



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Asignación A-0203-2M-Campo Maloob

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

Pemex Exploración y Producción

777
C²
Agosto 2018

Several handwritten signatures and initials in blue ink are present on the right side of the page. At the top right, there is a large 'X' mark. Below it, the number '777' is written. A large 'C' with a superscript '2' is written in the middle. Below that, there are several lines of cursive signatures and initials, including one that appears to be 'Mey' and another that looks like 'f'.

CONTENIDO 2

I. DATOS GENERALES DEL ASIGNATARIO 3

II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN 5

III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS..... 6

IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN..... 7

A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN 7

B) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN 8

C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS 9

D) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO 12

E) POZOS PERFORADOS Y POZOS A PERFORAR..... 15

G) COMPARATIVO DEL CAMPO MALOOB A NIVEL INTERNACIONAL..... 20

H) EVALUACIÓN ECONÓMICA 24

I) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS 27

J) COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS..... 41

K) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL 42

V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN..... 44

VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS..... 53

VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL..... 54

VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO 55

A) ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS 55

B) ELEVAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN Y LA OBTENCIÓN DEL VOLUMEN MÁXIMO DE PETRÓLEO CRUDO Y DE GAS NATURAL EN EL LARGO PLAZO, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES 55

C) PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS 55

D) LA UTILIZACIÓN DE LA TECNOLOGÍA MÁS ADECUADA PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS, EN FUNCIÓN DE LOS RESULTADOS PRODUCTIVOS Y ECONÓMICOS 55

E) EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL..... 56

F) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS 56

IX. RECOMENDACIONES..... 60

777

I. Datos generales del Asignatario

El Asignatario promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob, es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, Asignatario o PEP), por medio de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio adscrita a la Subdirección de Aseguramiento Tecnológico, con facultades para representar a PEP en términos de los artículos 44, fracción I; 46, fracción XII del Estatuto Orgánico de PEP publicado en el Diario Oficial de la Federación el 5 de enero de 2017. Los datos se muestran en la Tabla 1.

	Descripción
Nombre	A-0203-2M - Campo Maloob
Estado y municipio	Aguas Territoriales del Golfo de México
Área de Asignación	79.35 Km ²
Fecha de emisión	13-ago-14
Vigencia	20 años a partir del 13 de agosto de 2014
Tipo de Asignación	Extracción de hidrocarburos
Profundidad para extracción	Eoceno Medio (2305 – 2823 mvbnm) Cretácico Superior-Medio-Inferior (2635 – 3840 mvbnm) Jurásico Superior Kimmeridgiano (3229 – 4308 mvbnm)
Profundidad para exploración	N/A
Yacimientos y/o Campos	Maloob Eoceno Medio (EM) Maloob Cretácico Maloob Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK)
Colindancias	Ayatsil, Zaap y Bacab.

Tabla 1. Datos Generales Asignación A-0203-2M - Campo Maloob. Fuente: PEP

La Asignación en comento se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas del estado de Campeche a 110 km al NW de Ciudad del Carmen, Campeche, en un tirante de agua de 85 m., que colinda al este con el campo Bacab y al sur con el campo Zaap. Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas que se relacionan en la Tabla 2.



Fig.1 Ubicación de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob.
(Fuente: CNH)

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	92°15'30"	19°37'30"	14	92°11'00"	19°33'30"
2	92°15'30"	19°37'00"	15	92°12'00"	19°33'30"
3	92°13'00"	19°37'00"	16	92°12'00"	19°34'00"
4	92°13'00"	19°36'30"	17	92°13'30"	19°34'00"
5	92°11'30"	19°36'30"	18	92°13'30"	19°34'30"
6	92°11'30"	19°36'00"	19	92°18'30"	19°34'30"
7	92°11'00"	19°36'00"	20	92°18'30"	19°34'00"
8	92°11'00"	19°35'30"	21	92°19'00"	19°34'00"
9	92°10'30"	19°35'30"	22	92°19'00"	19°35'00"
10	92°10'30"	19°34'00"	23	92°19'30"	19°35'00"
11	92°10'00"	19°34'00"	24	92°19'30"	19°36'00"
12	92°10'00"	19°33'00"	25	92°19'00"	19°36'00"
13	92°11'00"	19°33'00"	26	92°19'00"	19°37'30"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob
(Fuente: CNH con información de PEP, 2018).

777

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

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

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen de la modificación al Plan de Desarrollo propuesto por PEP, involucró la participación de dos unidades administrativas de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción, Dirección General de Medición y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica. Además, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), 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.0074/2017 Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

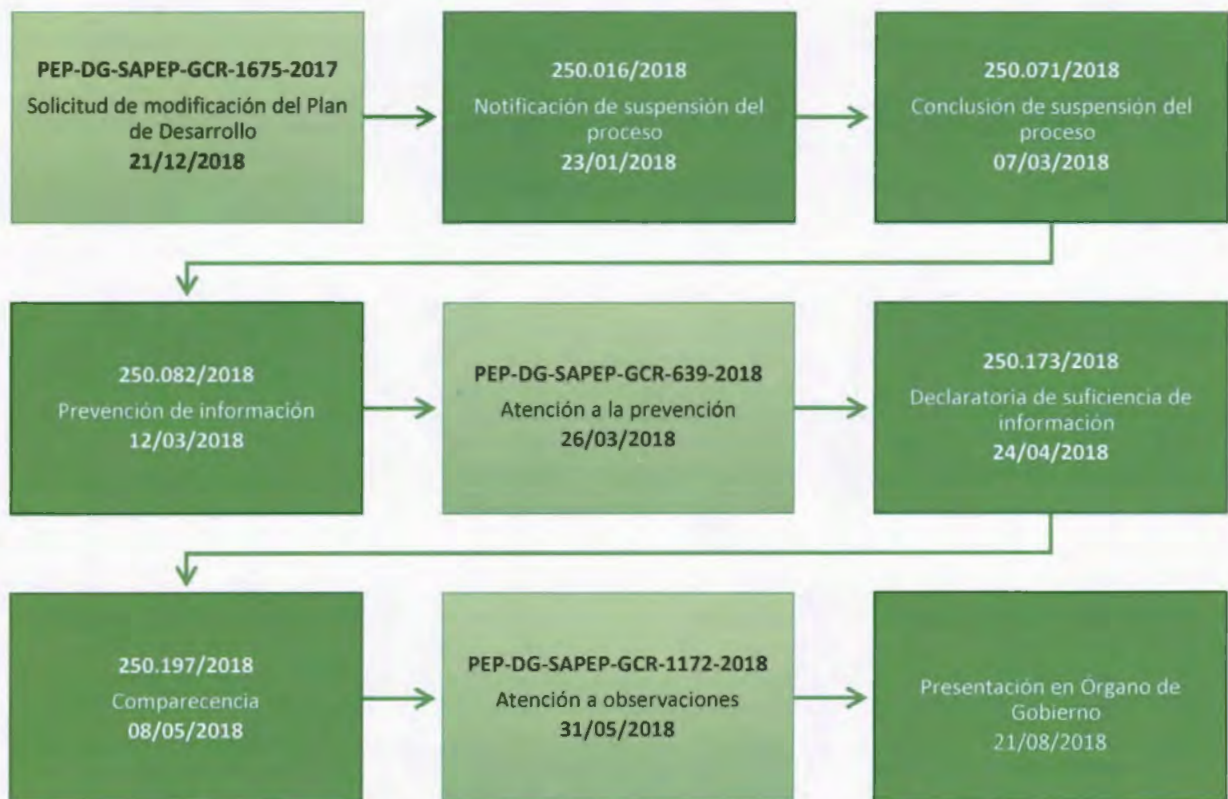


Fig. 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución (Fuente: CNH)

III. Criterios de evaluación utilizados

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

La Comisión consideró los principios y criterios en términos de los artículos 7 y 8 de los "Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones" (en adelante, Lineamientos), 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, IV, VI y VII, 8, fracción II, incisos a), b), c), d), e), f), g), h), 40, fracción II, incisos a), 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 7, 8 fracción II, 11, 20, 40, fracción II, incisos a), e) y h), así como 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.

Handwritten signatures and initials in blue ink on the right side of the page, including a large 'C' with '777' below it, and several other illegible signatures.

IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

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

Las principales características generales geológicas, petrofísicas y propiedades de los fluidos de los yacimientos incluidos en la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob se muestran en la Tabla 3.

Características generales	Yacimiento Eoceno Medio	Yacimiento Cretácico Superior-Medio-Inferior	Yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano
Área (km ²)	10.5	55.0	12.0
Año de descubrimiento	1985	1979	1990
Fecha de inicio de explotación	No aplica	dic-1988	mar-2006
Profundidad promedio (m) (vbnm)	2,570	3,000	3,600
Elevación o tirante de agua (m)	72	85	85
Pozos			
Número y tipo de pozos perforados	0*	87 (10 verticales, 2 horizontales, 67 tipo "J", 8 tipo "S") 73 productores operando	0*
Estado actual de pozos	No aplica	7 Productores cerrados 4 exploratorios taponados 3 Inyectores de N ₂	No aplica
Tipo de sistemas artificiales de producción	No aplica	Bombeo Neumático/ Bombeo Electrocentrifugo	No aplica
Marco Geológico			
Era, periodo y época	Cenozoico, Terciario, Eoceno Medio, Lutetiano	Mesozoico, Cretácico Superior Maastrichtiano	Mesozoico, Jurásico Superior Kimmeridgiano
Cuenca	Cuencas del Sureste (Pilar de Akal-Reforma)	Cuencas del Sureste (Pilar de Akal-Reforma)	Cuencas del Sureste (Pilar de Akal-Reforma)
Play	Tithoniano-Eoceno Medio Lutetiano	Tithoniano-Cretácico Superior Maastrichtiano	Tithoniano-Jurásico Superior Kimmeridgiano
Régimen tectónico	Extensivo	Extensivo	Extensivo
Ambiente de depósito	Pie de Talud	Pie de talud/cuenca	Rampa
Litología almacén	Caliza	Dolomía	Dolomía
Propiedades petrofísicas			
Mineralogía	Calcita (85%) y arcillas calcáreas (15%)	Dolomita (80-85%) Caliza (5-7%) Arcilla (3-5%)	Dolomita (80-85%), Caliza (5%) Arcilla (5%)
Saturaciones (Especificar tipo de saturación como inicial, irreductible, de agua, gas, aceite, etc.)	35% irreductible y móvil	10 - 12 % irreductible	5 - 8 % irreductible
Porosidad y tipo	$\Phi = 22\%$ Porosidad primaria	$\Phi = 10 - 12\%$ Triple porosidad	$\Phi = 10 - 14\%$ Disolución-Fracturas
Permeabilidad (mD) (Especificar tipo como absoluta, vertical, horizontal, etc.)	50 - 150 Absoluta	1000 - 9000 Absoluta	30 - 100 Absoluta
Espesor neto y bruto promedio (m)	36.72 - 43.2	250.6 - 291.39	307 - 341.11

