1, sin embargo, adicionalmente se contempla incrementar la producción con la **reparación de dos pozos cerrados** (Kutz- 1275 y Kutz-1247) **mediante cambios de intervalos** disparando en la cima del yacimiento. Dichos pozos fueron cerrados debido al incremento en el corte de agua asociado al avance del contacto agua-aceite. El objetivo principal es maximizar la producción del campo, así como adelantar la recuperación de las reservas remanentes, teniendo como beneficio la disminución de los gastos de operación y mantenimiento de la infraestructura.

El planteamiento de esta alternativa contempla un riesgo considerable debido a la posible producción de agua en los pozos propuestos por la alta densidad de fracturas que presenta el yacimiento asociado con un acuífero de alta energía. Se continuará con el bombeo neumático (BN) como sistema artificial de producción y se plantea el abandono del campo incluyendo pozos e infraestructura.

Alternativa 3

Para esta estrategia de explotación de la asignación, se considera la producción base y la estrategia planteada en la alternativa 1, más la reincorporación a producción de un pozo cerrado (Kutz-1271H) por alto corte de agua. La reactivación se realizará **con una reparación mayor (ventana)**, el objetivo de esta actividad es posicionar el pozo en una zona con mayor impregnación de aceite y menor densidad de fracturamiento con el fin de reducir el riesgo de la producción de agua a corto plazo. Esta actividad permitirá incrementar la producción de la asignación y adelantar la recuperación de las reservas remanentes. Se continuará con el bombeo neumático (BN) como sistema artificial de producción y se plantea el abandono del campo incluyendo pozos e infraestructura

Esta alternativa al igual que la anterior, contempla el riesgo de que el pozo se invada de agua debido a la alta densidad de las fracturas y al acuífero de alta energía que predomina como empuje hidráulico en el yacimiento.

Características	Alternativa 1 Elegida	Alternativa 2	Alternativa 3
Actividades físicas (Limpiezas de aparejo)	8	6	6
Reparaciones Mayores	0	2	1
Producción aceite (MMb)	2.50	2.43	2.47
Producción gas (MMMpc)	1.12	1.10	1.11
Gastos de Operación (MMusd)	34.61	31.86	30.94
Inversiones (MMusd)	43.84	47.60	51.28
Tecnologías	Bombeo Neumático	Bombeo Neumático	Bombeo Neumático
Indicadores económicos			
VPN AI (MMusd)	60.9	58.0	56.0
VPN DI (MMusd)	0.3	-5.8	-8.3
VPI (MMusd)	21.8	26.8	30.6
VPN/VPI AI (usd/usd)	2.80	2.17	1.83
VPN/VPI DI (usd/usd)	0.01	-0.22	-0.27

Tabla 6. Resumen de las alternativas propuestas para la extracción. (Fuente: PEP)

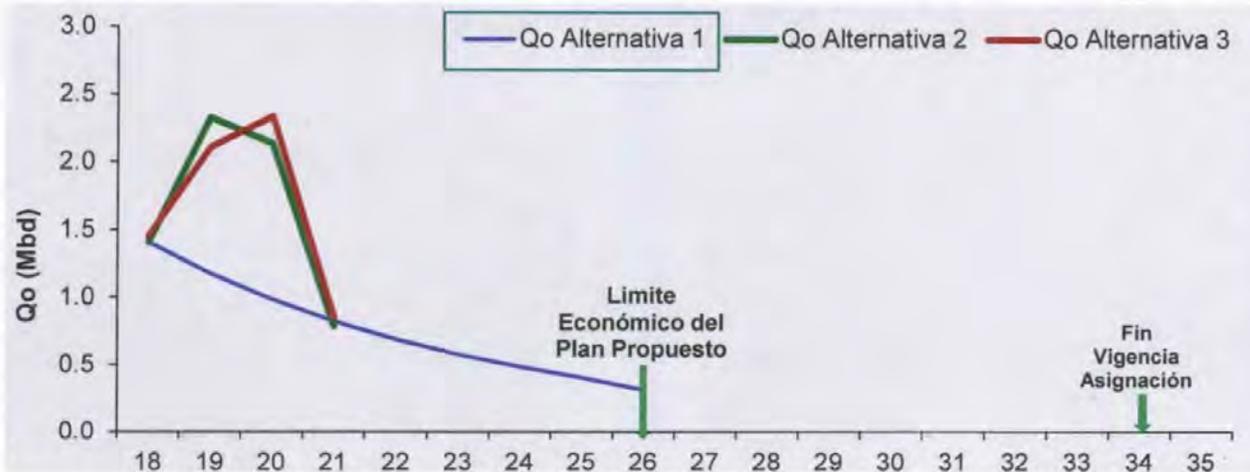


Figura 8. Pronóstico de producción de aceite de las alternativas propuestas

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

Bajo la metodología del gasto inverso (Figura 9), se graficó, uno entre el gasto de aceite (1/qo) contra la acumulada de producción entre el gasto (Np/qo), en la curva obtenida se observa una inflexión que representa un cambio de estrategia en el desarrollo del yacimiento, en este caso fue la perforación de los 4 pozos adicionales realizados entre 2010 y 2012, cambiando a la pendiente de color anaranjada, lo que nos indica que la recuperación de aceite será menor, esto se debe a la irrupción del agua y a los problemas causados por la formación de incrustaciones que han provocado el cierre de la mayoría de los pozos quedando solamente un pozo productor.

Este análisis sirve para evaluar si el factor de recuperación es acorde al yacimiento, teniendo en cuenta lo descrito en el párrafo anterior y evaluando en la ecuación de la línea anaranjada se obtiene una EUR (Reserva recuperable estimada) de 53 mmb lo que es cercano a un factor de recuperación final de 16%. El Asignatario prevé que su factor de recuperación final sea 17.9 % por lo que el volumen obtenido a través de la ecuación de balance de materia y al realizar el cálculo con el volumen original de la Asignación se concluye que el Factor de recuperación sí es representativo para el yacimiento.

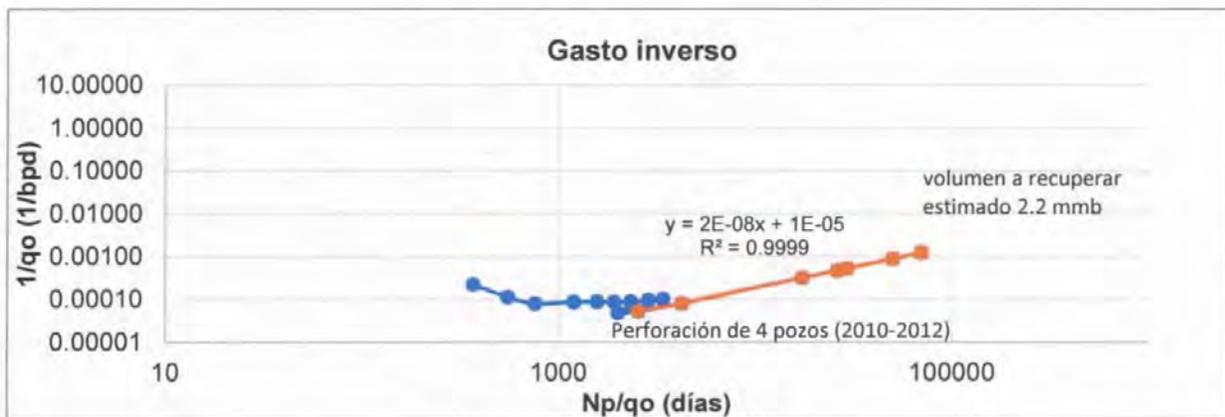


Figura 9. Análisis de Gasto inverso. (Fuente: CNH)

g) Comparativo del Campo Kutz a nivel internacional

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

Con el objeto de poder comparar el desempeño del campo Kutz, se buscaron Campos que, por sus características, petrofísicas, litología e hidrocarburos producidos, pudieran fungir como campos análogos, por lo que se consideró al campo Linguado, el cual se encuentran ubicado en Brasil y se ocupará para tal efecto. En la Tabla 7 se muestran los parámetros utilizados para la selección del campo análogo, así como sus respectivas características.

	Criterios utilizados	Linguado
Tipo de fluido	Productor de Aceite 18-25 °API	Productor de Aceite 20°API
Ubicación	Costa Afuera	Costa Afuera
Litología	Carbonatos	Carbonatos
Recuperación	Primaria	Primaria
Porosidad promedio %	10-20	20
Presión inicial kg/cm2	150-300	300

Tabla 7. Criterios de selección para los campos Análogos (Fuente: CNH)

Así mismo, esta Comisión realizó un comparativo en la base de datos DAKS, de factores de recuperación de aceite a nivel internacional considerando que produjeran aceite pesado, fueran campos ubicados en zonas marinas, de la misma edad geológica (Cretácico) y que la roca almacén fuera similar (Carbonatadas). De los resultados obtenidos, se deriva la siguiente Figura 10.



Figura 10. Comparativo de factores de recuperación para campos con características similares a Kutz. (Fuente: CNH)

Una vez analizado el campo análogo ubicado en Brasil se concluye, que el factor de recuperación final esperado, está acorde a la estrategia de desarrollo, se encuentra alineado con las prácticas internacionales y es económicamente viable para ser llevado a cabo por PEP.

Comparativo Internacional basado en Costos y producción.

h) Evaluación Económica

La opinión económica de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0186-M-Campo Kutz, considera los siguientes conceptos:

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

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and the letters 'ANM' at the bottom right.]

- b) Descripción del Programa de Inversiones de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo.
- c) Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo.
- d) Evaluación económica del proyecto de Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo.
- e) Existan variaciones en el avance físico-presupuestal del Plan aprobado

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

El Plan de Desarrollo vigente de la Asignación A-0186-M-Campo Kutz considera para el periodo 2015-2025 una inversión total de 8.1 millones de dólares*, 3.6 de Inversiones y 4.4 de gasto operativo. Pemex manifiesta que erogó en el periodo 2015 a 2017 un total de 7.31 millones de dólares de inversión.

En la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo, PEP propone desarrollar actividades a partir de 2018 con una inversión de 43.8 millones de dólares y 34.6 millones de dólares de gasto operativo, para un gasto total de 78.4 millones de dólares. Cabe señalar que el Operador presentó información hasta 2028 ya que en este periodo se estima concluir con el abandono de la Asignación.

Lo anterior, como se muestra en la siguiente Figura 11, para el caso de las inversiones significa un incremento del 1300%, respecto de la inversión originalmente propuesta.



Figura 11. Comparativo de gastos totales Ronda Cero respecto a Modificación al Plan (millones de dólares)

(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

*Todos los montos señalados en esta opinión se presentan en dólares del 2018, lo anterior, para poder realizar los comparativos correspondientes

Así, la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 40, fracción II, inciso e) y h) de los Lineamientos

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

El Programa de Inversiones de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo presentada por el Asignatario, desglosado por Actividad Petrolera y Sub-actividad Petrolera se presenta a continuación, esto de conformidad con lo establecido en los Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

de hidrocarburos; de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (en adelante, Lineamientos de Hacienda) Figura 12 y Tabla 8.

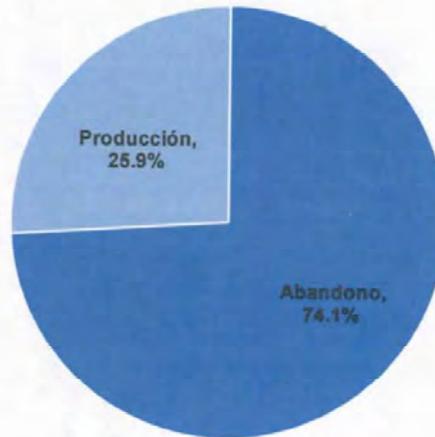


Figura 12. Distribución del Programa de Inversiones por Actividad Petrolera \$ 43.84 millones de dólares. (Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Actividad	Sub-actividad	Total
		(millones de dólares)
Producción		1.79
		0.77
		1.86
		2.45
		3.13
		0.04
		1.31
Abandono		32.49
Total de inversión (2018-2028)		43.84
Total gasto operativo (2018-2028)		34.61
Costos totales		78.45

*Las sumas pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo
 Tabla 8. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera (millones de dólares)
 (Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

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

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

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

PEP presentó la evaluación económica correspondiente al proyecto propuesto en su solicitud de modificación. Al considerar las premisas propuestas por PEP para la **alternativa 1** de desarrollo seleccionada (con un horizonte de tiempo de 2018 a 2028) de producción, costos e inversiones, y al realizar la evaluación económica del proyecto, esta DGEEE, obtiene los siguientes resultados Tabla 9,

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including '377', 'A24', and other illegible marks.]

considerando un precio de 60 dólares por barril y 4.3 dólares por mmpc.(conforme al Índice de Referencia de Precios de Gas Natural, Región VI (CRE) <http://www.cre.gob.mx/IPGN/index.html>):

Indicador	Antes Impuestos	Después Impuestos
VPN (mmUSD)	71	0.4
TIR	Indeterminada	10.03
VPI (mmUSD)	21,768	
VPN/VPI	3.3	0.002

Tabla 9. Indicadores económicos obtenidos a partir de las premisas e información de PEP

(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

A partir del análisis correspondiente a la evaluación económica, se observa que de las estimaciones propuestas deriva un proyecto rentable y económicamente viable, considerando lo establecido en los Títulos Tercero y Cuarto de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos, en cuanto al régimen fiscal aplicable; como sin considerarlo.

e) Existan variaciones en el avance físico-presupuestal del Plan aprobado

En el Plan aprobado se estimaba que la Asignación dejaría de producir en el año 2017, por lo que al observar el comportamiento de producción del campo se planea llevar a cabo otras actividades encaminadas a la continuidad operativa, a continuación, se presenta la variación de actividades y de inversión respecto al Plan vigente, la actividad real y la solicitud de la modificación al Plan de Desarrollo Tabla 10.