Relación neto/bruto	0.85	0.86	0.9
Propiedades de los fluidos			
Tipo de hidrocarburos	Aceite negro	Aceite negro	Aceite negro
Densidad API	17.3	13.4	11.7
Densidad a Pb (gr/cc)	0.8407	0.8495	0.7119
Viscosidad (cp) (a condiciones de Pb y de superficie a Ty)	8.39 / 45.00	12.80 / 68.82	3.04 / 12.80
Relación gas – aceite inicial y actual (m ³ /m ³)	71.6 / 71.6	64.5 / 50.0	80.1 / 80.1
B _g inicial y actual (m ³ /m ³)	0.0062 / 0.0062	0.00664 / 0.00664	0.0049 / 0.0049
Calidad y contenido de azufre (%)	No se cuenta	5.07 - 5.61	No se cuenta
Factor de conversión del gas (b/Mpc)	0.2113	0.2113	0.2113
Poder calorífico del gas (BTU/p ³)	1,312.57	1,085.00	1,145.00
Propiedades del yacimiento			
Temperatura (°C)	102	117	126
Presión inicial (kg/cm ²)	No aplica	294.0	395.5
Presión de saturación (Kg/cm ²)	216	156	288
Presión actual (kg/cm ²)	No aplica	111.2	317.0
Mecanismos de empuje principal y secundario	No aplica	Expansión roca-fluido, entrada de agua, segregación gravitacional, expansión casquete secundario de gas e inyección de nitrógeno.	Expansión roca-fluido
Extracción ⁽¹⁾			
Métodos de recuperación secundaria	No aplica	Inyección de Nitrógeno	No aplica
Métodos de recuperación mejorada	No aplica	No aplica	No aplica
Gastos actuales	0.0 Mbpd	395.5 Mbpd	0.0 Mbpd
Gastos máximos y fecha de observación	0.0 Mbpd	428.9 Mbpd	5.5 Mbpd
Corte de agua	0.0%	(jun-2017)	(jun-2006)
		1.0%	0.0%

* Pozos perforados en yacimiento Eoceno Medio o JSK fueron llevados a producir a yacimiento Cretácico.

1. Datos referidos al 30 de septiembre de 2017 por parte del Asignatario

Tabla 3. Propiedades de los yacimientos que integran la Asignación A-0203-2M – Campo Maloob. Fuente PEP

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

En la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo presentada por PEP se señala que, el desarrollo actual de la Asignación A-0203-2M – Campo Maloob se ha llevado a cabo mediante el adelanto en la perforación de pozos y reparaciones mayores (RMA) en los últimos años, la adquisición de nueva información, así como la evaluación del comportamiento dinámico observado, lo que ha permitido incrementar sus niveles de producción respecto a los comprometidos en su plan aprobado, motivando así la explotación óptima de sus reservas cuantificadas, replanteando el plan de desarrollo para la producción de aceite y gas. Para continuar con el desarrollo del campo y se proponen la perforación, terminación, RMA y reparaciones menores (RME) de pozos adicionales, la programación de toma de información, así como la construcción

de infraestructura nueva, con lo que se sobrepasaría el compromiso mínimo de trabajo establecido en el título de Asignación

Con base en el artículo 40 de los Lineamientos, el Plan de Desarrollo de la Asignación del Campo Maloob se modifica debido a:

- Existen variaciones en el avance físico-presupuestal del Plan aprobado.

El Plan de Desarrollo actual para la Asignación A-0203-2M - Campo Maloob contemplaba la realización de 12 perforaciones y 27 RMA, del 2015 al 2018 se han realizado 12 perforaciones y 30 RMA, de lo anterior se observa que PEP ha realizado la actividad física inicialmente programada para el periodo 2015-2030 dentro de los primeros tres años de la vigencia del Plan, por lo que de acuerdo con el análisis técnico realizado se observa un acelerado avance en el avance físico-presupuestal del Plan aprobado.

- Modificaciones en el alcance del plan por cambio en la estrategia de extracción en los yacimientos.

Derivado del acelerado avance físico-presupuestal, el Asignatario requiere actualizar la estrategia la cual consiste en incrementar la actividad física para recuperar la totalidad de la reserva cuantificada 2P, por lo cual el alcance de la modificación presentada incluye 22 perforaciones, 22 terminaciones, 53 RMA Y 347 RME.

- Existen variaciones en los montos de inversión (16%).

c) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

Las siguientes gráficas muestran la evolución de las reservas de aceite y gas para las diferentes categorías (Probadas, probables y posibles)

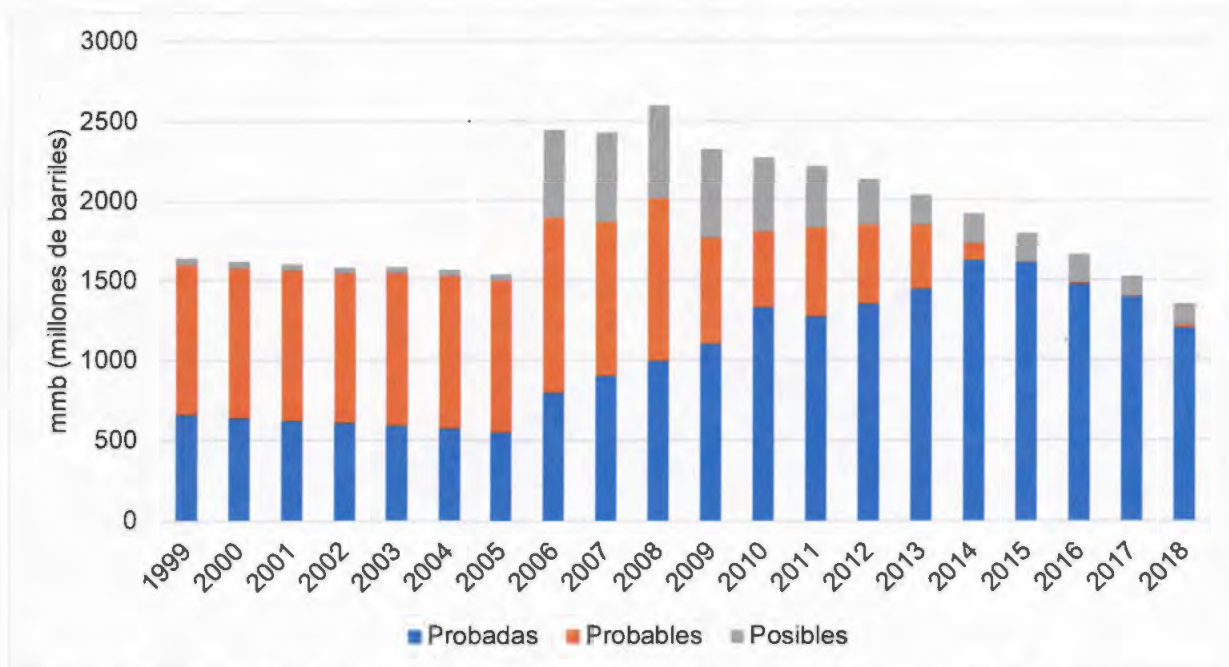


Fig.3. Evolución de las reservas de aceite de la Asignación en el periodo 1999-2018. (Fuente: CNH)

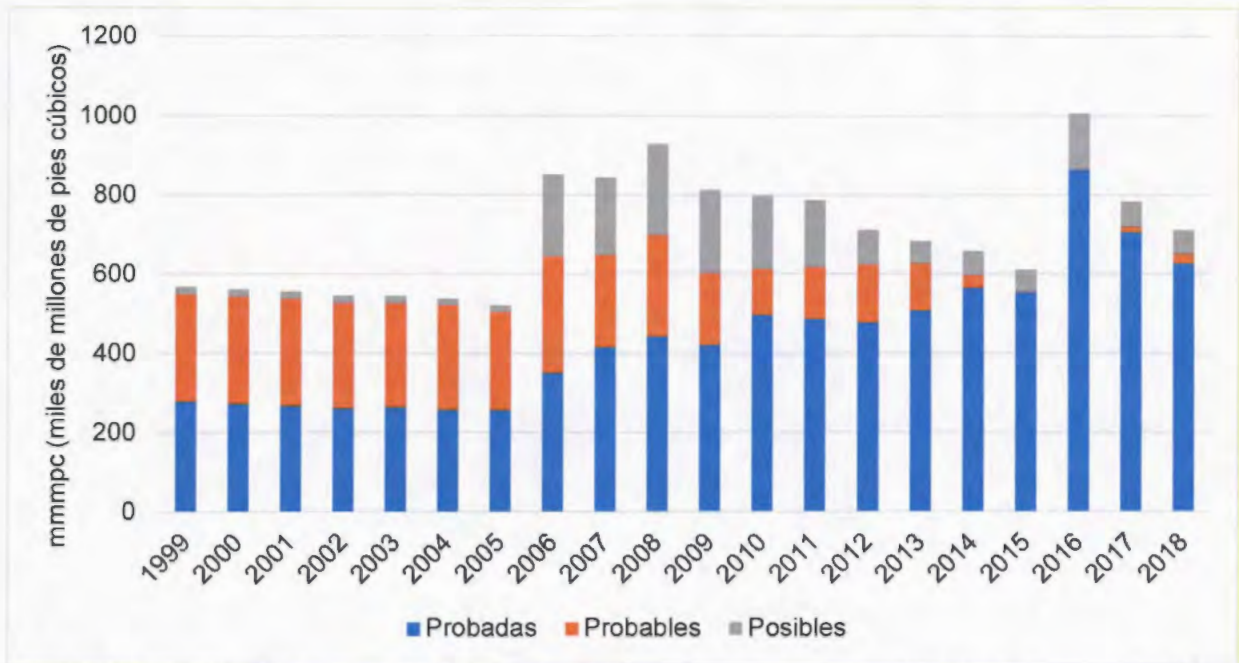


Fig.4. Evolución de las reservas de gas de la Asignación en el periodo 1999-2018. (Fuente: CNH)

De acuerdo con la Tabla 4, es importante destacar que el 94 y 93 % de las reservas remanentes 3P de aceite y gas respectivamente, se encuentran en Cretácico, razón por la que la mayor actividad física se concentra en dicho yacimiento, como se muestra en el presente dictamen técnico.

Derivado del análisis se encontró que las reservas presentadas para la presente modificación contienen variaciones importantes respecto a las reservas documentadas al 1 de enero de 2018, en el yacimiento Cretácico para la fase de gas en las tres categorías de reservas, dichas cifras se detallan a continuación:

Año	Yacimiento	Categoría de reserva	Volumen original		Factor de recuperación final		Reserva Remanente		Producción Acumulada	
			Aceite MMb	Gas natural MMMpc	Aceite %	Gas %	Aceite MMb	Gas MMMpc	Aceite MMb	Gas MMMpc
2018	Eoceno Medio	1P	274.6	111.0	4.3	4.3	11.8	4.8	0.0	0.0
		2P	274.6	111.0	5.4	5.4	14.9	6.0	0.0	0.0
		3P	274.6	111.0	5.4	5.4	14.9	6.0	0.0	0.0
2018	Cretácico	1P	6279.1	2109.8	39.7	43.7	1175.9	443.4	1317.8	478.8
		2P	6279.1	2109.8	39.7	43.7	1175.9	443.4	1317.8	478.8
		3P	6279.1	2109.8	41.4	45.6	1279.6	483.6	1317.8	478.8
2018	JSK	1P	642.4	288.5	5.0	5.3	30.0	15.0	1.8	0.3
		2P	642.4	288.5	5.0	5.3	30.0	15.0	1.8	0.3
		3P	642.4	288.5	10.0	10.9	62.7	31.2	1.8	0.3
2018	Campo Maloob	1P	7196.1	2509.3	35.3	37.6	1217.7	463.1	1319.7	479.1
		2P	7196.1	2509.3	35.3	37.6	1220.8	464.4	1319.7	479.1
		3P	7196.1	2509.3	37.2	39.9	1357.1	520.8	1319.7	479.1

Handwritten notes and signatures in blue ink on the right side of the page, including the number '777' and several illegible signatures.

Tabla 4. Cifras presentadas por el Asignatario

Año	Yacimiento	Categoría de reserva	Volumen original		Factor de recuperación final		Reserva Remanente		Producción Acumulada	
			Aceite MMb	Gas natural MMMpc	Aceite %	Gas %	Aceite MMb	Gas MMMpc	Aceite MMb	Gas MMMpc
2018	Eoceno Medio	1P	274.6	111.0	3.7	3.7	10.3	4.1	0.0	0.0
		2P	274.6	111.0	5.0	5.0	13.8	5.6	0.0	0.0
		3P	274.6	111.0	5.2	5.1	14.2	5.7	0.0	0.0
2018	Cretácico	1P	6279.1	2109.8	39.7	51.9	1175.9	616.7	1318.0	478.5
		2P	6279.1	2109.8	39.7	52.6	1175.9	631.0	1318.0	478.5
		3P	6279.1	2109.8	41.4	54.6	1279.6	674.4	1318.0	478.5
2018	JSK	1P	642.4	288.5	2.5	2.6	14.4	7.2	1.8	0.3
		2P	642.4	288.5	4.8	5.1	29.1	14.5	1.8	0.3
		3P	642.4	288.5	10.0	10.9	62.4	31.1	1.8	0.3
2018	Campo Maloob	1P	7196.1	2509.3	35.0	44.1	1200.6	628.0	1319.8	478.8
		2P	7196.1	2509.3	35.3	45.0	1218.8	651.0	1319.8	478.8
		3P	7196.1	2509.3	37.2	47.4	1356.2	711.2	1319.8	478.8

Tabla 5. Cifras Oficiales al 1 de enero de 2018

Año	Yacimiento	Categoría de reserva	Volumen original		Factor de recuperación final		Reserva Remanente		Producción Acumulada	
			Aceite MMb	Gas natural MMMpc	Aceite %	Gas %	Aceite MMb	Gas MMMpc	Aceite MMb	Gas MMMpc
2018	Eoceno Medio	1P	0.00	0.00	0.60	0.60	1.50	0.70	0.00	0.00
		2P	0.00	0.00	0.40	0.40	1.10	0.40	0.00	0.00
		3P	0.00	0.00	0.20	0.30	0.70	0.30	0.00	0.00
2018	Cretácico	1P	0.00	0.00	0.00	-8.20	0.00	-173.30	-0.20	0.30
		2P	0.00	0.00	0.00	-8.90	0.00	-187.60	-0.20	0.30
		3P	0.00	0.00	0.00	-9.00	0.00	-190.80	-0.20	0.30
2018	JSK	1P	0.04	-0.05	2.48	2.70	15.62	7.84	-0.04	-0.05
		2P	0.04	-0.05	0.19	0.16	0.93	0.53	-0.04	-0.05
		3P	0.04	-0.05	-0.01	0.00	0.26	0.10	-0.04	-0.05
2018	Campo Maloob	1P	0.04	-0.04	0.28	-6.51	17.13	-164.88	-0.13	0.30
		2P	0.04	-0.04	0.02	-7.42	2.01	-186.60	-0.13	0.30
		3P	0.04	-0.04	0.01	-7.52	0.92	-190.38	-0.13	0.30

Tabla 6. Variaciones den cifras de la propuesta de Modificación del Plan con respecto a cifras Oficiales al 1 de enero de 2018

Derivado de estas variaciones se llevaron a cabo comparecencias mediante las cuales el Asignatario solventó precisiones y enriqueció la explicación de la diferencia de la fase gas en el yacimiento Cretácico en sus tres categorías de reserva argumentando que en el año 2017, se consideró que se requería mayor cantidad de información proveniente de la cromatografía a nivel pozo, por lo cual se mantienen sin cambios los valores de Reservas del año 2018 y se ratifica que la diferencia en los volúmenes de gas

correspondientes al Cretácico es atribuible a la deficiencia de información de la cromatografía a nivel pozo y a la contaminación debido a la concentración de mol de nitrógeno del gas en la zona de transición, por lo que una vez que se cuente con la información se realizara el ajuste de la reserva de gas natural en el proceso de reserva al 1 de enero de 2019.

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

El Plan de Desarrollo actual para la Asignación A-0203-2M - Campo Maloob contemplaba la realización de 12 perforaciones y 27 RMA, del 2015 al 2018 se han realizado 12 perforaciones y 30 RMA, de lo anterior se observa que PEP ha realizado la actividad física inicialmente programada para el periodo 2015-2030 dentro de los primeros tres años de la vigencia del Plan, por lo que de acuerdo con el análisis técnico realizado se observa un acelerado avance en el avance físico-presupuestal del Plan aprobado. De acuerdo con las condiciones vigentes de mercado, presupuestales y comportamiento de los yacimientos se ha realizado el análisis técnico para plantear la propuesta de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0203-2M - Campo Maloob que permita el desarrollo de las reservas 2P, el cual considera realizar 22 perforaciones, 22 terminaciones y 53 RMA y 347 RME; con una inversión y un gasto de operación total para para la Asignación de 284,071.8 MM pesos, que permitirán recuperar para el periodo 2018-2050 un volumen de 1,220.8 MMb de aceite y 464.4 MMMpc de gas hidrocarburo, recuperando así las reservas cuantificadas 2P.

En la Tabla 7 se presenta un comparativo de la actividad física aprobada en Ronda Cero, la actividad física real realizada por el Asignatario a 2017 y la actividad física propuesta por PEP a realizar en la presente solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo.

Concepto	Unidades	Plan Aprobado	Real	Plan Nuevo Vigencia	Plan Nuevo Lim Econ
		2015-2030	2015-2017	2018-2034	2018-2050
Pozos	Número	12 ⁽¹⁾	12	22 ⁽¹²⁾	22
RMA		27 ⁽¹⁾	30	53 ⁽²⁾	53 ⁽²⁾
RME		0	103	347	347
Plataforma		1 ⁽¹⁾	0	2	2
Ductos		2 ⁽¹⁾	2	6	6
Taponamientos		0	0	99	107
Abandono		0	0	16	34
Reserva (1P)	MMbpce	1,758.0 ⁽³⁾	1,541.5 ⁽⁴⁾		
Reserva (2P)		1,872.3 ⁽³⁾	1,547.2 ⁽⁴⁾	1,301.1 ⁽⁵⁾	1,318.9 ⁽⁵⁾
Reserva (3P)		2,073.2 ⁽³⁾	1,686.4 ⁽⁴⁾		
Volumen de aceite a extraer	MMb	1,439.0 ⁽⁶⁾	1,395.1 ⁽⁷⁾	1,204.6	1,220.8 ⁽⁸⁾
Volumen de gas a extraer	MMMpc	385.0 ⁽⁶⁾	719.9 ⁽⁷⁾	456.6	464.4 ⁽⁸⁾
Inversión	MM\$	99,579 ⁽⁹⁾	32,272 ⁽¹⁰⁾	139,183 ⁽¹¹⁾	144,047.7 ⁽¹¹⁾
Gasto de operación		65,897 ⁽⁹⁾	19,267 ⁽¹⁰⁾	138,105 ⁽¹¹⁾	140,024.1 ⁽¹¹⁾

Handwritten notes and signatures in blue ink:
 A large handwritten '4' at the top right.
 A large handwritten '0' in the middle right.
 The number '777' written below the '0'.
 Several illegible signatures and initials in blue ink on the right side of the page.

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

1. Pozos, RMA, Plataformas y Ductos corresponde a las metas físicas programadas en el Plan Aprobado del periodo 2015-2030.
2. Contempla la intervención de conversión de un pozo a inyector en el yacimiento EM.
3. La reserva del Plan Aprobado son las reservas certificadas al 1° de enero de 2014.
4. La reserva real corresponde a las reservas certificadas al 1° de enero de 2017.
5. La reserva del Plan Nuevo corresponde a la reserva 2P cuantificada al 1° de enero de 2018 en PCE. (Factor 0,2113 MMb/MMMpc Cédulas 2017).
6. Volúmenes de aceite y gas a extraer documentado para el Plan Aprobado periodo 2015-2030.
7. Volúmenes de aceite y gas 2P Certificadas al 1° de enero de 2017.
8. Volúmenes de aceite y gas a extraer documentado para el Plan Nuevo de Desarrollo propuesto.
9. Inversiones y gastos de operación del Plan Aprobado referidos a millones de pesos del año 2014.
10. Inversión y gastos de operación 2015-2016 de cuenta pública y 2017 Cartera de proyectos.
11. Inversión y gastos de operación del Plan Nuevo referidos a millones de pesos del año 2017
12. El número de pozos incluye al pozo Maloob-229 terminado en febrero de 2018

Tabla 7. Comparativo de actividad física entre Planes.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

En la Fig. 5 y 6 se observan las gráficas comparativas de los perfiles de producción de aceite y gas, producción acumulada del Plan Vigente aprobado en Ronda Cero, cifras reales a mayo de 2018 y la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo de la Asignación, además de la producción acumulada del campo asociada a la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo.