Metas físicas*		2015	2016	2017	2018-2034	Total
Reparaciones menores (núm)	Plan Aprobado (R0)	2	-	1	0	3
	Real ejecutado	1	-	1	0	2
	Plan Modificado				8	8
Abandono ¹	Plan Modificado				7 taponamientos, 2 ductos, 1 Plataforma	7 taponamientos, 2 ductos, 1 Plataforma
Inversión (MMUSD)	Plan Aprobado (R0)	1.79	0.86	0.99		3.64
	Real ejecutado	2.19	1.58	3.54		7.31
	Plan Modificado				43.8	43.8

Tabla 10. Comparativo de actividad física e inversión (fuente CNH con información del Asignatario)

El Plan de Desarrollo para la Extracción vigente se ha cumplido la totalidad de sus Actividades Petroleras, en consecuencia, PEP necesita realizar 8 limpiezas de aparejo y el abandono del campo que consiste en 7 taponamientos, 2 inertizaciones de ducto, un desmantelamiento y recuperación de la estructura marina.

Por lo anterior, se observa que PEP ha realizado la actividad física inicialmente programada dentro de los primeros años de la vigencia del Plan de Desarrollo vigente, y de conformidad al análisis técnico realizado en el Anexo Único se observa significativamente una variación en el avance físico-presupuestal del Plan vigente.

¹ En el Plan vigente (R0) no se tenía documentado el abandono de la Asignación.

i) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

Actualmente la Asignación A-0186-M-Campo Kutz, determina y asigna los volúmenes y calidad de los hidrocarburos basándose en la metodología de balance presentada con el Séptimo Transitorio de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante LTMMH) donde son considerados como Puntos de Medición del Anexo 3 de los mismos.

Derivado de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0186-M- Campo Kutz y de conformidad con lo establecido en los artículos 19,42, 43 y 44 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, la Dirección General de Medición llevo a cabo el análisis y revisión de la información presentada por PEP, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Es necesario comentar, que para el análisis y evaluación de la información se realizó con base a lo declarado y documentado por parte del Operador, donde los objetivos de la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo, se identificó que la explotación está orientada a la operación y mantenimiento de la producción base mediante estrategias de limpiezas de aparejo de producción, bajantes, mandril de gas de bombeo neumático, estrangulador y/o cambios de punto de inyección y corrección de anomalías. Está propuesta del Plan de Desarrollo para la extracción de la reserva remanente certificada de la Asignación, es a partir del 01 de enero de 2018, con el propósito de recuperar un volumen de 2.50 MMb de aceite y 1.12 MMMpc de gas, calculando una inversión de 43.84 MMUSD durante la vigencia del título de Asignación, por lo que derivado de esto y para un mejor análisis de la medición de los hidrocarburos se incluye la Evaluación Técnica Anexo I.

Manejo y Acondicionamiento de la Producción

Actualmente el campo Kutz, cuenta con infraestructura tipo tetrápodo perteneciente a la infraestructura del Centro de Proceso Akal-L, la corriente de la Asignación Kambesah es enviada de manera multifásica a través de un oleogasoducto de 20" (L-362) hacia la Plataforma Kutz-TA, para incorporarse a la corriente de la Asignación Kutz y posteriormente ser enviadas, de manera multifásica, por medio de un oleogasoducto de 20" hacia Akal-TJ, del Centro de Proceso Akal-L. El Centro de Proceso Akal-L, maneja la mezcla de hidrocarburos procedente de las plataformas satélites Akal-O, Akal-F, Akal-FO, Akal-TFO, Akal-TJ (todas parcial A-0008-M Campo Akal) y parcial A-0308-M Campo Sihil), Akal-TTJ(parcial A-0008-M Campo Akal y parcial A-0308-M Campo Sihil), Akal-L, Akal-KL, Akal-TKL , Kambesah-TA (A-0172-M Campo Kambesah), Kutz-TA (A-0186-M Campo Kutz), Akal-TM y Akal-TTM. Las plataformas Akal-TM y Akal-O transportan de manera directa la mezcla de hidrocarburos (gas-aceite) por las líneas L-212 y L-26 correspondientemente hacia el Centro de Proceso, donde se juntan con la línea Akal-L perforación, incorporándose posteriormente al cabezal de mezcla del Centro de Proceso.

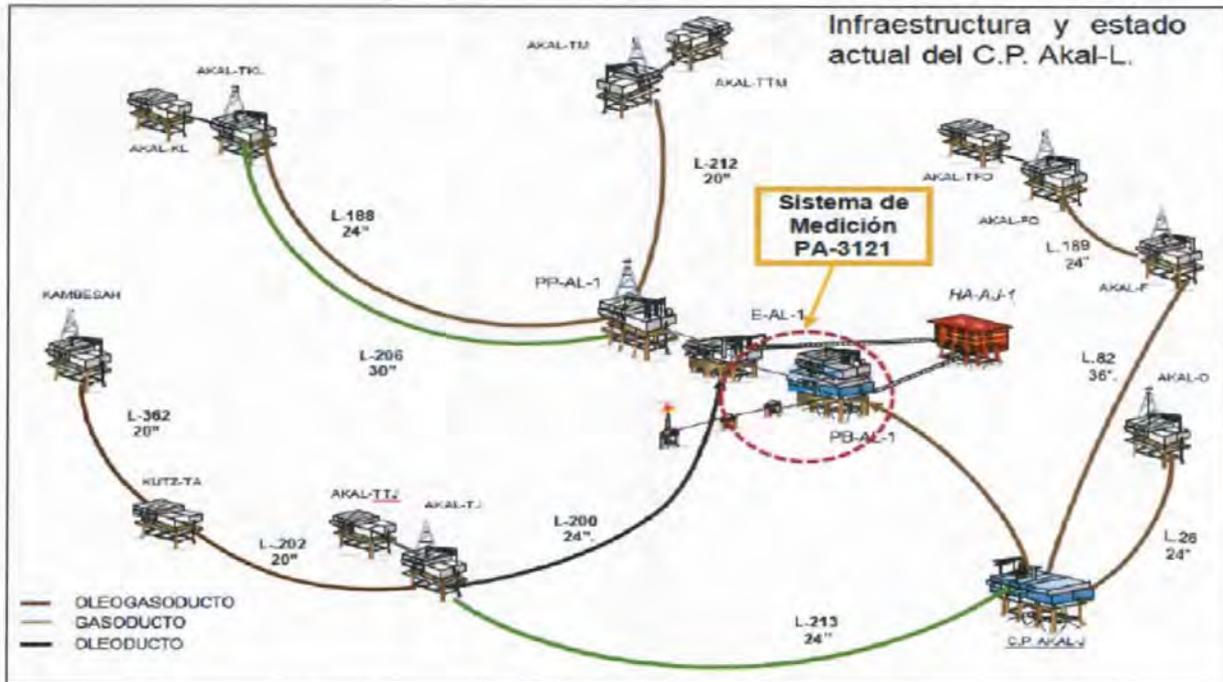


Figura 13. Infraestructura y estado actual del Centro de Proceso Akal-L. (Fuente: PEP)

Medición de Aceite:

La medición de la Asignación A-0186-M-Campo Kutz, se realiza de manera multifásica utilizando la medición de manera simultánea de las fases, por medio de un medidor multifásico instalado en la plataforma Kutz-TA, con un porcentaje estándar de incertidumbre de $\pm 8\%$ (Tabla 11). Se realiza de la manera siguiente: la mezcla de los hidrocarburos procedente del pozo se alinea al cabezal de prueba, donde se envía hacia el medidor multifásico en cual realiza la cuantificación de las fases y registrando en un computador de flujo para almacenar en la memoria la medición y totalización del flujo.

Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
Kutz-TA	Multifásico MPMF Roxar	1	N/D	$\pm 8\%$

Tabla 11. Sistema de Medición Multifásico en Kutz. Fuente: PEP.

La medición de los pozos se realiza de manera directa mediante el uso de un medidor multifásico, con el cual se determina el volumen de hidrocarburos y el agua asociada y la medición indirecta será realizada mediante la estimación de un aforo teórico del pozo el cual tendrá como insumos los datos operativos y muestreo periódico.

Con una infraestructura tipo tetrápodo, tiene la viabilidad operativa de recibir la producción proveniente de la Asignación Kambesah por medio de la línea L-362 de 20" de diámetro, recolectando e incorporándose a la producción de Kutz para ser enviadas (ambas), de manera multifásica, por medio de un oleogasoducto de 20" hacia Akal-TJ, del Centro de Proceso Akal-L.

El sistema de Medición de líquidos perteneciente al Centro de Proceso Akal-L, se identifica como el sistema de medición PA-3121 (Medición de transferencia) ubicado en la Plataforma Akal-L1 donde son medidas las Asignaciones A-0172-M Campo Kambesah, A-0186-M Campo Kutz, A-0008-M Campo Akal y A-0308-M Campo Sihil (Figura 13).

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

El sistema de medición de Akal-L1, cuenta con 3 trenes de medición, dos con medidores ultrasónicos del tipo tiempo de tránsito y uno con medidor másico tipo Coriolis (Tabla 12), la instrumentación secundaria está integrada por transmisores de presión, temperatura, corte de agua y densidad, como elemento terciario se dispone de 2 computadores de flujo marca Floboss S600+ para el sistema de medición.

Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre	Capacidad
Akal-L1	Coriolis	1	10 pg	N/D	20,500 BPH
Akal-L1	Ultrasónico	2	8 pg	±4.3%	9,780 BPH

Tabla 12. Sistema de Medición de Transferencia instalado en Akal-L1 PA-3121. (Fuente: PEP)

El Centro de Proceso Akal-L, maneja la mezcla de hidrocarburos procedente de las plataformas satélites Akal-O, Akal-F, Akal-FO, Akal-TFO, Akal-TJ (todas parcial A-0008-M Campo Akal) y parcial A-0308-M Campo Sihil), Akal-TTJ (parcial A-0008-M Campo Akal y parcial A-0308-M Campo Sihil), Akal-L, Akal-KL, Akal-TKL, Kambesah-TA (A-0172-M Campo Kambesah), Kutz-TA (A-0186-M Campo Kutz), Akal-TM y Akal-TTM. Las plataformas Akal-TM y Akal-O transportan de manera directa la mezcla de hidrocarburos (gas-aceite) por las líneas L-212 y L-26 correspondientemente hacia el Centro de Proceso, donde se juntan con la línea Akal-L perforación, incorporándose posteriormente al cabezal de mezcla del Centro de Proceso.

Como caso particular, la mezcla de hidrocarburos (gas-aceite) procedente de la plataforma Akal-FO se junta por medio de una línea L-189 con la producción de la plataforma Akal-F, fluendo de manera conjunta hacia el Centro de Proceso por medio de la línea L-82 e incorporándose igualmente al cabezal de mezcla donde se reúne la producción hacia el separador de primera etapa en Akal-L1, llevando a cabo la separación del aceite crudo del gas disuelto, posteriormente el aceite separado fluye hacia el cabezal de aceite separado.

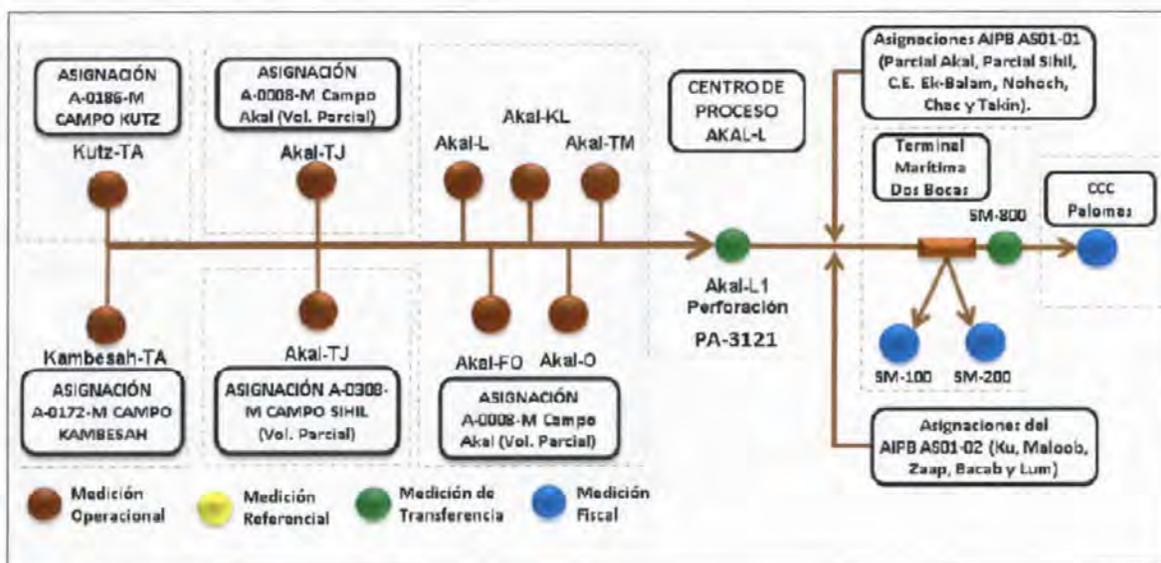


Figura 14. Medición de Aceite a través del Sistema de Medición PA-3121 instalado en Akal-L1. (Fuente: PEP)

Otro sistema de medición de tipo de transferencia es el SM-800, instalado en la Terminal Marítima Dos Bocas de envío al Centro Comercializador de Crudo Palomas, contando con lo siguiente (Tabla 13):

Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
TMDB SM-800	Turbina	4	12 pg	±0.2%

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

Tabla 13. Sistema de Medición de transferencia instalado en la TMDB. (Fuente: PEP)

Una vez separados el aceite y gas en los cabezales de separación, son enviados a los Puntos de Medición (Anexo 3 de los LTMMH), puntos que comparten y cuantifican los volúmenes integrados de diferentes corrientes de hidrocarburos de las asignaciones de aguas someras en el cual viene integrada la producción de la Asignación Kutz, teniendo como puntos de medición de aceite, los siguientes (Tabla 14):

Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
TMDB SM-100	Turbina	11	8 pg	±0.2%
TMDB SM-200	Turbina	6	12 pg	±0.18%
CCC PALOMAS PA-100	Ultrasónico	5	10 pg	±0.22%
CCC PALOMAS PA-200	Ultrasónico	4	8 pg	±0.22%
CCC PALOMAS PA-300	Ultrasónico	3	8 pg	±0.22%
CCC PALOMAS PA-500	Ultrasónico	4	6 pg	±0.22%
CCC PALOMAS PA-700	Ultrasónico	3	8 pg	±0.22%
CCC PALOMAS PA-1700	Ultrasónico	3	8 pg	±0.35%

Tabla 14. Sistemas de Medición Fiscal en la TMDB y el C.C.C. Palomas para aceite. (Fuente: PEP)

Medición de Gas:

La mezcla (aceite-gas-agua) proveniente de la Plataforma Kutz-TA, es enviada a la Plataforma Akal-J de perforación para la medición de referencia, por medio de la línea L-202 de 20" de diámetro (Figura 14), cuantificando la producción con los sistemas de medición de la Tabla 15.

Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño
Akal-J FQIT-100 A	Placa de Orificio	1	9 pg
Akal-J FQIT-100 E	Placa de Orificio	1	9 pg
Akal-J FQIT-302 C	Placa de Orificio	1	9.75 pg
Akal-J FQIT-302 D	Placa de Orificio	1	9.75 pg

Tabla 15. Sistemas de Medición (Descarga a Booster y Taurus) Akal-J de Perforación. (Fuente: PEP)

Los sistemas de medición FQIT-100A, FQIT-100E, FQIT-302C, FQIT-302D de la descarga de booster de los cuatro turbocompresores (Taurus 60), cuenta con elemento primario tipo tubo placa de orificio y computadores de flujo Scanner 2000, los cuales disponen de los algoritmos de cálculo para cuantificar los volúmenes netos de gas a condiciones de referencia.

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

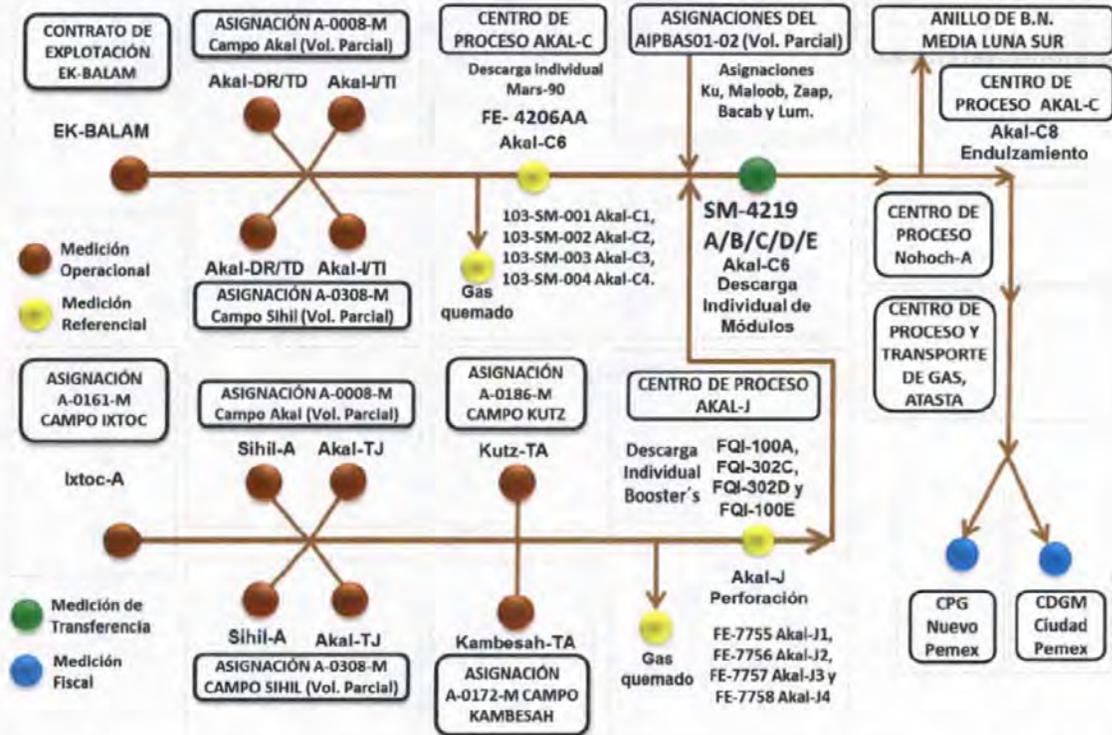


Figura 15. Medición de Gas a través del Sistema de Medición SM-4219 instalado en Akal-C6. (Fuente: PEP)

La corriente de gas amargo a la llegada de los turbocompresores Taurus 60 de Akal-J perf. (), proveniente de las asignaciones A-0161-M Campo Ixtoc, A-0186-M Campo Kutz, A-0172-M Campo Kambesah, parcial de A-0308-M Campo Sihil, parcial de A-0008-M Campo Akal, incluido el gas del Activo Integral de Producción Bloques Aguas Someras 01-02, son manejadas en el compresor de alta presión MARS 100 de Akal-C6 en conjunto con la corriente de Ek Balam. La descarga en alta presión tiene la flexibilidad de fluir hacia la planta de endulzamiento de Akal-C8 o hacia Nohoch-A para envío a las plantas petroquímicas. Los sistemas de medición SM-4219 de la descarga individual de los Módulos A,B,C,D y E (), cuentan con elementos primarios de tipo presión diferencial o Placa de Orificio y computadores de flujo Scanner 2000, los cuales disponen de los algoritmos de cálculo para cuantificar los volúmenes netos de gas a condiciones de referencia, como lo muestra la siguiente Tabla 16.

Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
Akal-C6 FE-4219A	Placa de Orificio	1	5.37 pg	±1.2%
Akal-C6 FE-4219B	Placa de Orificio	1	6.125 pg	±1.2%
Akal-C6 FE-4219C	Placa de Orificio	1	5.25 pg	±1.2%
Akal-C6 FE-4219D	Placa de Orificio	1	5.25 pg	±1.2%
Akal-C6 FE-4219-E	Placa de Orificio	1	5.9 pg	±1.2%

Tabla 16. Sistemas de Medición de transferencia ubicados en Akal-C6. (Fuente: PEP)

Una vez cuantificada la producción en la descarga individual de los módulos de Akal-C6, la producción es enviada a los Puntos de Medición Fiscal (Anexo 3 de los LTMMH) de Pemex, donde se cuantifican los

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'X', 'A', and 'MMA']

volúmenes totales integrados por diferentes corrientes de hidrocarburos gaseosos en la cual viene integrada la corriente de la Asignación Kutz. Se enuncian los siguientes puntos de medición (Tabla 17):

Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
CPG NUEVO PEMEX PM-11	Placa de Orificio	5	16 pg	±1.82%
CDGM CD PEMEX	Placa de Orificio	5	20 pg	±0.31%

Tabla 17. Sistemas de Medición Fiscal de gas. (Fuente: PEP)

El sistema PM-11 ubicado en el CPG Nuevo Pemex, instalado en el Área de separadores y Medición, es un paquete operado por la Gerencia de Tratamiento y Logística Primaria Sur (GTLP SUR). Este sistema de medición (Tabla 17), tiene el objetivo de medir fiscalmente con efectos de facturación del volumen de gas húmedo amargo producido por los Activos pertenecientes a la Subdirección de Producción de Campos Terrestres y de los Activos de la Subdirección de Producción de Aguas Someras. Se tiene instalado transmisores electrónicos de presión diferencial, transmisores electrónicos de presión estática y transmisores electrónicos de temperatura, así como un computador que recibe los datos enviados por los transmisores. Teniendo como respaldo registrador de flujo de grafica circular cuadrática para medición de presión estática y diferencial por cada sistema de medición.

El Centro de Distribución de Gas Marino (CDGM) Cd. Pemex, es una instalación donde se separa el gas/líquido, se miden y distribuyen los hidrocarburos enviados del CPTG-Atasta (gas húmedo amargo marino). Se compone de las siguientes áreas: llegada de líneas, separación de gas y condensado amargo, estabilización de condensado y bombeo, compresión de vapores de baja, medición de gas húmedo amargo y condensado amargo.

Dentro del proceso operativo, el área de líneas de llegadas L-2 y L-3 se encarga de recibir y transportar el gas húmedo amargo marino provenientes del CPTG-Atasta, hacia la etapa de separación, el gas de la L-2 se hace pasar por los separadores FA-101 C y FA-101 D, con una presión de llegada de 7207.89 kPa (73.5 kg/cm²), el gas húmedo amargo marino procedente de los separadores, se envía a los rectificadores de cada separador y posteriormente al patín de medición PA-101 de gas húmedo amargo (GHA) para su entrega al Centro de Proceso de Gas Ciudad Pemex (Tabla 17).

Medición de Condensados:

Los Sistemas de Medición utilizados como Puntos de Medición de Pemex (Anexo 3 de los LTMMH) cuantifican los volúmenes totales de condensado integrados por diferentes corrientes de hidrocarburos de las Asignaciones, la siguiente Figura 16 muestra la llegada de corrientes.

Aut
[Handwritten signatures]

Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
Kutz-TA	Multifásico MPMF Roxar	1	N/D	±8%

Tabla 19. Sistemas de Medición de agua. (Fuente: PEP)

En cuanto a la medición indirecta, es realizada mediante la estimación de un aforo teórico del pozo el cual tendrá como insumos los datos operativos y el muestreo periódico. El modelado se realiza con un software especializado de flujo multifásico en pozos, tomando en consideración el comportamiento del flujo desde el fondo hasta la cabeza del pozo y reproduciendo a las condiciones de operación reportadas para el cálculo de la producción. Empleando la presión estática del yacimiento y las condiciones de operación del pozo a la fecha de interés, se calculan las producciones de líquido y gas.

Medición Multifásica

Con referente a la medición multifásica, el operador documentó lo siguiente:

"Derivado de la disminución de producción de los pozos y al deterioro de los separadores de prueba e instrumentación secundaria ocasionado principalmente por el medio ambiente de las áreas costa fuera, la evaluación económica indica que los costos por mantenimiento del proceso de medición por medio de separadores de prueba (separador fijo) son muy altos, por lo tanto resulta más rentable el uso de otras tecnologías como lo es la medición multifásica, las cuales pueden ser del tipo portátil, siendo capaces de realizar la medición en distintas instalaciones bajo un programa de realización de aforos, compartiendo así los costos."

Se identifica en el documento que con lo referente a la Medición Multifásica por parte del Operador, es congruente con la filosofía de operación de la Asignación Kutz.

Determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos

Para la determinación de los volúmenes de hidrocarburos líquidos y gaseosos el Operador Petrolero presenta los procedimientos correspondientes los cuales están basados en la normatividad API 5.6 medidores tipo Coriolis, API 12.2.2 y 20.1 para hidrocarburos líquidos y AGA 3, API 14.3 para placas de orificio y AGA 9 medidores del tipo ultrasónicos, para la medición de hidrocarburos gaseosos, los volúmenes serán determinados mediante los procedimientos presentados por el Operador llamado "Procedimiento de medición volumétrica para hidrocarburos líquidos" y "Procedimiento de medición volumétrica para hidrocarburos gaseosos" en los cuales se contempla la normatividad correspondiente para el muestreo y análisis de los hidrocarburos, las cuales cumplen con lo establecido en el anexo II de los LTMMH, como lo son ASTM 1945 cromatografía de gases y ASTM-1298 densidad API, ASTM D-4007 agua y sedimento, ASTM D-4006 agua en petróleo.

Adicionalmente a los procedimientos anteriores, el Operador Petrolero presentó los procedimientos para asignación de los volúmenes de gas y condensado a partir del balance de la medición volumétrica realizada en los Puntos de Medición hacia los pozos del campo Kutz.

Cabe resaltar que, derivado del análisis a la información presentada para la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos, se puede concluir que mediante estos procedimientos presentados se da cumplimiento a los requerimientos solicitados para la determinación de volumen y calidad de los hidrocarburos conforme a los LTMMH.

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 250.396/2018 de fechas 19 de julio de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-118 con fecha del 27 de julio

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

de 2018 se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el PEP, "...siempre que los mecanismos y puntos de medición propuestos por el Asignatario permitan determinar el volumen y la calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida de conformidad con los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos expedidos por esa Comisión, y dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diversas, prevean la incorporación de una metodología de bancos de calidad, que permitan imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de asignación o áreas contractuales de las que provengan", por lo que se advierte que sólo en tanto se cumplan las premisas antes mencionadas esta Secretaría estará de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos. Resaltando que la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos se puede determinar de conformidad con lo establecido en los LTMMH, y que la metodología por el banco de calidad deberá ser implementado.

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y el Punto de Medición propuestos por el Operador Petrolero 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 su Anexo correspondiente.

j) Comercialización de Hidrocarburos

Conforme a la información presentada por el Asignatario en la solicitud de modificación al Plan relacionada con Comercialización de Hidrocarburos, después de revisar y analizar dicha información por parte de la Comisión se determinó que se mantienen en los términos y condiciones establecidos en el Plan vigente, por lo que no se presenta modificación alguna en este apartado.

k) Programa Aprovechamiento del Gas Natural

Previo a la presentación de la Solicitud, el 20 de junio de 2018, la Comisión aprobó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación mediante Resolución CNH.E.37.002/18 y requirió a PEP la actualización del calendario de actividades de dicho programa.

Por lo que, en atención al contenido de la Solicitud y la actualización recibida en esta Comisión mediante oficio PEP-DG-SCOC-458-2018 recibido el 13 de agosto de 2018, se advierte que la información presentada por PEP no modifica la meta de aprovechamiento de gas, manteniendo las acciones e inversiones que originalmente fueron aprobadas en la Resolución de referencia. Por lo tanto, de conformidad con los principios de economía y celeridad que rigen la actuación administrativa, con la Solicitud se tiene por actualizado el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural.

El gas producido en la Asignación Kutz se mezcla con las corrientes de gas de los Campos Akal, Sihil, Ixtoc, Kambesah y con gas proveniente del Activo Integral de Producción Bloque AS01-02 en el Centro de Proceso Akal-J, posteriormente se envía al Centro de Proceso Akal-C, para su compresión en alta presión en los módulos de Akal-C6 y Akal-C7, y finalmente es enviado a la plataforma Akal-C8 para su endulzamiento e incorporación a la red de BN.

Cabe hacer mención, que el manejo de gas de esta Asignación juega un papel importante en el manejo de gas de la Subdirección de Producción Bloque Aguas Someras AS01, (Activo Integral de Producción Bloque AS01-01 ((AIPBAS01-01)), al formar parte de esta red de distribución, mejorando la calidad del gas manejando en Akal-C6.

Considerando lo establecido en las disposiciones técnicas para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos el cálculo de la meta de aprovechamiento anualizado se calcula con la siguiente fórmula:

$$\text{MAGt} = \left| \frac{\text{A+B+C+T}}{\text{GP+GA}} \right| \times 100$$

Donde:

MAG = Meta de Aprovechamiento de Gas Anual

- t = Año de cálculo
 A = Autoconsumo (volumen/año)
 B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año)
 C = Conservación (volumen/año)
 T = Transferencia (volumen/año)
 GP = Gas Natural Asociado producido (volumen/año)
 GA = Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área de Asignación o Contractual (volumen/año).

Por lo que la meta de aprovechamiento de gas natural asociado (MAG) de la Asignación para el año 2019 es la siguiente.

$$\text{MAG}_{18} = \left[\frac{0.00+0.00+0.00+2.11}{0.53+1.63} \right] \times 100 = 98\%$$

Cabe hacer mención que en el mes de noviembre del 2018 se alcanzará la meta del 98% de aprovechamiento la cual se mantendrá durante el resto del periodo de producción de la Asignación.

Composición del Gas Natural Asociado a producir

La Tabla 20 muestra la composición del Gas Natural Asociado representativa de la Asignación.

Plataforma		Kutz-TA		
Pozo		Kutz-1277		
Fecha de muestra		25/12/2017	21/02/2018	01/03/2018
Componentes en % de mol	Ácido Clorhídrico			
	Ácido sulfhídrico	0.69	1.283	0.956
	Agua			
	Aire			
	Cloro			
	Contenido de condensados			
	Decanos+			
	Dióxido de azufre			
	Dióxido de Carbono	2.845	3.601	2.965
	Etano	10.151	11.096	9.96
	Etileno			
	Helio			
	Heptanos			
	Hexanos +	0.083	0.234	0.375
	Hidrógeno			
	i-Butano	0.494	0.482	0.548
	i-Pentano	0.211	0.22	0.329
	Metano	69.589	66.152	65.576

	Monóxido de Carbono			
	n-Butano	1.272	1.218	1.517
	Nitrógeno	9.473	10.333	12.358
	Nonanos			
	n-Pentano	0.235	0.269	0.437
	Octanos			
	Oxígeno			
	Propano	4.957	5.112	4.979
	Total	100	100	100
Propiedades	Peso Específico (kg/m3)			
	Peso Molecular (g/mol)	21.9739	22.6947	22.9314
	Poder Calorífico (BTU/FT ³)	1091.86	1089.66	1088.94
	Presión pseudocrítica (Kg/cm2A)	43.7419	43.7995	42.3977
	Temperatura pseudocrítica (°C)	-58.0469	-54.7938	-56.864
	Densidad (kg/m ³)	0.7586	0.7835	0.7917

Tabla 20. Análisis de la composición del gas. (Fuente: PEP)

Pronóstico de producción del Gas Natural Asociado

Para el cálculo del Aprovechamiento de gas, se considera el gas total manejado en superficie, donde la producción de gas hace mención a la suma del gas producido de formación y gas hidrocarburo adicional.

En la Tabla 21, Tabla 22 y Tabla 23 se muestra los pronósticos de producción del gas natural asociado de forma mensual para los primeros 3 años y anual para el resto de la vigencia perteneciente al Área de la Asignación.

Programa de Gas (MMpcd)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Producción de gas	GP	0.69	0.67	0.66	0.65	0.65	0.64	0.63	0.62	0.61	0.60	0.59	0.58	0.63
	GA	1.93	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.54
Autoconsumo	A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bombeo Neumático	B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	T	2.59	2.12	2.11	2.10	2.09	2.08	2.07	2.06	2.05	2.05	2.05	2.04	2.12
Gas Natural no Aprovechado		0.04	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.04	0.04	0.05
% de aprovechamiento		98.65	97.50	97.50	97.50	97.50	97.50	97.50	97.50	97.50	97.50	98.00	98.00	97.70

Tabla 21. Programa de aprovechamiento de gas 2018 de la Asignación. (Fuente: PEP)

Programa de Gas (MMpcd)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Producción de gas	GP	0.57	0.56	0.56	0.55	0.54	0.53	0.52	0.52	0.51	0.50	0.49	0.49	0.53
	GA	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	2.00	2.00	2.00	1.63
Autoconsumo	A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bombeo Neumático	B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	T	2.03	2.02	2.02	2.01	2.00	1.99	1.98	1.98	1.97	2.45	2.44	2.44	2.11
Gas Natural no Aprovechado		0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.05	0.05	0.05	0.04
% de aprovechamiento		98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00

Tabla 22. Programa de aprovechamiento de gas 2019 de la Asignación. (Fuente: PEP)

Programa de Gas (MMpcd)		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
Producción de gas	GP	0.48	0.47	0.46	0.46	0.45	0.44	0.44	0.43	0.42	0.42	0.41	0.41	0.44
	GA	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
Autoconsumo	A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bombeo Neumático	B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	T	2.43	2.42	2.42	2.41	2.40	2.40	2.39	2.38	2.38	2.37	2.36	2.36	2.39
Gas Natural no Aprovechado		0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
% de aprovechamiento		98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00

Tabla 23. Programa de aprovechamiento de gas 2020 de la Asignación. (Fuente: PEP)

A continuación, en la Tabla 24 se presenta el programa de la producción y el aprovechamiento de gas de forma anual para el resto de la vigencia de la Asignación.

Programa de Gas (MMpcd)		2021	2022	2023	2024	2025	2026
Producción de gas	GP	0.37	0.31	0.26	0.22	0.18	0.14
	GA	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
Autoconsumo	A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bombeo Neumático	B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Conservación	C	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Transferencia	T	2.32	2.26	2.21	2.17	2.14	2.10
Gas Natural no Aprovechado		0.05	0.05	0.05	0.04	0.04	0.04
% de aprovechamiento		98.00	98.00	98.00	98.00	98.00	98.00

Tabla 24. Programa de aprovechamiento de gas 2021-2026 para la Asignación. (Fuente: PEP)

Máxima relación Gas-Aceite a la cual los pozos pueden operar.

A continuación, en la Tabla 25, se indica la Relación Gas Aceite máxima obtenida por aforos a pozos de la Asignación.

Formación	RGA (m ³ /m ³)
	Máxima
Kutz Cretácico	598

Tabla 25. Máxima Relación Gas Aceite a la que podrá producir el pozo. (Fuente: PEP)

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

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

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación del Plan de Desarrollo, a continuación, en la Tabla 26 a Tabla 35 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 44 de la Ley de Hidrocarburos y artículo 33, fracciones IV y VI de los Lineamientos:

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

Tabla 26. Indicadores de desempeño en tiempo de reparación de pozos. (Fuente: PEP)

Característica	Tasa de éxito de reparaciones	Reparaciones mayores
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de reparaciones exitosas con respecto al número total de reparaciones hechas. El éxito se considera cuando existe optimización de la producción en el pozo	Porcentaje de la diferencia entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TER = (\text{pozos reparación exitosos} / \text{total de pozos reparación}) * 100$	$DRMA = (RMA_{real} - RMA_{plan} / RMA_{plan}) * 100$
Frecuencia de medición	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral
Periodo de reporte a la comisión	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Trimestral

Tabla 27. Indicadores clave de desempeño en éxito de reparaciones (Fuente: PEP)

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

Tabla 28. Indicadores clave de desempeño en desviación de producción y desviación de gasto de operación. (Fuente: PEP)

Característica	Desarrollo de reservas	Factor de recuperación
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación del desarrollo de la reserva real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DDR = (DR_{real} - DR_{plan} / DR_{plan}) * 100$	$DFR = (FR_{real} - FR_{plan} / FR_{plan}) * 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Trimestral
Periodo de reporte a la comisión	Trimestral	Trimestral

Tabla 29. Indicadores clave de desempeño en desviación de desarrollo de reservas y desviación de factor de recuperación. (Fuente: Comisión)

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

Tabla 30. Indicadores clave de desempeño en desviación de contenido nacional y desviación de aprovechamiento de gas. (Fuente: Comisión)

Programa de Índice de Paros No Programados (IPNP)

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

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

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

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

H_{TE} = Horas Totales por Equipos

Tabla 31. del Programa de Indicadores de Paros No Programados. (Fuente: PEP)

Característica	Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Gasto de Operación	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DGO = \left(\frac{GO\ real - GO\ plan}{GO\ plan} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral
Desarrollo de reservas	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DDR = \left(\frac{DR\ real - DR\ plan}{DR\ plan} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral
Factor de recuperación	Porcentaje de diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación	$DFR = \left(\frac{FR\ real - FR\ plan}{FR\ plan} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral
Contenido Nacional	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de desviación	$DCN = \left(\frac{CN\ real - CN\ plan}{CN\ plan} \right) * 100$	Trimestral	Trimestral

Tabla 32. Indicadores Trimestrales, (Fuente: Comisión)

Característica	Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Variables	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Tiempo de reparación de un pozo*	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de reparaciones en pozo con respecto al programado	Porcentaje de desviación	TPplan TPreal	$TRP = \frac{TRP\ real - TRP\ plan}{TRP\ plan} \times 100\%$	Al finalizar la Reparación	Al finalizar la Reparación

Tabla 33. Indicadores que reportar al terminar la actividad, (Fuente: Comisión)

Característica	Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Variables	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Tasa de éxito de reparaciones*	Porcentaje de reparaciones exitosas con respecto al número total de reparaciones hechas. El éxito se considera cuando existe optimización de la producción en el pozo.	Porcentaje	Reparaciones exitosas (Número) Total de reparaciones (Número)	$TER = \frac{Reparaciones\ exitosas}{Total\ de\ reparaciones} \times 100\%$	Al término de la reparación y prueba de un pozo	Al término de la reparación y prueba de un pozo

Tabla 34. Indicadores que reportar al terminar la actividad, (Fuente: Comisión)

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

Tabla 35. Indicadores que reportar al terminar la actividad, (Fuente: Comisión)

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

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

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 36.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación	0		
Terminación	0		
RMA	0		
RME	8		
Abandono			
Ductos	2		
Plataformas	1		
Taponamientos	7		

Tabla 36. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas (Fuente: Comisión).

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 37.

Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Producción			
i.		1.79	
ii.		0.77	
iii.		1.86	
iv.		2.45	
v.		3.13	
vi.		0.04	
vi.		1.31	
Abandono			
ix.		32.49	
Total inversión		43.84	
Total gasto de operación		34.61	
Costos totales		78.45	

Tabla 37. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera (Fuente: Comisión).

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

- iii) Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas al incremento de la producción en la Asignación, mismo que está condicionado al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivada de ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 38.

Fluido	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	NP (2018-2026)
Producción de aceite programada (mbd)	1.41	1.18	0.98	0.82	0.69	0.58	0.48	0.40	0.31	2.50
Producción de aceite real (mbd)										
Porcentaje de desviación										
Producción de gas programada (mmpcd)	0.63	0.53	0.44	0.37	0.31	0.26	0.22	0.18	0.14	1.12
Producción de gas real (mmpcd)										
Porcentaje de desviación										

Tabla 38. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada (Fuente: Comisión).

VI. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0186-M-Campo Kutz, 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 presente Plan.

En relación al Sistema de Administración de Riesgo, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0500/2018, de fecha 8 de junio de 2018, la Agencia señala que por oficio número ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017, del 13 de julio de 2017, y en el oficio de modificación ASEA/UGI/DGGEERC/1178/2017 de fecha 27 de noviembre de 2017, autorizó el Sistema de Administración de Riesgos de PEP (ASEA-PEM16001C/AI0417), el cual se basa en las actividades que el Asignatario tiene aprobadas por la Comisión en los Planes de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, por lo cual la asignación se encuentra amparada.

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

VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0186-M-Campo Kutz 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 presente Plan.

En relación con la opinión emitida por la Secretaría de Economía mediante oficio UCN.430.2018.229 de fecha 26 de junio de 2018, suscrito por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional, informa que es probable que se cumpla con las obligaciones de Contenido Nacional establecidas en el Título de Asignación para el periodo de tiempo 2018-2025, en consecuencia, tienen una opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento para el periodo de Extracción de la Asignación A-0186-M-Campo Kutz.

VIII. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 Fracciones I, II, III y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 6,7 fracciones I, II, III, IV, VI y VII, 8 fracción II, 11, 20, 40, fracción II, incisos e) y h) y 41 de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación.

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

La Asignación Kutz, servirá como referencia para el desarrollo de otras asignaciones, que presenten complejidad similar a la de dicha Asignación, ya que como ha sido mencionado anteriormente tiene una problemática asociada a la formación de orgánicos e inorgánicos que afecta la producción, acompañada con la conificación de agua y la comunicación hidráulica con otro campo, por lo que el conocimiento de esta Asignación ayudara al desarrollo de otras Asignaciones con potencial petrolero.

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

El Plan establece actividades encaminadas al aseguramiento de la continuidad operativa y de producción a través de limpiezas de aparejo que ayudaran a incrementar el factor de recuperación de la Asignación de 17 a 18%.

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

Kutz es un campo maduro conectado hidráulicamente con el Campo Ku, por lo que antes de comenzar su desarrollo tuvo un represionamiento causado por la conexión antes mencionada por lo que no se observan áreas de oportunidad para la incorporación de Reservas, esto justificado también con el avance de su contacto agua-aceite, por lo tanto, solo se prevé el desarrollo de las Reservas ya probadas a través de una estrategia de mantenimiento a la producción.