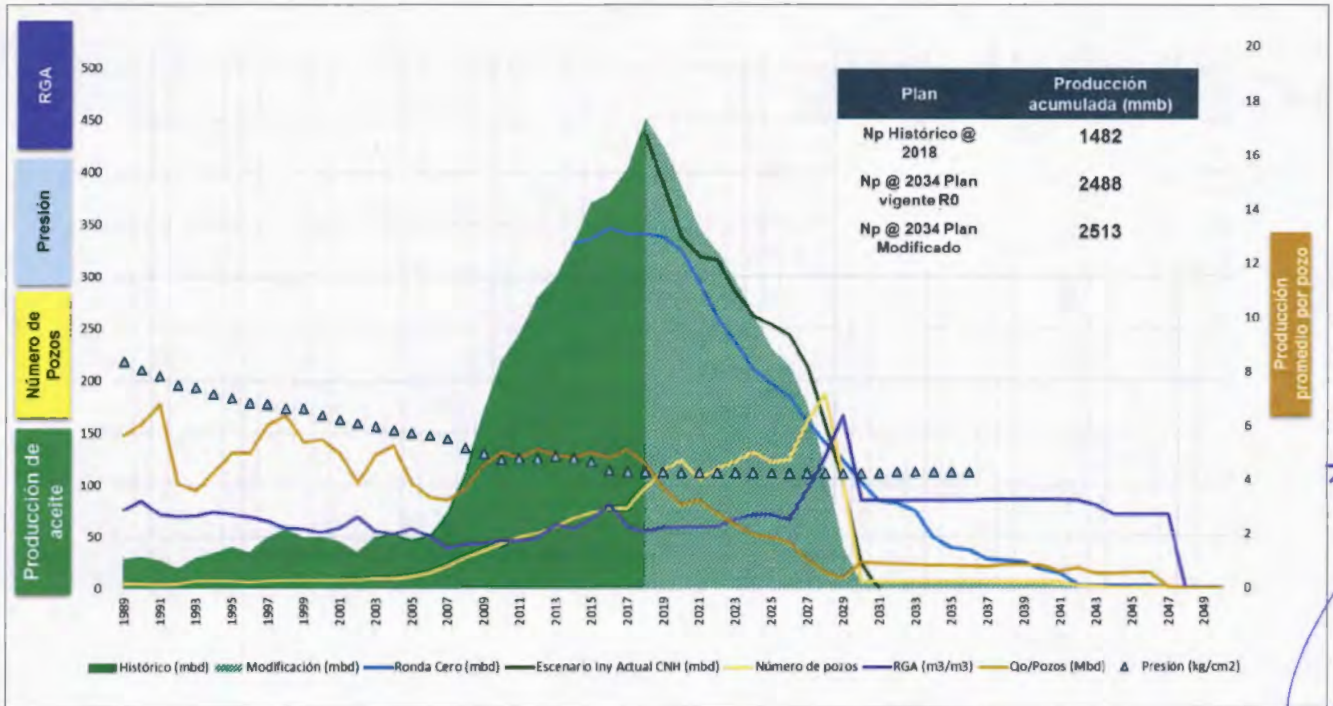


Fig.5. Perfiles de producción y actividades asociadas del Campo Maloob.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

[Handwritten signatures and notes in blue ink]

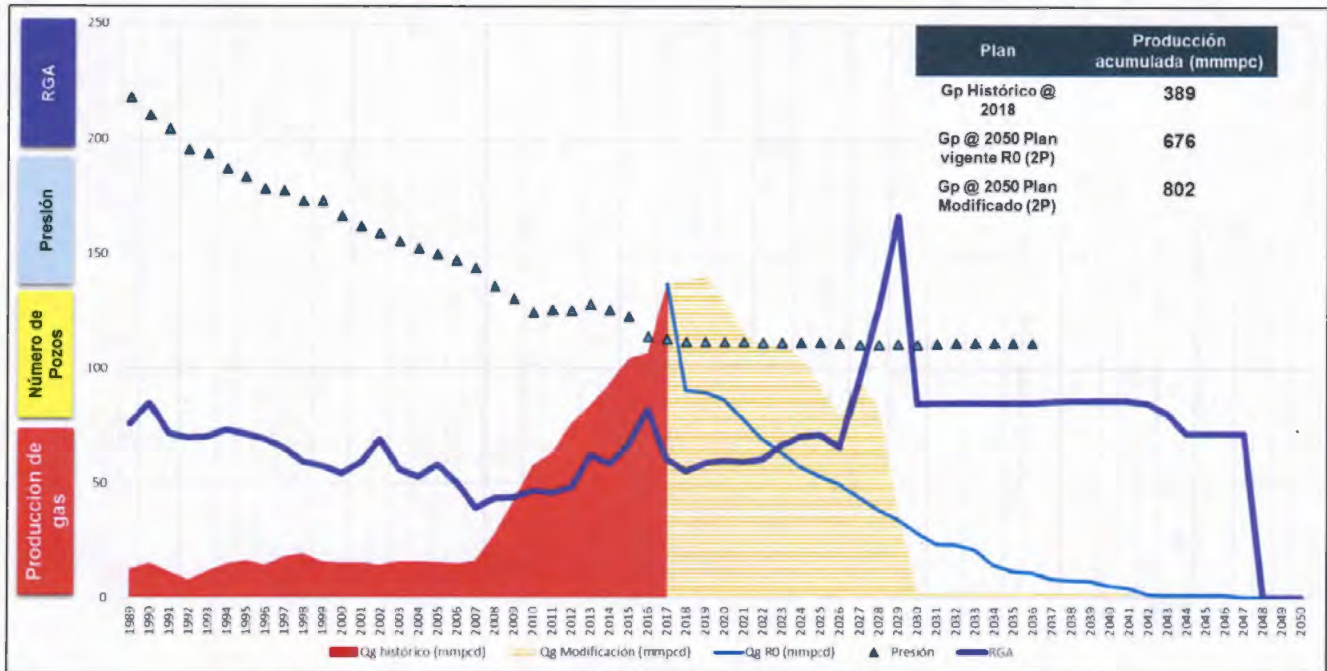


Fig. 6. Perfiles de producción y actividades asociadas del Campo Maloob.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

En lo que se refiere a la propuesta de modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, se estima la recuperación de un volumen de 1,220.8 MMb de aceite, y 464.4 MMMpc de gas hidrocarburo lo que equivale a 1,318.9 MMbpce de petróleo crudo equivalente para el periodo 2018 – 2050.

La Asignación A-0203-2M – Campo Maloob tiene vigencia hasta agosto de 2034, considerando este periodo, se estima la recuperación de un volumen de 1,204.6 MMb de aceite y 456.6 MMMpc de gas hidrocarburo, que en petróleo crudo equivalente corresponde a 1,301.1 MMbpce, sin embargo el no realizar la conclusión de toda actividad de extracción, no permitirá desarrollar el total de sus reservas 2P cuantificadas, al no concluir la explotación en los yacimientos Eoceno Medio y Jurásico Superior Kimmeridgiano.

Respecto a la producción acumulada, en la Tabla 8 se observa un incremento de 25 mmb de aceite y 137 mmmcp de gas respecto al plan vigente.

Plan	Producción acumulada (mmb)	Producción acumulada (mmmcp)
Np Histórico a 2018	1,482	425
Np a 2034 Plan vigente R0	2,488	695
Np a 2034 Plan Modificado	2,513	832

Tabla 8. Comparativo de producción acumulada
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large '777' and several illegible signatures.

e) Pozos perforados y pozos a perforar

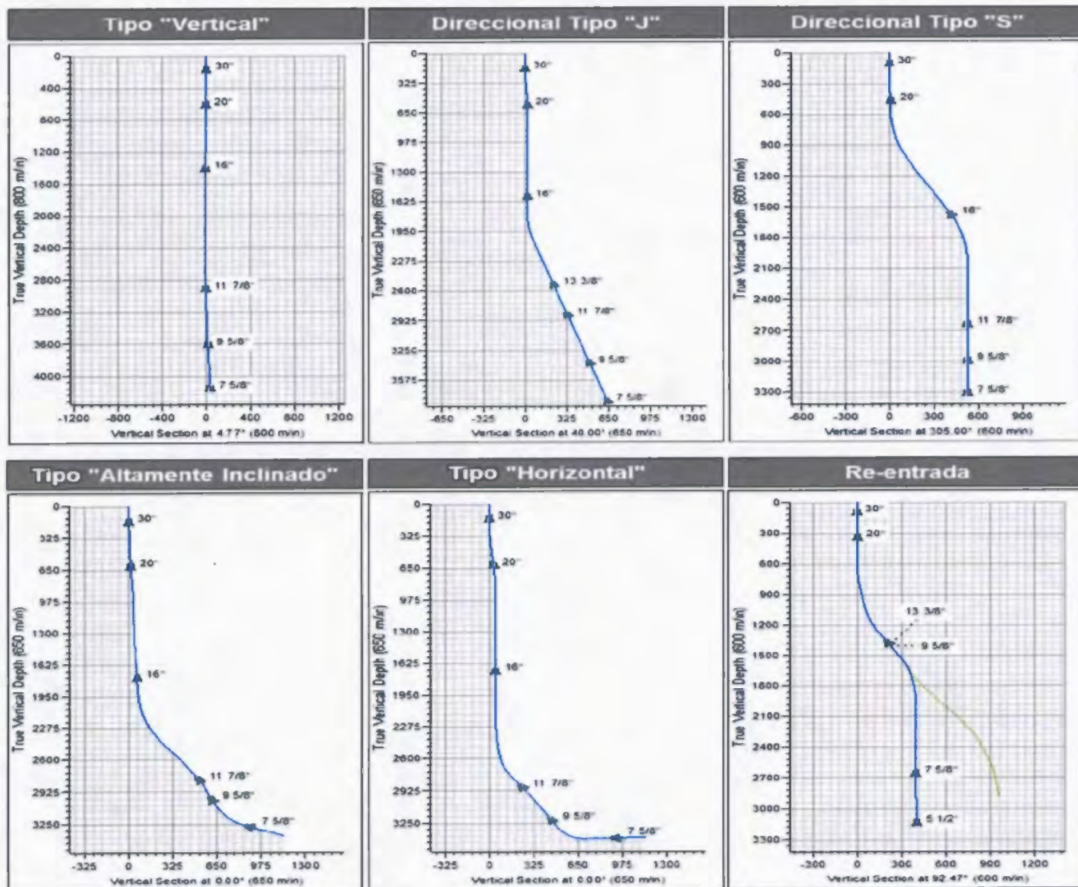
En la Asignación A-0203-2M - Campo Maloob actualmente se tienen perforados 4 pozos exploratorios y 83 pozos de desarrollo, todos correspondientes al yacimiento Cretácico (K).