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

Las actividades planteadas por PEP para llevar a cabo dentro de la Asignación durante la ejecución de la modificación del Plan de Desarrollo consisten en 8 limpiezas de aparejo que están encaminadas al mantenimiento de la producción debido a la problemática de la formación de incrustaciones en los pozos de dicho Campo, por lo que se considera técnicamente viable continuar con el mantenimiento de producción a través de las reparaciones menores.

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 respecto a la ingeniería de producción, como es la utilización del sistema artificial Bombeo Neumático, la simulación de flujo multifásico en software especializado y la prevención de incrustaciones a través de limpiezas de pozos 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

Previo a la presentación de la Solicitud, el 20 de junio de 2018, la Comisión aprobó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación mediante Resolución CNH.E.37.002/18 y requirió a PEP la actualización del calendario de actividades de dicho programa.

Por lo que, en atención al contenido de la Solicitud y la actualización recibida en esta Comisión mediante oficio PEP-DG-SCOC-458-2018 recibido el 13 de agosto de 2018, se advierte que la información presentada por PEP no modifica la meta de aprovechamiento de gas, manteniendo las acciones e inversiones que originalmente fueron aprobadas en la Resolución de referencia.

Por lo tanto, de conformidad con los principios de economía y celeridad que rigen la actuación administrativa, con la Solicitud se tiene por actualizado el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural

Formación	RGA (m ³ /m ³)
	Máxima
Kutz Cretácico	598

g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presenta por PEP respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación A-0186-M-Campo Kutz en la solicitud de modificación a su Plan de Desarrollo, consiste en ejecutar actividades orientadas a la operación y mantenimiento de la producción base mediante estrategias de limpiezas de aparejo de producción, bajantes, mandril de gas de bombeo neumático, estrangulador y/o cambios de punto de inyección y corrección de anomalías, comprometiéndose a la fechas de entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados y contenidos en la evaluación de los Mecanismos de Medición del Anexo I del presente dictamen, en los términos que establecen los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, cumpliendo con la normatividad vigente para la medición dinámica de los hidrocarburos a producirse.

Al respecto, de la información presentada por PEP y del resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y los Sistemas de Medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Operador, conforme al apartado de medición que antecede y el Anexos I de 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:

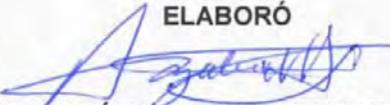
- i. Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por PEP para el Plan de Desarrollo, en términos de artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:
- ii. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 9, 19, fracciones I, II, III, IV,V, 21, 22, 23, 24, 25, fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, fracciones I, II, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
- iii. 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.
- iv. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por PEP.
- v. 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 250.396/2018 de fechas 19 de julio de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-118 con fecha del 27 de julio de 2018 se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el PEP, "... siempre que los mecanismos y puntos de medición propuestos por el Asignatario permitan determinar el volumen y la calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida de conformidad con los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos expedidos por esa Comisión, y dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diversas, prevean la incorporación de una metodología de bancos de calidad, que permitan imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de asignación o áreas contractuales de las que provengan", por lo que se advierte que sólo en tanto se cumplan las premisas antes mencionadas esta Secretaría estará de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos. Resaltando que la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos se puede determinar de conformidad con lo establecido en los LTMMH, y que la metodología por el banco de calidad deberá ser implementado.

- vi. 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.
- vii. 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. 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, los cuales son técnicamente viables y se encuentran definidos en la figura 14 y 15 del presente dictamen.
 - b. Se determina que PEP deberá dar mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
 - c. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los Diagnósticos que serán presentados por parte de PEP, en términos del análisis realizado en el apartado XI del Anexo I del presente Dictamen.
- viii. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para la Asignación campo Kutz en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismo, PEP deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Anexo I, por lo que ya no se deberá utilizar la metodología de Balance referida en el Séptimo Transitorio y aprobada en la resolución CNH.E.03.002/16 de fecha 17 de febrero de 2016, para la medición de cada uno de los Hidrocarburos producidos.

Recomendaciones

- Se recomienda Analizar la factibilidad de la implementación, de un proceso de recuperación mejorada en la Asignación A-0186-M Campo Kutz, que pueda ser aplicado en el Yacimiento con el objetivo de incrementar la recuperación de hidrocarburos y elevar el factor de recuperación final del Campo.
- Buscar y evaluar alternativas para hacer, más eficientes los costos de abandono.

ELABORÓ

ING. ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ
Subdirectora de Área
Dirección General de Dictámenes de Extracción

ELABORÓ

ING. JOSÉ ALFREDO FUENTES SERRANO
Subdirector de Área
Dirección General de Medición

ELABORÓ

LIC. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA
Directora General Adjunta
Dirección General de Estadística y Evaluación
Económica

REVISÓ

MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO
Directora General
Dirección General de Medición

REVISÓ

ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ
Director General
Dirección General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ

MTRA. MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO
Directora General
Dirección General de Estadística y Evaluación
Económica

AUTORIZÓ

MTR. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ
Titular
Unidad Técnica de Extracción

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 29 y 35 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-0186-M-Campo Kutz.

ACUSE

	Comisión Nacional de Hidrocarburos Unidad Técnica de Extracción Dirección General de Medición	
Evaluación Técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0186-M-Campo Kutz		

Introducción

Se hace referencia a los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH o Lineamientos) publicados en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF) el 29 de diciembre de 2015 y modificados mediante Acuerdos CNH.E.32.001/15, CNH.E.29.002/16 y CNH.E.61.005/17, publicados en el DOF los días 11 de febrero, 2 de agosto del 2016 y 11 de diciembre de 2017.

Al respecto la Dirección General de Medición realizó el análisis y evaluación técnica de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición de la Asignación A-0186-M-Campo Kutz (en adelante, Asignación), propuestos por Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP) como parte de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación en comento.

Objetivo

Evaluar la propuesta de Mecanismos de Medición y de Puntos de Medición presentados por PEP como parte de la modificación del Plan del Desarrollo de la Asignación, en términos de lo establecido en los LTMMH

Evaluación Técnica

PEP presentó como parte de su propuesta de modificación de Plan de Desarrollo la información correspondiente a la implementación de los Mecanismos de Medición y los Puntos de Medición de la Asignación.

El análisis y evaluación de los Mecanismos de Medición y los Puntos de Medición, se realizó conforme a la información remitida por el Operador mediante los escritos en el Aparato anterior, a fin de establecer los resultados de dichos Mecanismos en términos de lo establecido en el artículo 46 de los Lineamientos.

La evaluación técnica en comento se realizó de conformidad con lo establecido en el artículo 43 de los Lineamientos, el cual establece que la Comisión deberá llevar a cabo lo siguiente:

- I. Verificar la suficiencia de la información a que se refiere el artículo 42 de los Lineamientos;
- II. Analizar la información proporcionada por el Operador y su cumplimiento de la Gestión y Gerencia de la Medición, en los términos de lo establecido en artículo 44 de los Lineamientos.
- III. Analizar la congruencia de los diferentes componentes de los Mecanismos de Medición con el Plan de Desarrollo, y



Recibi
ORIGINAL
9.

	Comisión Nacional de Hidrocarburos Unidad Técnica de Extracción Dirección General de Medición	
Evaluación Técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0186-M-Campo Kutz		

Introducción

Se hace referencia a los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH o Lineamientos) publicados en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF) el 29 de diciembre de 2015 y modificados mediante Acuerdos CNH.E.32.001/15, CNH.E.29.002/16 y CNH.E.61.005/17, publicados en el DOF los días 11 de febrero, 2 de agosto del 2016 y 11 de diciembre de 2017.

Al respecto la Dirección General de Medición realizó el análisis y evaluación técnica de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición de la Asignación A-0186-M-Campo Kutz (en adelante, Asignación), propuestos por Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP) como parte de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación en comento.

Objetivo

Evaluar la propuesta de Mecanismos de Medición y de Puntos de Medición presentados por PEP como parte de la modificación del Plan del Desarrollo de la Asignación, en términos de lo establecido en los LTMMH

Evaluación Técnica

PEP presentó como parte de su propuesta de modificación de Plan de Desarrollo la información correspondiente a la implementación de los Mecanismos de Medición y los Puntos de Medición de la Asignación.

El análisis y evaluación de los Mecanismos de Medición y los Puntos de Medición, se realizó conforme a la información remitida por el Operador mediante los escritos en el Aparato anterior, a fin de establecer los resultados de dichos Mecanismos en términos de lo establecido en el artículo 46 de los Lineamientos.

La evaluación técnica en comento se realizó de conformidad con lo establecido en el artículo 43 de los Lineamientos, el cual establece que la Comisión deberá llevar a cabo lo siguiente:

- I. Verificar la suficiencia de la información a que se refiere el artículo 42 de los Lineamientos;
- II. Analizar la información proporcionada por el Operador y su cumplimiento de la Gestión y Gerencia de la Medición, en los términos de lo establecido en artículo 44 de los Lineamientos.
- III. Analizar la congruencia de los diferentes componentes de los Mecanismos de Medición con el Plan de Desarrollo, y

- IV. Considerar la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en relación con la ubicación del Punto de Medición.

En virtud de lo anterior, y en términos de lo establecido en el numeral I antes citado, se llevó a cabo la evaluación de lo siguiente:

Área de Asignación

La Asignación A-0186-M-Campo Kutz, tiene un área de asignación de 14.45km², ubicada a 80 Km al noroeste de Ciudad del Carmen Campeche, Campeche. Se localiza geológicamente dentro de la plataforma continental del Golfo de México, en tirantes de agua de 40 a 50 m, teniendo como Asignaciones más cercanas Akal y Ku. Hasta enero de 2014 se han perforado y terminado dentro de la asignación un total de 7 pozos (1 exploratorio y 6 de desarrollo), todos ellos resultaron ser productores de aceite y gas asociado. Actualmente el campo se explota con un pozo y los otros 5 se encuentran cerrados por la alta producción de agua. El campo fue descubierto en 1979 con el pozo exploratorio Kutz-1, mediante el cual se determinó el contacto agua-aceite original a 3256 mvbnm y produjo aceite pesado de 22°API. Para el año 2001 se inició el desarrollo con la perforación del pozo Kutz-1247 ubicado en el centro de la estructura, seguido de kutz-1267 y 1269 durante la primera etapa de desarrollo del campo. Posteriormente a partir de 2010 se perforaron 4 pozos adicionales. La producción acumulada al 1 enero de 2014 es de 54.2 mmb de aceite y 24.4 mmmpc de gas, teniendo una producción promedio a marzo de 2014 de 2.3 mbpd de aceite y 1.0 mmppcd de gas a través de 3 pozos productores, mientras que para el 31 de diciembre de 2017 la producción acumulada es de 56.48 MMB de aceite y 25.37 MMMpc de gas, alcanzando una producción máxima de 24.0 Mbpd, teniendo una producción promedio anual de 2017 de 1.02 Mbd de aceite y 0.47 MMppcd de gas a través de un pozo productor.

Se cuenta con una estructura tipo tetrápodo perteneciente a la infraestructura del Centro de Proceso Akal-L, la corriente de la Asignación Kambesah es enviada de manera multifásica a través de un oleogasoducto de 20" (L-362) hacia la Plataforma Kutz-TA, para incorporarse a la corriente de la Asignación Kutz y posteriormente ser enviadas, de manera multifásica, por medio de un oleogasoducto de 20" hacia Akal-TJ, del Centro de Proceso Akal-L. El Centro de Proceso Akal-L, maneja la mezcla de hidrocarburos procedente de las plataformas satélites Akal-O (parcial A-0008-M Campo Akal), Akal-F(parcial A-0008-M Campo Akal), Akal-FO(parcial A-0008-M Campo Akal), Akal-TFO(parcial A-0008-M Campo Akal), Akal-TJ(parcial A-0008-M Campo Akal y parcial A-0308-M Campo Sihil), Akal-TTJ(parcial A-0008-M Campo Akal y parcial A-0308-M Campo Sihil), Akal-L(parcial A-0008-M Campo Akal), Akal-KL(parcial A-0008-M Campo Akal), Akal-TKL (parcial A-0008-M Campo Akal), Kambesah-TA (A-0172-M Campo Kambesah), **Kutz-TA** (A-0186-M Campo Kutz), Akal-TM (parcial A-0008-M Campo Akal) y Akal-TTM (parcial A-0008-M Campo Akal). Las plataformas Akal-TM y Akal-O transportan de manera directa la mezcla de hidrocarburos (gas-aceite) por las líneas L-212 y L-26 correspondientemente hacia el Centro de Proceso, donde se juntan con la línea Akal-L perforación, incorporándose posteriormente al cabezal de mezcla del Centro de Proceso.

Como caso particular, la mezcla de hidrocarburos (gas-aceite) procedente de la plataforma Akal-FO se junta por medio de una línea L-189 con la producción de la plataforma Akal-F fluyendo de manera

conjunta hacia el Centro de Proceso por medio de la línea L-82 e incorporándose igualmente al cabezal de mezcla donde se reúne la producción hacia el separador de primera etapa en Akal-L1 llevando a cabo la separación del petróleo crudo del gas disuelto, posteriormente el petróleo separado fluye hacia el cabezal de petróleo separado.

El objetivo del Plan de Desarrollo está orientado a la operación y mantenimiento, es decir, mantener la producción base mediante estrategias como: limpiezas de aparejos de producción, bajantes, mandril de gas de Bombeo Neumático, estrangulador y/o cambios de punto de inyección y corrección de anomalías. Incluyéndose el abandono del campo (pozos e infraestructura) con un tiempo de vigencia de contrato de la Asignación Kutz de 2013- 2034; cabe destacar que, menciona el Operador Petrolero, que no se contempla la instalación de nueva infraestructura.



Figura 1. Ubicación Geográfica Asignación A-0186-M-Campo Kutz

I. Política de Medición

En el documento Anexo de la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo Para la Extracción en la Carpeta 2, numeral III.2.4.I Mecanismos de Medición Política de Medición; el Operador presenta la narrativa de su Política de Medición, siendo un soporte para su implementación el Plan Rector para la medición de los hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción 2016-2020, el cual cumple con la filosofía de la norma NMX-CC-10012-IMNC-2004, cabe resaltar que, en el documento del Anexo I, se encuentra plasmada una declaratoria de Política de Medición. Misma que, el Operador Petrolero contempla para su presentación y difusión a todas las estancias de Medición de PEP para que sea reconocida y aplicada oficialmente.