Actualmente operan 73 pozos productores de aceite y gas asociado, así como 3 pozos inyectores de nitrógeno en el yacimiento Cretácico.

La Comisión aprobó a PEP la perforación de 12 pozos en el Plan de Desarrollo vigente asociado a Ronda Cero, sin embargo, cabe señalar que al año 2017 PEP perforó 11 pozos y en febrero de 2018 termino el pozo Maloob-229 que formaba parte del Programa Mínimo de Trabajo.

En la propuesta de modificación del Plan de Desarrollo de la Asignación A-0203-2M - Campo Maloob, se considera la continuidad de operación de los pozos actualmente productores y la perforación de 22 pozos adicionales a los ya realizados en el horizonte 2018-2034

Las trayectorias frecuentemente utilizadas en los diseños de los pozos correspondientes a los diferentes horizontes productores de la Asignación A-0203-2M - Campo Maloob, consideran los tipos mostrados en la Figura 7:



Handwritten notes and signatures in blue ink, including the number '777' and several illegible signatures.

Figura 7. Sección de planes direccionales Tipo. Fuente PEP

La justificación para perforar pozos horizontales en el yacimiento es principalmente que ayudan a minimizar las caídas de presión en el fondo de los pozos, condición que contribuye a la maximización de su vida productiva, además permitirá maximizar los gastos de producción de los mismos. Sin embargo, la configuración estructural de los yacimientos no permite que todos los pozos tengan una geometría horizontal, por lo cual se tienen considerados pozos direccionales.

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

Actualmente la Asignación A-0203-2M- Campo Maloob tiene producción de hidrocarburos únicamente en el yacimiento Cretácico, mientras que los yacimientos JSK y el EM no se encuentran en producción.

- Alternativas de desarrollo evaluadas

Con el objetivo de proponer la mejor alternativa para la propuesta de modificación del Plan de Desarrollo, el Asignatario planteó doce escenarios de extracción, de los cuales seleccionó tres alternativas finales que se describen en la Tabla 9:

Características	Alternativa 1	Alternativa 2	Alternativa 3 (Seleccionada)
Actividades físicas (Terminación)	-	8	22
Actividades físicas (RMA) ¹	-	53	53
Producción aceite (MMb) ²	667.5	1,132.1	1,220.8
Producción gas (MMMpc) ²	243.7	431.9	464.4
Incorporación de reservas (MMbpce) ³	718.9	1,223.4	1,318.9
Factor de Recuperación Final (%)	27.6%	34.1%	35.3%
Gastos de Operación (MMusd)	4,282.1	6,496.1	6,894.3
Inversiones (MMusd)	4,387.1	6,265.4	7,092.5
Tecnologías	Bombeo Neumático	Bombeo Neumático	Bombeo Neumático
	Bombeo Electro centrífugo.	Bombeo Electro centrífugo.	Bombeo Electro centrífugo.
	-	Terminación de pozos tipo Cola Extendida	Terminación de pozos tipo Cola Extendida
	-	Planta de tratamiento e inyección de agua.	Planta de tratamiento e inyección de agua.
	Sistema de desalado.	Sistema de desalado.	Sistema de desalado.
Indicadores económicos			
VPN AI (MMusd)	21,022.1	34,562	36,463
VPN DI (MMusd)	4,898.7	9,008	9,296
VPI (MMusd)	2,768.6	3,658	4,238

VPN/VPI AI (usd/usd)	7.59	9.45	8.60
VPN/VPI DI (usd/usd)	1.77	2.46	2.19

1. Contempla la conversión de un pozo a inyector en el yacimiento EM.
2. Volumen por recuperar con la alternativa propuesta.
3. Reserva en PCE a recuperar con la alternativa propuesta.

Tabla 9. Descripción de las alternativas evaluadas.

Derivado de la evaluación a las alternativas señaladas en la tabla, el Asignatario manifiesta que la alternativa 3 es la que ofrece un balance óptimo entre un máximo factor de recuperación y eficiencia de inversión; por lo consiguiente la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo con esta alternativa, permitiría la extracción de la mayor reserva 2P.

Aunado a lo anterior, PEP manifestó que los criterios que llevaron a la alternativa 3 como la selección a la mejor opción son los siguientes:

- Definición de las mejores zonas con características petrofísicas que garanticen la productividad de los pozos.
 - Consideración del comportamiento dinámico de los yacimientos para asegurar la mayor recuperación de la producción.
 - Mayor certeza técnica-económica del Plan de Desarrollo.
 - Asegurar la recuperación de las reservas 2P de hidrocarburos.
- Actividades físicas y volúmenes de hidrocarburos a recuperar

La propuesta de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0203-2M - Campo Maloob considera 22 perforaciones, 22 terminaciones y 53 RMA a pozos, con una inversión y un gasto de operación total para para la Asignación de 284,071.8 MMpesos (13,986.8 MMusd), que permitirán recuperar para el período 2018-2050 un volumen de 1,220.8 MMb de aceite y 464.4 MMMpc de gas hidrocarburo, lo que en petróleo crudo equivalente representa 1,318.9 MMbpce.

Considerando el periodo de la vigencia de la Asignación a agosto de 2034 se estima recuperar un volumen de 1,204.6 MMb de aceite y 456.6 MMMpc de gas hidrocarburo que en petróleo crudo equivalente corresponde a 1,301.1 MMbpce, con una inversión y un gasto de operación total para para la Asignación de 277,119.4 MMpesos (13,644.5MMusd), sin embargo el no realizar la conclusión de toda la actividad de extracción, no permitirá desarrollar el total de sus reservas 2P cuantificadas, al no concluir la explotación en los yacimientos Eoceno Medio (EM) y Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK).

- Esquemas explotación propuestos

Derivado del análisis realizado a la estrategia presentada en la propuesta de modificación del Plan de Desarrollo, se observa que esta es consistente a la presentada en el Plan Vigente. En esta propuesta el Asignatario considera un adelanto en la recuperación de la reserva del yacimiento Cretácico, como resultado del incremento en actividad física con la perforación de pozos y RMA. A continuación, se presentan los esquemas propuestos de extracción para los tres yacimientos de la Asignación.

Eoceno Medio

El yacimiento EM, se reconoció en el año 1985 con la perforación del pozo de desarrollo Ku-487, cuyo objetivo era la brecha del Cretácico Superior. Este yacimiento no ha sido desarrollado, pero se cuenta con información de registros, así como prueba MDT, lo que le ha permitido a PEP caracterizar estáticamente

Handwritten notes and signatures in blue ink:
 A large 'C' with '777' written below it.
 A signature that appears to be 'AS'.
 A signature that appears to be 'X' with a vertical line through it.
 A signature that appears to be 'D' with a horizontal line through it.
 A signature that appears to be 'A'.

este yacimiento, evaluar el contacto agua-aceite, la presencia de aceite, puntos de presión y gradientes de densidad de fluidos.

Para el yacimiento EM se considera un esquema de explotación con inyección de agua como método de recuperación secundaria, mediante un pozo inyector y tres pozos productores con la finalidad de maximizar el beneficio económico del proyecto. De acuerdo con los requerimientos de explotación actuales de PEP, la estrategia de desarrollo del yacimiento Maloob EM fue optimizada considerando 3 RMA (cambios de intervalos) s de pozos que actualmente producen en el yacimiento Cretácico para iniciar actividades una vez que termine su vida productiva en 2030. Por lo tanto, es importante destacar que ninguna actividad de perforación se llevara a cabo con objetivo EM.

Respecto a la inyección de agua, el Asignatario propone la instalación de una planta de tratamiento de agua de mar en la Plataforma PP-Ku-M, que consiste en lo siguiente:

- Un sistema de captación de agua de mar, un sistema de filtrado de agua de mar;
- Un sistema de eliminación de oxígeno, mediante la inyección de agentes químicos (secuestrante de oxígeno);
- Un sistema de inyección automatizado de todos los químicos necesarios a fin de cumplir con las especificaciones requeridas para que el agua de mar pueda ser inyectada al yacimiento (biocida, inhibidor de incrustaciones, regulador de PH, etc.); y
- Un sistema de bombeo para la inyección al yacimiento.

Por la ubicación de la plataforma PP-Ku-M, la planta de inyección de agua direccionará el bombeo hacia un pozo inyector para el yacimiento EM del campo Maloob y un pozo para EM del campo Zaap.

Cretácico

Para el yacimiento Cretácico se mantiene el método de recuperación secundaria mediante la inyección de nitrógeno para el mantenimiento de presión. En este yacimiento se concentra toda la actividad propuesta de perforación con la incorporación de 22 pozos adicionales en áreas parcialmente drenadas en el sinclinal y en el oeste del yacimiento, zonas en las que actualmente no se tienen pozos productores. La actividad de perforación se propone, con la finalidad de adelantar la recuperación de la reserva (del año 2040 al año 2030) y maximizar la rentabilidad del proyecto.

En la Figura 8 se muestran las zonas parcialmente drenadas con los objetivos de los 22 pozos adicionales propuestos.



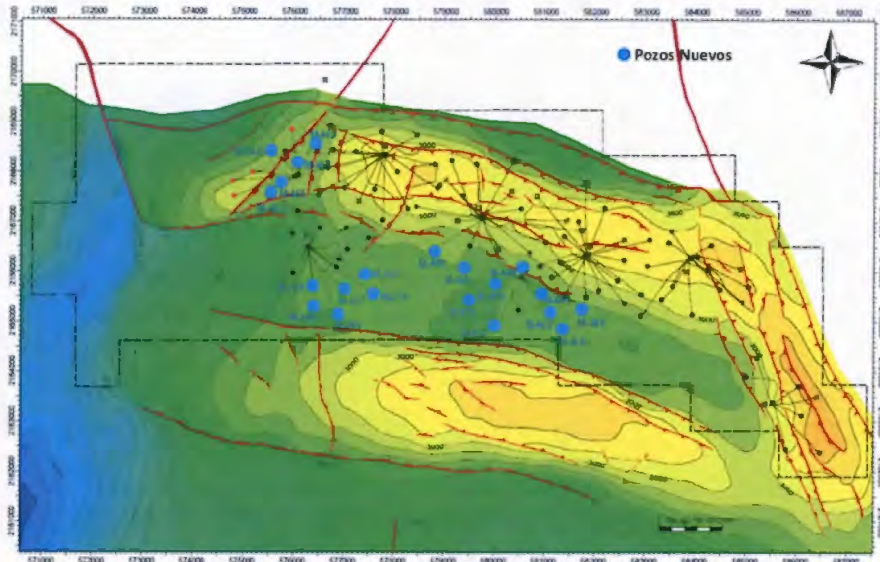


Figura 8. Objetivos Pozos Nuevos para el Desarrollo de Maloob Cretácico
(Fuente:)

Cabe destacar que la producción del yacimiento Cretácico termina en el año 2030 y a partir de esa fecha, se proponen actividades de RMA, para cambiar de intervalos productores de Cretácico a los otros dos yacimientos (EM y JSK).

El esquema de explotación de JSK se planea llevar a cabo mediante cuatro pozos productores con la finalidad de maximizar el beneficio económico del proyecto. De acuerdo con los requerimientos de explotación actuales de PEP y de igual forma que en el yacimiento EM la estrategia de desarrollo del yacimiento Maloob JSK fue optimizada considerando 4 RMA (2 cambios de intervalos y 2 profundizaciones) de pozos que actualmente producen en el yacimiento Cretácico para iniciar actividades una vez que termine su vida productiva en 2030. Por lo tanto, es importante destacar que ninguna actividad de perforación se llevará a cabo con objetivo JSK.

Derivado de la alta salinidad observada en el aceite del pozo Maloob-414, la cual fue la causa de su cierre, por no estar dentro de especificaciones de calidad para comercialización, el Asignatario propone la utilización de tecnologías convencionales, combinando la dilución con crudo de mejor calidad, para enviar esta mezcla a una planta de deshidratación y desalado, donde se emplean separadores electrostáticos con la tecnología denominada *dual frequency*.

De acuerdo con la información presentada por el Asignatario, la filosofía para el manejo de aceite con contenido de agua y sal, es la siguiente:

- Actualmente en el centro de proceso de Akal-J se deshidrata el Crudo Ligero Marino de 36-38° API proveniente de Pol-A y Abkatun-A.
- A finales del 2018 se pondrá en operación el módulo de desalado de la planta, lo cual permitirá acondicionar la producción de los campos Maloob y Zaap.
- Previo al acondicionamiento se realizará una mezcla del crudo pesado con crudo ligero marino para obtener una mezcla de hidrocarburos entre 19 y 21 °API a la entrada de la planta.
- El crudo deshidratado y desalado de 19-21°API en calidad de exportación se enviará por medio de las líneas 110, 272 y 275, al FPSO YKN, para su mezclado con crudo seco de 13°API proveniente de los campos Zaap y Maloob el cual se separa y estabiliza en la batería del FPSO YKN, donde finalmente se realiza la exportación del crudo en la calidad contractual establecida.

En la siguiente figura se presenta el esquema de la filosofía de operación del manejo y acondicionamiento de crudo.

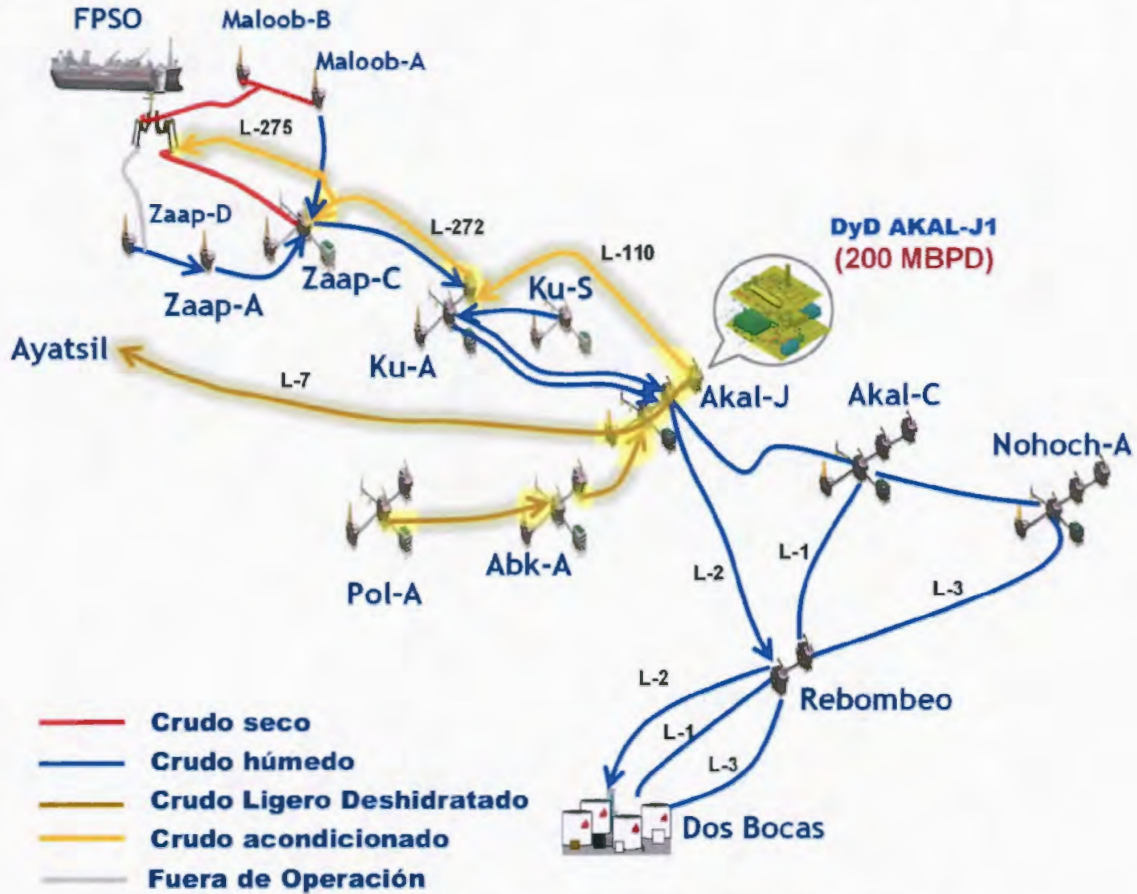


Figura 9. Filosofía de manejo y Acondicionamiento de Crudo KMZ
Fuente: PEP

g) Comparativo del Campo Maloob a nivel internacional

Con el objeto de determinar si el Asignatario propone una modificación al Plan de Desarrollo del campo Maloob procurando la maximización del factor de recuperación, la CNH realizó una comparación de los factores de recuperación con campos nacionales e internacionales de características y propiedades similares a las del campo Maloob. Cabe señalar que todos los campos seleccionados se encuentran costa afuera con un tirante de agua similar.

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

Característica	Descripción
Tirante de agua	Menor a 100 metros
Densidad (°API)	11 - 20
Edad geológica	Cretácico
Tipo de roca	Carbonatos
Presión burbuja (kg/cm ₂)	156.0
Ubicación	Costa afuera

[Handwritten notes and signatures in blue ink, including a large 'C' and several initials/signatures.]

Tabla 10. Criterios de selección del análogo y características del Campo Maloob (Fuente: CNH)

A continuación, en las Tablas 11 y 12, se presenta un resumen los campos utilizados en la comparación con sus respectivas características y propiedades.

Campo	Litología	Tipo de Fluido	Densidad [°API]	Sistemas Artificiales de Producción	Mecanismos de Empuje Primarios
<u>Maloob</u>	Calizas Dolomitizadas Fracturadas	Aceite Pesado	13.4	Bombeo Neumático	Expansión roca-fluidos, entrada de agua, empuje casquete de gas.
<u>Rospo Mare</u>	Calizas Dolomitizadas Fracturadas	Aceite Pesado	11	Bombeo Hidráulico y Neumático	Empuje por Acuífero Activo
<u>Pampo</u>	Lutitas Arenisca	Aceite	20	Bombeo Neumático	----
<u>Amposta Marino</u>	Calizas Dolomitizadas	Aceite Pesado	16-18	No se utilizó	Acuífero Activo
<u>Yates</u>	Lutitas	Aceite y gas disuelto	31	No se utilizó	Expansión del sistema roca-fluido
<u>Linguado</u>	Calizas	Aceite	20	Bombeo neumático	Expansión del sistema roca-fluido

Tabla 11. Campos análogos y sus características (Fuente: CNH)

Handwritten notes and signatures in blue ink, including the letters "AS", "777", and several illegible signatures.

Campo	Métodos de Recuperación Secundaria, Terciaria ACTUALES	Métodos de Recuperación Secundaria, Terciaria PLANEADOS	Factor de Recuperación Proyectado (2P)	Tipos de Pozos
Maloob	Inyección de Nitrógeno	Inyección de Gas Amargo, Agua, Espumas y Surfactantes, Evaluación Técnica.	35.1%	10 - Verticales. 2 - Horizontales. 67 - Tipo "J". 8 - Tipo "S".
Rospo Mare	Inyección de Agua	-----	17%	3 - Verticales. 1 - Desviado. 18 - Horizontales. 6 - Horizontales Largos
Pampo	Inyección de Gas, Estimulación Acida y Análisis de Registros Sísmicos.	-----	26%	25 - Pozos en la Reserva Albian Macaé. 23 - Pozos en la Reserva Coquina.
Amposta Marino	-----	-----	50.6%	5 pozos drenaron mayormente la reserva
Yates	Inyección miscible de CO2, Inyección alternada de agua y gas, inyección de espumas	-----	35.5%	Pozos verticales y horizontales
Linguado	-----	-----	17.9%	Pozos con bombeo neumático

Tabla 12. Campos análogos y sus características (Fuente: CNH)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top, a signature with '2' above it, and several other initials and signatures below.