II. De los Procedimientos

Con la finalidad de contar con un aseguramiento operativo a los Sistemas de Medición el Operador Petrolero entregando la elaboración de procedimientos para mantenimiento de los Sistemas de Medición y sus Instrumentos de Medida, realizó la entrega de los siguientes procedimientos:

- Procedimiento de Balance de Aceite Pesado.
- Procedimiento de Calibración de los Sistemas de Medición.
- Procedimiento de Confirmación Metrológica.
- Procedimiento de Mantenimiento a los Sistemas de Medición.
- Instructivo para la Operación de Patines.
- Instructivo para la Verificación y Ajuste de OWD.
- Instructivo para la Verificación y Ajuste Scanner 2000.
- Operación de Computadores de Flujo Marca Omni.
- Operación de Computadores de Flujo Marca Panametrics.
- Operación de Registrador de Flujo.
- Operación y Mantenimiento de Fitting y V-cone.
- Procedimiento para asegurar la trazabilidad de las mediciones.
- Procedimiento para la determinación de agua y sedimentos en aceite crudo y lubricantes.
- Procedimiento para la determinación de azufre en petróleo y aceite lubricante.
- Procedimiento para la determinación de gravedad API del aceite crudo y lubricantes.
- Procedimiento para la determinación de gravedad esp. Del aceite crudo y lubricantes.
- Procedimiento para la determinación de sal en aceite crudo método electrométrico.
- Procedimiento de Medición Volumétrica y Asignación de la Producción.

De este último, entregó un programa de implementación de los procedimientos de medición volumétrica y asignación de producción del hidrocarburo líquido, gaseoso y condensados.

		PROGRAMA DE IMPLANTACIÓN DE PROCEDIMIENTOS ASIGNACIÓN A-0186-M CAMPO KUTZ 2018/2019													
No.	ACTIVIDAD	SEPT 2018	OCT 2018	NOV 2018	DIC 2018	ENE 2019	FEB 2019	MAR 2019	ABR 2019	MAY 2019	JUN 2019	JUL 2019	AGO 2019	NOTAS	
1	Procedimiento de medición volumétrica y asignación de producción del hidrocarburo líquido, gaseoso y condensados.	PROG												Este procedimiento contempla la ejecución de pasos para realizar la medición volumétrica de líquidos, gas y condensados, así como la asignación de producción de líquidos, gas y condensados, para la asignación A-0186-M Campo Kutz.	
		REAL													
1.1	Formalización	PROG												Este procedimiento será actualizado de acuerdo a lo indicado en la guía operativa para elaborar y actualizar documentos operativos en petrolera exploración y producción (incluye como anexos adjuntos los formatos creados en los anexos) GO-NC-TC-0001-2017	
		REAL													
1.2	Difusión	PROG													
		REAL													
1.3	Aplicación	PROG													
		REAL													
1.4	Verificación	PROG													
		REAL													

Figura 3. Programa de Implementación del Procedimiento de los documentos correspondientes a la medición volumétrica y asignación de la producción.

Es importante mencionar que para las actividades establecidas para los laboratorios de ensayos, pruebas y calibración el Operador Petrolero deberá demostrar que los laboratorios cuentan con acreditación vigente y que tiene la facultad para llevar a cabo las tareas descritas, contando con




personal capacitado y acreditado. Así mismo deberá de considerar la normatividad aplicable vigente para la determinación volumétrica en cada una de las etapas de medición (operacional, referencia, transferencia y fiscal).

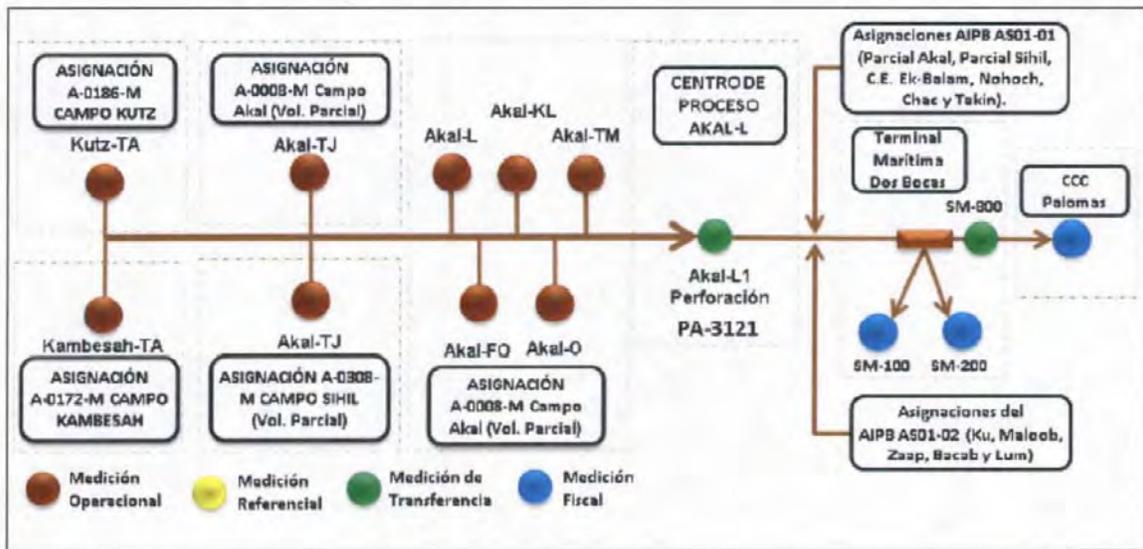
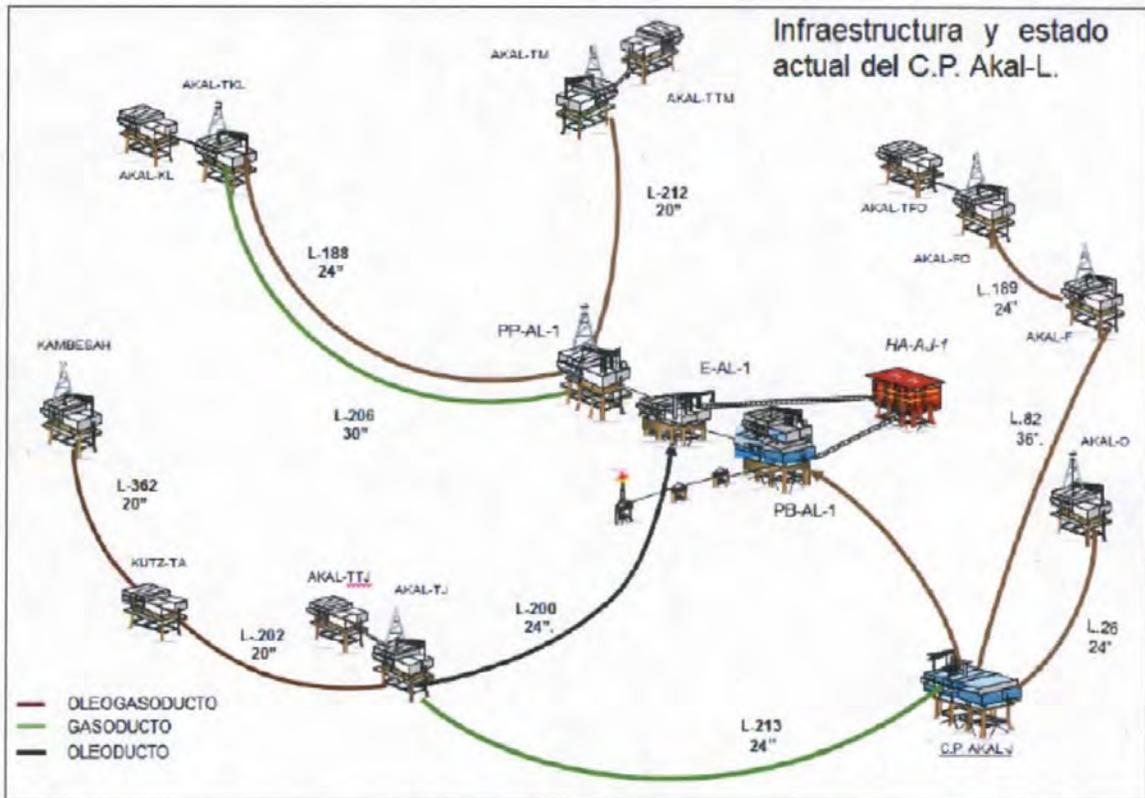
Cabe resaltar que, derivado del análisis a la información presentada para la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos, se puede concluir que mediante estos procedimientos presentados se da cumplimiento a los requerimientos solicitados para la determinación de volumen y calidad de los hidrocarburos conforme a los LTMMH.

En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para la Asignación campo Kutz en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismo, PEP deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Anexo I, por lo que ya no se deberá utilizar la metodología de Balance referida en el Séptimo Transitorio y aprobada en la resolución CNH.E.03.002/16, así como no se podrá considerar los Puntos de Medición del Anexo 3 de dichos LTMMH, para la medición de cada uno de los Hidrocarburos producidos.

III. Diagramas Generales de Infraestructura.

El Operador Petrolero presentó esquemas donde se identifican las diversas instalaciones asociadas al manejo y medición de los hidrocarburos del campo Kutz, los Punto de medición para Aceite y Gas, así como las diferentes Asignaciones que confluyen a los mismos. Presenta Diagramas de Tubería e Instrumentación asociados a las Plataformas Kutz-TA, Akal-TJ y Akal-J para las condiciones presentes y futuras de Aceite y Gas.

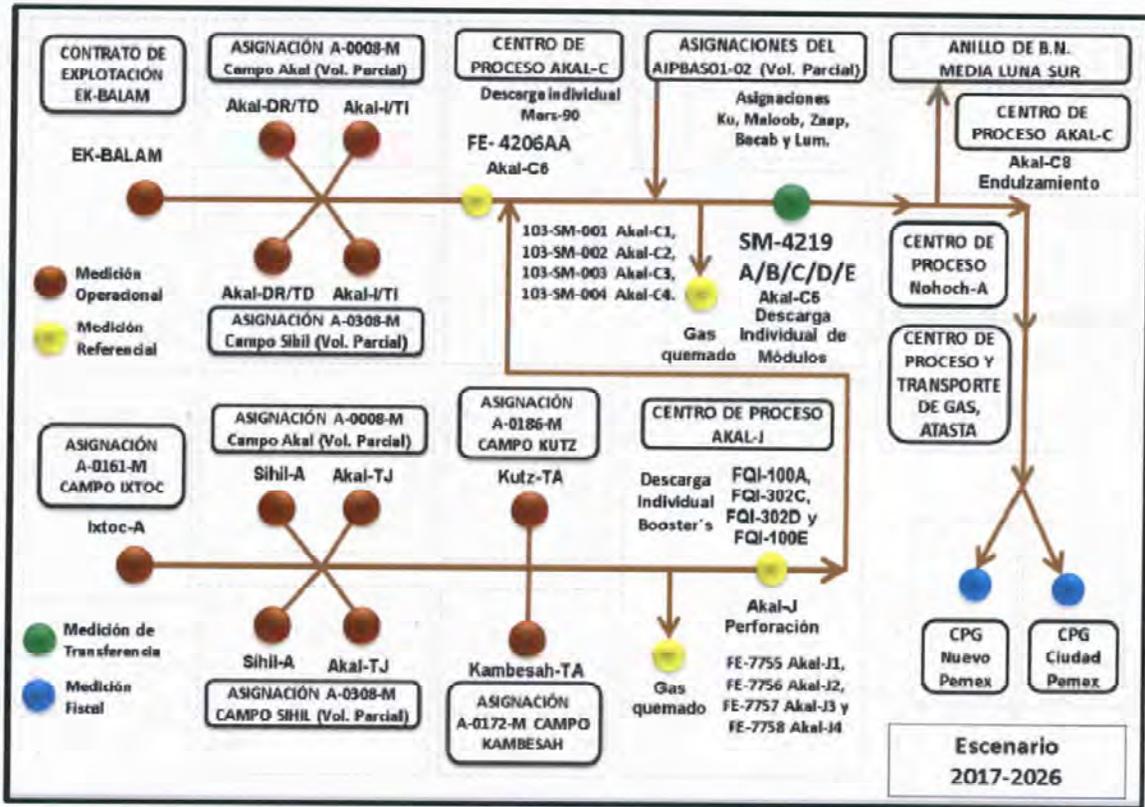




duy

[Signature]

[Signature]



IV. Ubicación de los Instrumentos de Medición

Para la ubicación de los instrumentos de medición el Operador Petrolero presenta las coordenadas geográficas donde se lleva a cabo la medición operacional, referencial, transferencia y fiscal para la medición de los hidrocarburos producidos en el área de asignación Kutz.

Medición Operacional

Plataforma Kutz-TA

Punto de Medición	Longitud	Latitud
Medición Operacional Kutz-TA		

[Firma manuscrita]

[Firma manuscrita]

[Firma manuscrita]

Centro de Proceso Akal-J Coordenadas Geográficas WGS84
Coordenadas Geográficas WGS84

Punto de Medición	Longitud	Latitud
Medición gas a la atmosfera FE-7755		
Medición gas a la atmosfera FE-7756		
Medición gas a la atmosfera FE-7757		
Medición gas a la atmosfera FE-7758		

Centro de Proceso Akal-C Coordenadas Geográficas WGS84

Punto de Medición	Longitud	Latitud
Medición gas a la atmosfera 103-SM-001		
Medición gas a la atmosfera 103-SM-002		
Medición gas a la atmosfera 103-SM-003		
Medición gas a la atmosfera 103-SM-004		

Medición de Transferencia

Sistemas de Medición en Terminal Marítima Dos Bocas Coordenadas Geográficas WGS84

Punto de Medición	Longitud	Latitud
-------------------	----------	---------



Terminal Marítima
Dos Bocas SM-800-A



Sistemas de Medición de gas de descarga de módulos en Akal-C6.
Coordenadas Geográficas WGS84

Punto de Medición	Longitud	Latitud
Medición Gas de Compresión SM-4219		

Centro de Proceso Akal-L Coordenadas Geográficas WGS84

Punto de Medición	Longitud	Latitud
Medición Líquidos PA-3121		

Medición de Referencia.