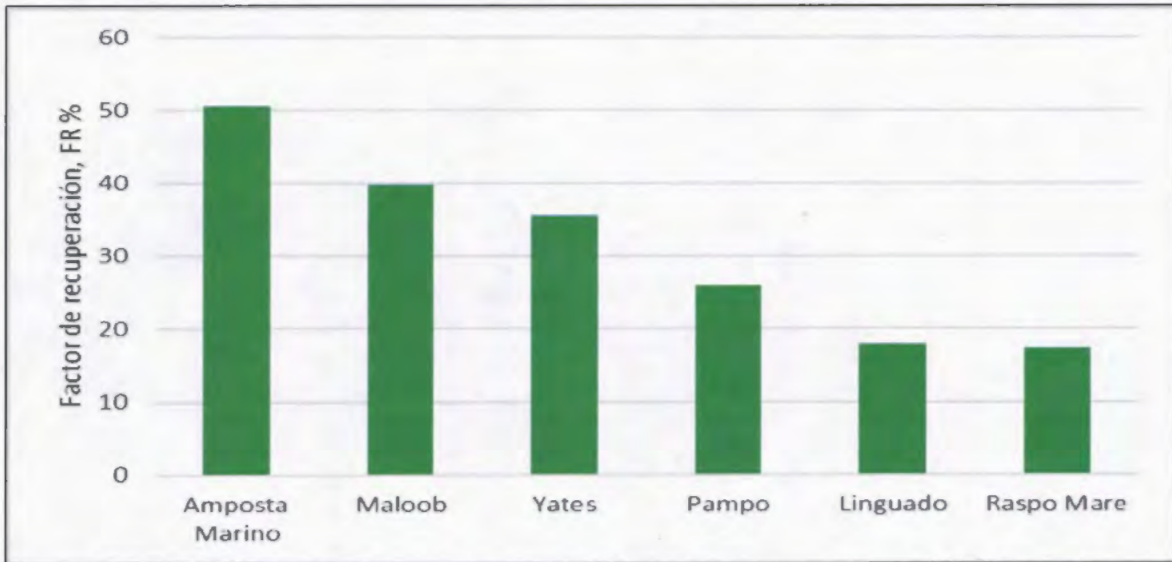


Figura 10. Comparativa de factores de recuperación proyectados (Fuente: base de datos técnica)

Respecto a la comparación nacional, se seleccionaron campos vecinos de Maloob en aguas someras del Golfo de México. Al igual que la comparación de campos internacionales, se hizo una comparativa de los factores de recuperación de aceite, como se puede apreciar en la Fig. 13.

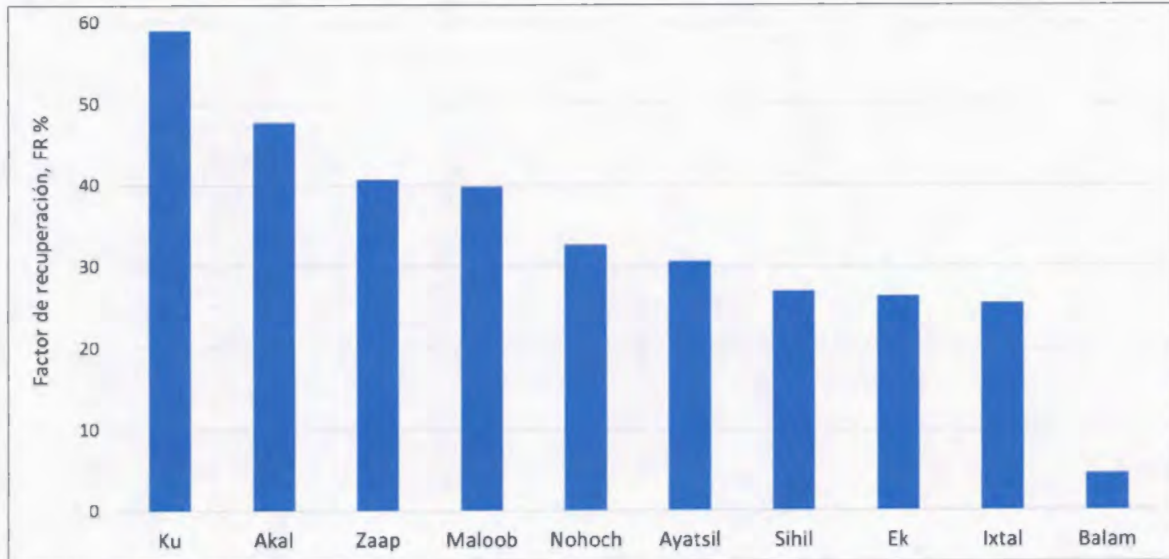


Figura 11. Factores de recuperación de aceite de campos vecinos nacionales del campo Maloob. (Fuente: CNH)

De la Figura 11 es relevante señalar que todos los campos corresponden a crudo de tipo pesado (11 – 22 °API), de rocas carbonatadas, de aguas someras, que algunos como el caso del campo Zaap han tenido algún tipo de proceso de recuperación adicional a la primaria como es la inyección de nitrógeno o agua, factores que impactan directamente en el factor de recuperación de hidrocarburos.

Del análisis realizado por esta Comisión, se observa que el factor de recuperación final estimado para el yacimiento Cretácico en Maloob, está acorde con otros campos similares a nivel nacional internacional

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'C' and '777' on the right side of the page.]

como es el caso de los campos Rospo Mare (Italia), Pampo (Brasil), Amposta Marina (España), Yates (EUA), Linguado (Brasil) y a nivel nacional los que se visualizan en la Figura 13.

h) Evaluación Económica

La opinión económica de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob, considera los siguientes conceptos:

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

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-0203-2M-Campo Maloob considera para el periodo 2015-2030 una inversión total de 12,367 millones de dólares, 7,442 de Inversiones y 4,925 de gasto operativo¹.

En virtud de lo anterior, se aclara que el siguiente comparativo considera horizontes de tiempo a 2030, puesto que en Ronda Cero este fue el último año del periodo aprobado.

Derivado de lo anteriormente expuesto, la inversión que el Operador deberá realizar correspondiente a la totalidad de Actividad Petrolera de Abandono se consideró a ejecutar en 2030. Considerando lo anterior, el monto de inversión del presente análisis es de 6,645 millones de dólares.

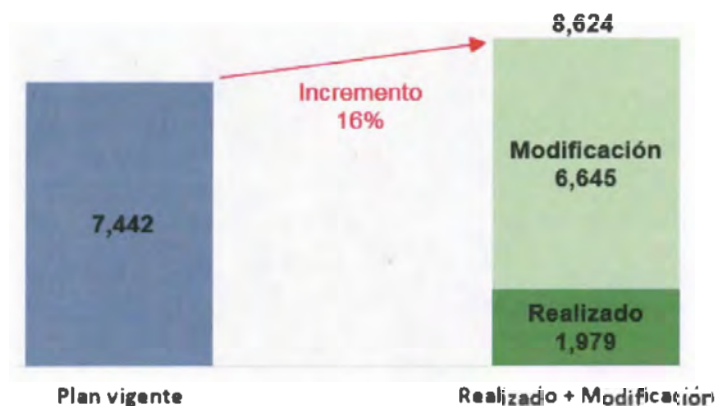
Pemex manifiesta que erogó en el periodo 2015 a 2017 un total de 1,979 millones de dólares (de los 2,940 aprobados para esos años):

Lo anterior, como se muestra en la siguiente figura, para el caso de las inversiones significa un incremento del 16%, respecto de la inversión originalmente propuesta².

¹ Todos los montos señalados en esta opinión se presentan en dólares del 2018: los pesos en cada caso se convierten a dólares de esa fecha, y posteriormente se actualizan considerando el INPP de Estados Unidos. Lo anterior, para poder realizar los comparativos correspondientes.

² En virtud de que la inversión establecida en Ronda Cero llega a 2030, el comparativo se realiza considerando inversiones hasta tal año. En tal virtud, no se consideran 401 millones de dólares de inversión correspondientes al periodo 2030-2034, que el Asignatario establece en la presente Solicitud de Modificación.

**Comparativo de Inversión
Plan vigente vs. Modificación
(millones de dólares)**



*Fig.12. Comparativo de gastos totales Ronda Cero respecto a Modificación al Plan (millones de dólares)
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)*

Así, la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 40, fracción II, inciso h) de los Lineamientos, así como sus modificaciones.

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

En la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo, PEP propone desarrollar actividades a partir de 2018 con una inversión de 6,369 millones de dólares (sin considerar Abandono) y 6,795 millones de dólares de gasto operativo hasta 2034; y 678 millones de dólares para la totalidad de la Actividad de Abandono.

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 de hidrocarburos; de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Lineamientos de Hacienda).

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

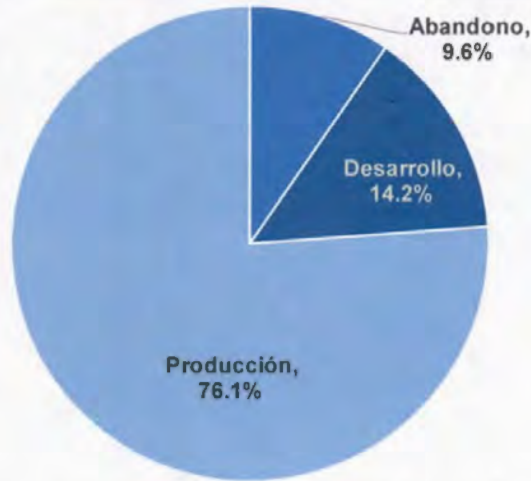


Fig. 13. Distribución del Programa de Inversiones por Actividad Petrolera \$ 7,046 millones de dólares.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Actividad	Sub-actividad	Total (millones de dólares)
Desarrollo	Construcción Instalaciones	484
	General	9
	Perforación de pozos	511
Producción	Construcción Instalaciones	393
	Ductos	145
	General	622
	Intervención de pozos	1,478
	Operación de Instalaciones de Producción	2,388
	Pruebas de Producción	15
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	323
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	678
Total gastos de inversión (2018-2034)		7,046
Total costo operativo (2018-2034)		6,795
Gastos totales		13,841

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

Tabla 13. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera
(millones de dólares)

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

Al respecto, se revisó y corroboró que la información económica fuera consistente con las actividades propuestas y estuviera presentada de conformidad con lo establecido en los Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos; de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

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 de desarrollo seleccionada (con un horizonte de tiempo de 2018 a 2034) de producción, costos e inversiones, y al realizar la evaluación económica del proyecto, esta DGEEE, obtiene los siguientes resultados considerando un precio de 60 dólares por barril y 3 dólares por mmpc.:

Indicador	Antes Impuestos	Después Impuestos
VPN (mmUSD)	42,982	7,781
TIR	Indeterminada	Indeterminada
VPI (mmUSD)	4,261	
VPN/VPI	10	2

Tabla 14. 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.

i) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

Actualmente la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob, 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 los mencionados en el anexo 3 de los mismos.