Centro de Proceso Akal-J Coordenadas Geográficas WGS84

Punto de Medición	Longitud	Latitud
Medición de gas de booster FQI-100A/100E 700C/700D		

Medición Fiscal para aceite

Sistemas de Medición en Terminal Marítima Dos Bocas y Centro Comercializador de Crudo Palomas.

Coordenadas Geográficas WGS84

Punto de Medición	Longitud	Latitud
Terminal Marítima Dos Bocas SM-100, SM-200 y SM-300		
Centro Comercializador de Crudo Palomas		

Medición fiscal para Gas

Sistemas de Medición de la Estación de Centro de Proceso de Gas Cactus

Coordenadas Geográficas WGS84

Punto de Medición	Longitud	Latitud
Centro de Proceso de Gas Cactus		

Sistemas de Medición en el Centro de Proceso de Gas Nuevo Pemex

Coordenadas Geográficas WGS84

Punto de Medición	Longitud	Latitud
Centro de Proceso de Gas Nuevo Pemex		

V. Diagramas de los Instrumentos de Medida.

Los diagramas isométricos presentados por el Operador incluyen la descripción de los sistemas de medición ubicados en la Asignación Kutz (operacional), diagramas de instrumentos de medición referencial (Centro de Proceso Akal-L, PA-3121), de transferencia (Akal-C) y fiscal (TMDB, C.C.C. Palomas), y para la medición de gas FE-4206 AA Descarga individual Mars-90 ubicado en el CP. Akal-C6.

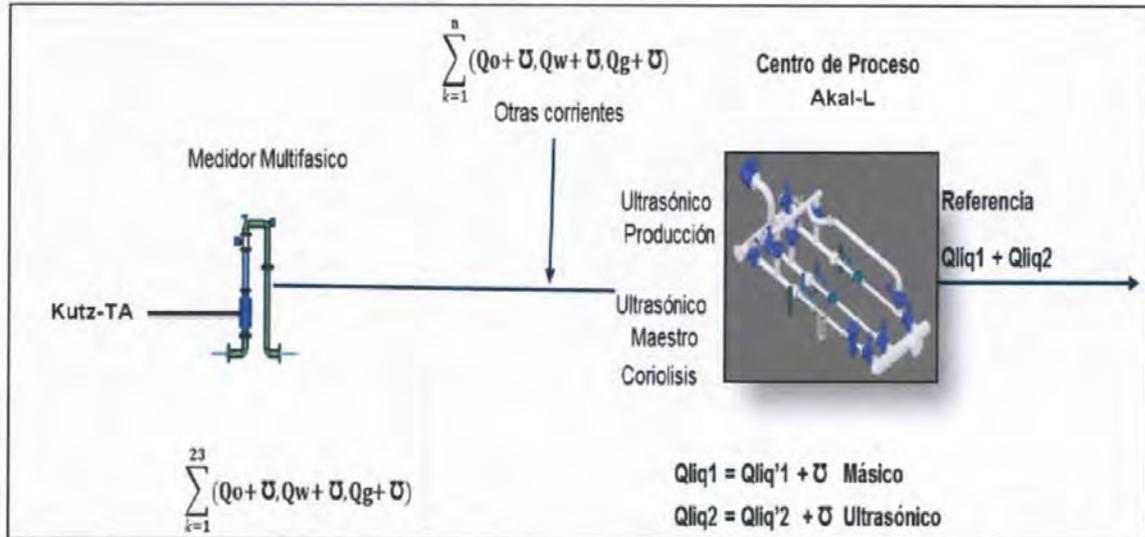


Figura 5.- Diagrama de instrumentos del sistema de medición Operacional de pozos en la Plataforma de la Asignación Kutz.

VI. Uso compartido del Punto de Medición

El Operador Petrolero manifestó que a pesar de no compartir los Puntos de Medición con otros operadores si existe confluencia de otras asignaciones de las cuales es el propio Pemex Exploración y Producción el Operador, por lo que, tal y como se refirió en el numeral II del presente Anexo, mediante los procedimientos medición volumétrica y asignación de la producción para aceite y gas se podrá determinarse la medición y la determinación del volumen, calidad y precio.

La Asignación A-0186-M-Campo Kutz comparte el punto de Medición de aceite crudo de Akal-L1 PA-3121 con las Asignaciones AA-0172-M Campo Kambesah, parcial de A-0308-M Campo Sihil y parcial de A-0008-M Campo Akal I, para la medición de gas la Asignación A-0186-M-Campo Kutz comparte el punto de medición de gas SM-4219 con las asignaciones A-0172-M Campo Kambesah, A-0161-M Campo Ixtoc, parcial de A-0308-M Campo Sihil, parcial de A-0008-M Campo Akal y las pertenecientes al AIPBAS01-02 de manera parcial (Ku, Maloob, Zaa, Bacab y Lum). Todas asignaciones pertenecientes al mismo Operador Petrolero.

[Firma manuscrita]

[Firma manuscrita]

[Firma manuscrita]

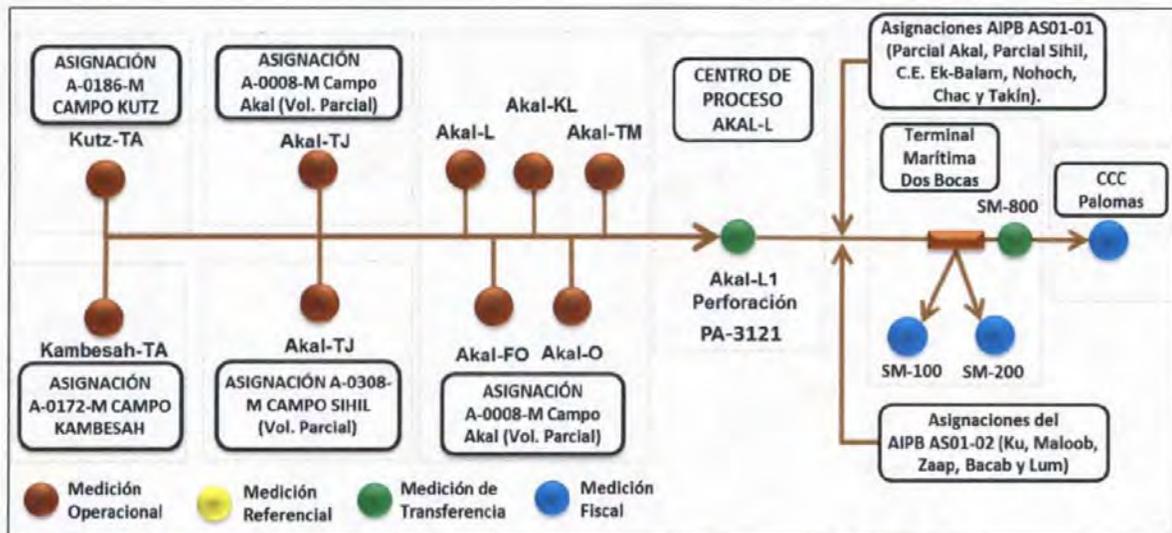


Figura 7.- Uso compartido del Punto de Medición de Aceite

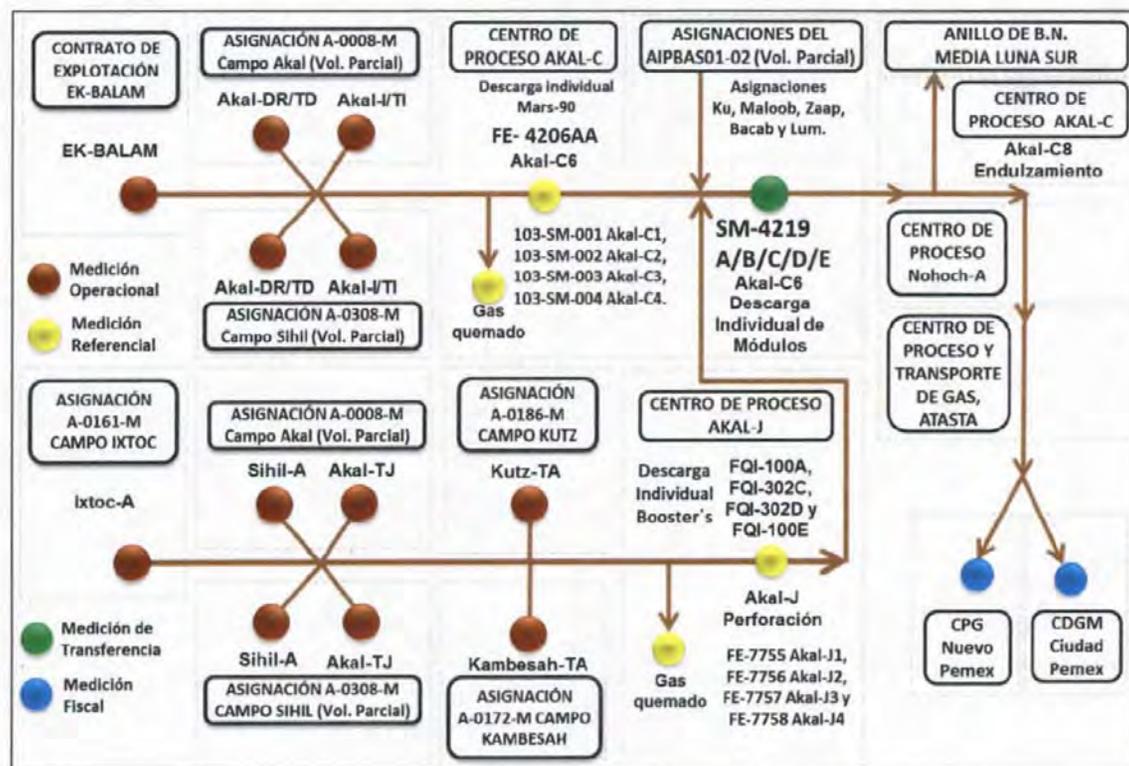


Figura 8.- Uso compartido del Punto de Medición de Gas

VII. Programas de Implementación de los Mecanismos de Medición y de las Instalaciones de Producción que influyen en la Medición de Hidrocarburos

[Firma manuscrita]

[Firma manuscrita]

en la Medición de los Hidrocarburos, además de que el Operador presentó avances de atención a los Mecanismos de Medición.

VIII. Incertidumbre de Medida.

En los presupuestos de incertidumbre que presenta el Operador, documenta información de los sistemas de medición de Petróleo Crudo para la medición de Transferencia y Fiscal. Cabe resaltar que, el Operador realizará durante los meses de julio a septiembre del 2018 y con el objetivo de estar en condiciones de cumplir con lo estipulado en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición la actualización de la estimación de incertidumbre de los sistemas de medición tanto para aceite como de gas del Activo Integral de Producción Bloque Aguas Someras AS-01-01 y hasta el término de la vida productiva de la Asignación Kutz en 2034. Estos programas mencionados anteriormente se presentan en la figura 9. Las siguientes tablas mencionan las incertidumbres asociadas a las mediciones operacionales y Puntos de Medición:

Medición Operacional

Punto de Medición	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
Kutz-A	Multifásico	1		8 %

Tabla 1.- Sistema de medición para Aceite y Gas. Fuente: PEP

Medición de Transferencia

Punto de Medición	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
Centro de Proceso Akal-L1 (PA-3121)	Ultrasónico	1	8pg	4.3%

Medición de Referencia

C.P Akal-J	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
Gas	Tubo Venturi	2	24 y 36 pg	Programada

Medición Fiscal

Patín de Medición		Medidor de flujo	Incertidumbre
SM-100	11 Trenes de Producción con probador bidireccional	Marca/Tecnología	0.2 %
		Tamaño/Modelo	

SM-200	6 Trenes de producción con probador unidireccional	Marca/Tecnología	Turbina	0.18 %
		Tamaño/Modelo	12	
SM-800	09 Trenes de producción con probador bidireccional	Marca/Tecnología	Turbina	0.2 %
		Tamaño/Modelo	12	

Tabla 2.- Sistemas de Medición de aceite en la TMDB. Fuente PEP.

TAG del paquete de medición	TAG del sistema de medición	Tipo	Marca	Diámetro	Incertidumbre
PA-100	FE-111	Ultrasónico	Faurer Herman	10"	0.22 %
	FE-121				
	FE-131				
	FE-141				
	FE-151				
PA-200	FE-211	Ultrasónico	G.E.	8"	0.22 %
	FE-221				
	FE-231				
	FE-241				
PA-300	FE-311	Ultrasónico	G.E.	8"	0.22 %
	FE-321				
	FE-331				
PA-1700	FE-1711	Ultrasónico	G.E.	8"	0.35 %
	FE-1721				
	FE-1731				

Tabla 3.- Sistemas de Medición de aceite en CCC Palomas. Fuente PEP

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Puntos de Medición de Gas

CDGM Ciudad Pemex	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
Gas húmedo amargo	Placa Orificio	5	20 pg	1.82 %

Tabla 4. Centro de Distribución de Gas Marino (Ciudad Pemex). Fuente: PEP

CPG Nuevo Pemex	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
Condensado de Gas amargo	Placa Orificio	5	16 pg	0.31 %

Puntos de Medición de Condensado

CPG Nuevo Pemex	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
Condensado de Gas amargo	Placa Orificio	2	6 pg	0.31 %
Condensado de Gas amargo	Coriolis	2	4	

Tabla 5. Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex (CPG Nuevo Pemex). Fuente: PEP

CPG Cactus	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
Condensado de Gas amargo	Placa de Orificio	1	4 pg	1.1 %

Tabla 6. Centro Procesador de Gas Cactus (CPG Cactus). Fuente: PEP

Derivado de que algunos de los valores de incertidumbre antes referidos, se encuentran por encima de lo establecido para los Puntos de Medición, el Operador Petrolero menciona que en el AIPBAS01-01 la incertidumbre será actualizada y se estimará durante la vida productiva de la Asignación y presentó el siguiente programa de estimación de incertidumbre en condiciones presentes y futuras para la medición operacional, de referencia y Transferencia:

Cabe señalar que, se debe presentar actualización de inversiones y costos estimados para la realización de servicios, mantenimiento, adecuaciones, calibración, adquisición de equipos, entre otros; pasando el periodo para el cual presentaron esta evaluación.

X. Programa de Implementación de la Bitácora de Registro.

Presenta una metodología de funcionamiento de la Bitácora para la Gestión y Gerencia de la Medición, acompañada de cinco módulos básicos y sus beneficios de implementar la BEGYGM, los cuales con los presentado se da cumplimiento a los artículos 7, 10, 42 y 50 de los LTMMH. se presentan a continuación:

- Gestión ejecutiva
- Gestión Operativa
- Configuración Gestión de Recursos
- Registro de eventos relacionados con el proceso de medición.

Adicionalmente a esto, presentan un Programa de implementación de la BEGYGM;

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN SUBDIRECCIÓN DE COORDINACIÓN OPERATIVA Y COMERCIAL GERENCIA DE MEDICIÓN Y BALANZES PROGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN DE LA GESTIÓN Y GERENCIAMIENTO DE MEDICIÓN EN LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN EN PEP											
Nº	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	EST	EN P	EN E	EN C	EN F	EN R	EN T
0	Programa 2018	149 días	mar 06/03/18	vie 26/05/18							
1	IMPLEMENTACIÓN DE LA GESTIÓN Y GERENCIAMIENTO DE LA MEDICIÓN EN PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	149 días	mar 06/03/18	vie 26/05/18							
2	Elaboración de la implementación de la Guía Operativa para la Gestión y Gerenciamiento de la Medición y Talleres prácticos del Sistema Institucional de Bitácora Electrónica para la Gestión y Gerenciamiento de los Sistemas de	16 días	mar 06/03/18	mar 27/03/18							
3	Subdirección de Producción Bloques Norte	9 días	mar 06/03/18	vie 16/03/18							
5	Sede: Reynosa, Tam.	2 días	mar 06/03/18	vie 07/03/18							
7	Sede: Pasa Rusa, Uru	2 días	mar 14/03/18	vie 16/03/18							
9	Sede: Veracruz, Ver	2 días	jun 11/03/18	vie 13/03/18							
11	Subdirección de Producción Bloques Agua Salada ASO1	2 días	mar 13/03/18	vie 15/03/18							
13	Sede: Ciudad del Carmen, Cam	2 días	mar 13/03/18	vie 15/03/18							
14	Subdirección de Producción Bloques Agua Salada ASO2	2 días	jun 22/03/18	vie 23/03/18							
17	Sede: Fuentiblanco, Tls	2 días	jun 22/03/18	vie 23/03/18							
18	Subdirección de Producción Bloques Sur	2 días	jun 26/03/18	mar 27/03/18							
20	Sede: Villahermosa, Tab	2 días	jun 26/03/18	mar 27/03/18							
24	Registro de Influencia en la BEGYGM en las Subdirecciones de Producción Bloques Norte, Sur, ASO1 y ASO2	130 días	jun 02/04/18	vie 26/05/18							
25	Registro del censo de sistemas de medición referenciales y operacionales, correspondientes a las Subdirecciones de Producción Bloques Norte, Sur, ASO1 y ASO2	130 días	jun 02/04/18	vie 26/05/18							
26	Registro de expedientes documentales de los sistemas de medición de referencia y operacionales, correspondientes a las Subdirecciones de Producción Bloques Norte, Sur, ASO1 y ASO2	130 días	jun 02/04/18	vie 26/05/18							
27	Elaboración de inventario de medidores asociados de los sistemas de medición de transferencia, correspondientes a las Subdirecciones de Producción Bloques Norte, Sur, ASO1 y ASO2	130 días	jun 02/04/18	vie 26/05/18							
28	Elaboración de cartas de control de las magnitudes de influencia en la medición de transferencia, correspondientes a las Subdirecciones de Producción Bloques Norte, Sur, ASO1 y ASO2	130 días	jun 02/04/18	vie 26/05/18							

Figura 13.- Avance de la implementación del sistema BEGYGM

XI. Programa de Diagnósticos.

El Operador Petrolero menciona contar con dos programas estratégicos, uno para la revisión de los Sistemas de Medición de Aceite para los Puntos de Transferencia de Custodia y el segundo para la revisión de los Sistemas de Medición de Gas en los Puntos de Transferencia de Custodia; se muestran a continuación:

continuidad a la mejora y actualización de los conocimientos técnicos. Se sugiere que estos conocimientos se encuentren ligados al Sistema de Gestión y Gerencia de la Medición donde se definan los conocimientos mínimos para cada tipo de perfil involucrado.

SISTEMAS DE MEDICIÓN	2018			2019			2020			2021			2022			2023			2024			2025			
	Ene Mar	Abr Jun	Jul Sep	Oct Dic																					
Capacitación metrológica básica a personal técnico, manual que referencia los sistemas de medición de flujo	P	2	2	2						2	2	2								2	2	2			
	R																								
Capacitación especializada en metrología de flujo a personal profesionalista encargado de los sistemas de medición de flujo	P	2	2	2						2	2	2								2	2	2			
	R																								
Capacitación general en metrología de flujo a personal profesionalista que se relacionan con el proceso de medición de flujo	P	2	2	2						2	2	2								2	2	2			
	R																								

Figura 15. Programa de Capacitación al Personal encargado de la Medición de Hidrocarburos.

XIII. Indicadores de Desempeño.

El Operador Petrolero presenta el desarrollo de tres instructivos para la aplicación de las fichas técnicas de indicadores de desempeño:

1. Instructivo para la aplicación de la Ficha Técnica del Indicador de desempeño de la Calidad en el Componente Agua y Sedimento, contenido en los hidrocarburos Líquidos.
2. Instructivo para la aplicación de la Ficha Técnica del Indicador de desempeño de la Calidad en el Componente Nitrógeno, contenido en los hidrocarburos Gaseosos.
3. Instructivo para la aplicación de la Ficha Técnica del Indicador de desempeño de la Incertidumbre de medida asociada a la medición de hidrocarburos.

Los artículos que el Operador pretende atender con los indicadores de desempeño son los siguientes:

1. Porcentaje de días fuera de especificación para el contenido de agua y sedimentos en hidrocarburos líquidos (artículos 26,28,29,30,33)
2. Porcentaje de días fuera de especificación para el contenido de humedad en hidrocarburos gaseosos. (Artículos 27,28,31,32,33)
3. Incertidumbre asociada de los sistemas de medición de hidrocarburos (líquidos y gaseosos). (Artículo 10)

Adicional a esta información presenta un programa de implantación de los indicadores de desempeño de la Asignación A-0186-M-Campo Kutz

ACTIVIDAD		ZMM	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	NOTAS
1	Calidad en el Componente Agua y Sedimento, contenido en los hidrocarburos Líquidos	PROG													
		REAL													
2	Calidad en el Componente Nitrógeno, contenido en los hidrocarburos Gaseosos	PROG													
		REAL													
3	Incertidumbre de medida asociada	PROG													
		REAL													

Figura 15. Programa de Implementación de los Indicadores de desempeño

XIV. Responsable Oficial.

El operador presenta los datos del Responsable Oficial de los Mecanismos de Medición de la Asignación Kutz. Son los siguientes:

Administrador	Correo	Puesto	Teléfono
Ing. Antonio Rojas Figueroa	Romeo.antonio.rojas@pemex.com	Administrador del AIPBAS01-01	

Tabla 13.- Datos de Responsable Oficial

En cuanto a cursos, diplomados y capacitación del Responsable Oficial deberá presentar los documentos que avalen que está capacitado para asumir tal responsabilidad, esto de acuerdo con lo establecido en el Artículo 9 de los LTMMH.

XV. Opinión de Secretaría de Hacienda y Crédito Público

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 250.396/2018 de fecha 19 de julio de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-118 con fecha del 27 de julio de 2018, se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el PEP, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a dos premisas, 1) determinar el volumen y calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida y, 2) la incorporación de una metodología de bancos de calidad .

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y el Punto de Medición propuestos por el Operador Petrolero 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 su Anexo correspondiente.

XVI. Obligaciones:

1. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas por esta Comisión de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen y el Anexo I.
2. La política de medición deberá darse a conocer a todo el personal involucrado en la operación de los Mecanismos de Medición, así mismo se recomienda contar con las evidencias que respalden dicha actividad.
3. El Asignatario deberá dar a aviso a la Comisión de las actualizaciones realizadas a la Política de Medición, mismo que deberá ser remitidas por el Responsable Oficial a esta Comisión.
4. Dar aviso a la Comisión de la entrada en funcionamiento de los Sistemas de Medición como lo estipula el artículo 48 de los LTMMH.
5. Todas las actividades relacionadas con los programas de calibración e incertidumbre de los instrumentos de medición de los hidrocarburos deberán efectuarse dando pleno cumplimiento con los LTMMH y dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas por el mismo Operador.
6. Los volúmenes y calidades de los hidrocarburos a medir, deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los LTMMH y normatividad vigente.

Asimismo, y toda vez que de conformidad con los Lineamientos Técnicos, el Operador Petrolero deberá garantizar el acceso y total disponibilidad de la Comisión a dicha información, éste deberá remitir a la información diaria relativa a las mediciones operacionales, sin balance o prorrateo alguno, en el formato que para tal efecto establezca la Comisión.

Para efectos de lo anterior, se deberá complementar el procedimiento de gas a fin de considerar el proceso de la distribución y manejo del gas producido en la Subdirección de la Producción Bloques Aguas Someras AS01 y deberá entregarlo a esta Comisión a efecto de que esta tome conocimiento de la inclusión solicitada.

7. El Operador Petrolero, 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.



8. 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.
9. Actualizar y mantener actualizado el censo de los sistemas de medición usados en los puntos de medición fiscal, operacional, referencia y transferencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen y el Anexo I del mismo.
10. Se deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas en relación al Programa de Capacitación del Personal encargado de la Administración de los Sistemas de Medición, incluyendo al Responsable Oficial.
11. En cuanto a los Indicadores de desempeño, se obliga al Operador Petrolero a tomar en cuenta con el cumplimiento en su totalidad con lo estipulado en los LTMMH para los indicadores de desempeño (10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33) y así como mantenerlos actualizados, con la finalidad de obtener la mayor información que respalde y demuestre el control y desempeño de los instrumentos de conformidad con lo establecido en los LTMMH.
12. El Operador Petrolero 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.

El Asignatario deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así como de lo establecido en el Dictámen y el presente Anexo.

Así mismo es necesario que el Asignatario cuente con información actualizada sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre del volumen medido estimado sobre el volumen a condiciones de referencia, monitoreo y transmisión de los datos en tiempo real y cada una de las variables asociadas a los Sistemas de Medición de cada una de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.

Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los Lineamientos Técnicos, el Operador 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 del Contrato, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el presente Dictamen, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados Lineamientos.



Conclusiones:

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presenta por PEP respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación A-0186-M-Campo Kutz en la solicitud de modificación a su Plan de Desarrollo, consiste en ejecutar actividades orientadas a la operación y mantenimiento de la producción base mediante estrategias de limpiezas de aparejo de producción, bajantes, mandril de gas de bombeo neumático, estrangulador y/o cambios de punto de inyección y corrección de anomalías, comprometiéndose a la fechas de entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados y contenidos en la evaluación de los Mecanismos de Medición del Anexo I del presente dictamen, en los términos que establecen los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, cumpliendo con la normatividad vigente para la medición dinámica de los hidrocarburos a producirse.

Al respecto, de la información presentada por PEP y del resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y los Sistemas de Medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Operador, conforme al apartado de medición que antecede y el Anexos I de 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:

- i. Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por PEP para el Plan de Desarrollo, en términos de artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:
- ii. 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 8, 9, 19, fracciones I, II, III, IV, V, 21, 22, 23, 24, 25, fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, fracciones I, II, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
- iii. 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.
- iv. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por PEP.
- v. 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 250.396/2018 de fechas 19 de julio de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-118 con fecha del 27 de julio de 2018 se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el PEP, "*...siempre que los mecanismos y puntos de medición propuestos por el Asignatario permitan determinar el volumen y la calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida de conformidad con los*



Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos expedidos por esa Comisión, y dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diversas, prevean la incorporación de una metodología de bancos de calidad, que permitan imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de asignación o áreas contractuales de las que provengan”, por lo que se advierte que sólo en tanto se cumplan las premisas antes mencionadas, esta Secretaría estará de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos. Resaltando que la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos, se pueden determinar de conformidad con lo establecido en los LTMMH, y que la metodología por el banco de calidad deberá ser implementada.

- vi. 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.
- vii. 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. 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 la figura 2 y 3 del presente dictamen.
 - b. Se determina que PEP deberá dar mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
 - c. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los Diagnósticos que serán presentados por parte de PEP, en términos del análisis realizado en el apartado IX del Anexo I del presente Dictamen.
- viii. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para la Asignación campo Kutz en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismo, PEP deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Anexo I, por lo que ya no se deberá utilizar la metodología de Balance referida en el Séptimo Transitorio y aprobada en la resolución CNH.E.03.002/16, para la medición de cada uno de los Hidrocarburos producidos.

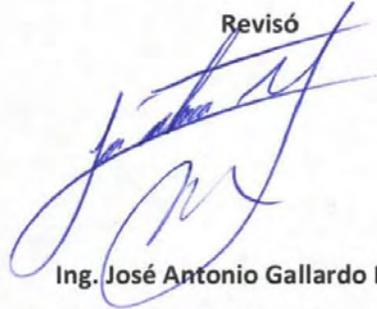


Elaboró



Ing. José Alfredo Fuentes Serrano
Subdirector en la Dirección General de
Medición

Revisó



Ing. José Antonio Gallardo Medina
Director General Adjunto en la Dirección
General de Medición

Aprobó



Mtra. Ana Bertha González Moreno
Directora General de Medición