Derivado de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0203-2M- Campo Maloob 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 presentada se realizó en dos etapas ya que PEP, declara que derivado de los objetivos de la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo donde se identifican 22 perforaciones, 22 terminaciones y 53 recuperaciones mayores dentro del periodo 2018-2050, con lo cual el campo garantiza la recuperación de las reservas 2P cuantificadas, y con esto la necesidad de adecuar y construir nueva infraestructura para el manejo de los hidrocarburos producidos, por lo que derivado de esto y para un mejor análisis y evaluación de la información se hará la distinción entre la etapa de medición actual y la futura.

Etapa de medición actual

Dentro de las instalaciones de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob, hasta septiembre de 2017, se maneja una producción promedio diaria de aceite de 395.5 Mbpd, 146.7 MMpcd de gas y una producción de agua de 4.0 Mbpd proveniente de 73 pozos productores operando, los cuales disponen de un Sistema Artificial de Producción de Bombeo Neumático y Bombeo Electrocentrifugo, integrado por:

- 6 plataformas de perforación (PP-Ku-H, PP-Ku-M, PP-Maloob-A, PP-Maloob-B, PP-Maloob-C y PP-Maloob-D).
- 1 tripode de perforación (TP-KU-H),
- 3 plataformas de producción (PB-Ku-M, PB-Ku-H y PB-AJ-3),
- 2 plataformas de compresión (PB-AJ-2 y CA-AJ-1),
- 1 barco de proceso FPSO Yúum K'ak'náab (YKN).

Todas las instalaciones operando actualmente.

La red de recolección, distribución y transporte de la Asignación Maloob está integrada por 10 oleogasoductos, 5 oleoductos, 3 gasoductos para gas amargo, 9 gasoductos para gas de Bombeo Neumático y 2 nitrogenoductos. La infraestructura permite interconectar las plataformas recolectoras de hidrocarburos con los centros de procesos para posteriormente ser enviada a los puntos de entrega final. Al día de hoy los Centros de Proceso KU-H, KU-M y FPSO YKN manejan y procesan producción proveniente de las asignaciones A-0203-2M-Campo Maloob, A-0375-2M-Campo Zaap y A-0032-M-Campo Ayatsil.



Figura 14.- Esquema de Infraestructura actual y futura de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob. Fuente: PEP.

Medición de Aceite

La medición fiscal de los líquidos es llevada a cabo a través de los siguientes sistemas de medición:

- Sistemas de medición instalados en la Terminal Marítima Cayo Arcas, PA 100 y 200.
- Sistemas de medición instalados en el FPSO Yúum K'ak'náab, Paquete M14.
- Sistemas de medición instalados en la Terminal Marítima Dos Bocas, SM 100, 200 y 800.
- Sistemas de medición instalados en el Centro Comercializador de Crudo Palomas, SM 100, 700, 1700.

Los cuales cuantifican los volúmenes integrados por las diferentes corrientes de hidrocarburos líquidos de las asignaciones Ku, Maloob, Zaap, Bacab, Lum, Ayatsil entre otras; todos Puntos de Medición de acuerdo al Anexo 3 de los LTMMH (Figura 17).

En la Terminal Marítima Dos Bocas, se lleva a cabo el proceso para estabilizar y acondicionar el aceite separando el agua, gas en solución y los sedimentos que llegase a contener. Una vez acondicionado el producto, este adquiere las condiciones de calidad exigidas para su comercialización para ser enviado y medido en la TMDB, a través de los sistemas de medición SM-800 para su Transferencia hacia Centro Comercializador de Crudo Palomas, y así mismo a través de los sistemas SM-100 y SM-200 (medición fiscal) a las boyas de exportación 1 y 2. La evaluación de estos sistemas de medición para el cumplimiento de los LTMMH, son presentados en el Anexo I.

En el sistema de Medición en el FPSO (Floating Production, Storage Offloading) Yúmm K'ak' Náab llega la mezcla de la plataforma satélite Maloob-B la cual pasa por dos etapas de separación para posteriormente mezclarse con Crudo Ligero Marino proveniente la SPBAS-AS02, adicionalmente llega crudo pesado del C.P. Zaap-C de acuerdo a los requerimientos de volumen necesarios para obtener una calidad de exportación de 21°API. Una vez que se obtiene la calidad deseada, el aceite es medido por medio de un Sistema de Medición Fiscal M-14 compuesto por 5 trenes de producción con probador bidireccional, con elemento primario Ultrasónico de 12" de Ø. En el Anexo I Evaluación de los Mecanismos de Medición del presente dictamen se resumen los elementos primarios y sus componentes que conforman este paquete de medición.

Los Sistemas de Medición instalados en la Terminal Marítima Dos Bocas cuantifican el volumen de aceite neto a la salida del acondicionamiento, compuesto por dos Patines de Medición (SM-100 y SM-200) el primero compuesto por 11 trenes de producción, con elemento primario de tipo Turbina de 8" de Ø compuesto de un probador bidireccional, el segundo compuesto por 6 trenes de producción, con elemento primario tipo Turbina de 12" de Ø compuesto de un probador unidireccional.

Los Sistemas de Medición instalados en el Centro Comercializador de Crudo Palomas compuesto por 6 paquetes de medición, todos compuestos por elementos primarios de tipo ultrasónico de 6" a 10" de Ø. Figura 17.

Medición de Aceite Fiscal				
Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
TMCA PA-100	Desplazamiento Positivo	5	16 pg	±0.21%
TMCA PA-200	Desplazamiento Positivo	5	16 pg	±0.21%
FPSO YKN M-14	Ultrasónico	5	12 pg	±0.24%
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%

Figura 15.- Puntos de Medición de Aceite (actual y futuro). Fuente: PEP.

Cabe resaltar que el Operador Petrolero presenta los programas relacionados para la actualización de las incertidumbres, así como la calibración de los sistemas de medición presentados, los cuales fueron revisados y evaluados en el anexo I del presente dictamen

La Medición de Transferencia, llevada a cabo en los C.P. Zaap-C, Ku-A, Ku-S y la batería de separación del FPSO, donde se realizan los procesos de separación, estabilizado, bombeo y medición de los hidrocarburos provenientes de los pozos de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob, en el Anexo I Evaluación de los Mecanismos de Medición del presente dictamen se resumen los elementos primarios y sus componentes que conforman dicho paquete de medición.

De acuerdo con el perfil de producción de aceite en el horizonte 2018-2030 de la Asignación Maloob, los medidores de transferencia tienen la capacidad para medir el hidrocarburo líquido en este periodo.

Medición Transferencia Aceite				
Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
PB-ZAAP-C PA-1280	Ultrasónico	2	10-12 pg	±0.26%
E-KU-A1 FE-3101	Coriolis	2	10 pg	±1.07%
PP-KU-A FE-1102	Ultrasónico	1	10 pg	±0.26%
PB-KU-S PA-1280	Ultrasónico	2	10 pg	±1.04%
FPSO YKN M-45	Ultrasónico	1	10 pg	±0.26%
TMDB-CCC PALOMAS SM-800	Turbina	4	12 pg	±0.2%

Figura 16.- Puntos de Medición Transferencia de Aceite (actual). Fuente: PEP.

La Medición Referencial del aceite crudo se realiza después de la primera etapa de separación en Maloob-A, al igual que en los C.P. Ku-M y Ku-H. En Maloob-A se mide el volumen de los pozos de dicha plataforma, midiéndose mediante un par de medidores Coriolis. En el C.P. Ku-M se mide el volumen de aceite separado a la descarga de bombas de un separador de primera etapa el cual es alimentado con mezcla de los pozos de PP-Ku-M, la medición es realizada mediante una placa de orificio. En el Centro de Proceso Ku-H se mide el aceite separado proveniente de un separador de primera etapa el cual es alimentado con mezcla de los pozos de PP-Ku-H, Maloob-C y Maloob-A. En PB-Ku-H se envía el aceite separado hacia los C.P. Ku-S y Ku-A, cuantificándose la producción a través de dos medidores ultrasónicos y está a su vez es de envío a cada complejo respectivamente.

Medición de Aceite Referencial				
Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
PB-KU-M	Placa de orificio	N/D	N/D	±1.0%
PB-KU-H a KU-S	Ultrasónico	N/D	N/D	±0.28%
PB-KU-H a KU-A	Ultrasónico	N/D	N/D	±0.28%
MALOOB-A	Coriolis	N/D	N/D	±0.28%

Figura 17.- Puntos de Medición Referencial de Aceite (actual). Fuente: PEP.

La Medición Operacional de los pozos de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob, se realiza bajo el esquema de separación de fases con separadores de prueba, la medición es llevada a cabo con medidores ubicados a la salida de los separadores (aceite y gas) manejando incertidumbres de $\pm 5\%$. La medición del aceite es ejecutada de la forma siguiente: la mezcla de hidrocarburos procedente del pozo se alinea al cabezal de prueba, la mezcla es separada mediante un efecto tipo ciclónico en la vasija del separador, el aceite que sale por la parte inferior es cuantificado utilizando un medidor de flujo tipo placa de orificio y es registrado en un computador de flujo para almacenar en la memoria la medición y totalización del flujo.

Medición de Aceite Operacional				
Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
MALOOB-A	Placa de Orificio	1	6 pg	±5%
MALOOB-B	Placa de Orificio	1	6 pg	±5%
MALOOB-C	Placa de Orificio	1	6 pg	±5%
MALOOB-D	Placa de Orificio	1	6 pg	±5%
PP-KU-H	Placa de Orificio	1	6 pg	±5%
PP-KU-M	Placa de Orificio	1	4 pg	±5%

Figura 18.- Puntos de Medición Operacional de Aceite (actual). Fuente: PEP.

Medición de Gas

El gas producido en la Asignación Maloob es medido en los C.P. Zaap-C, Ku-A, Ku-S, FPSO Yùum K'ak'náab, Ku-H y Ku-M y transportado a los C.P. Akal-C y Akal-J a través del C.P. Ku-A, para después ser enviado al C.P. Nohoch-A para enviarse al Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta, y de ahí al Centro de Distribución de Gas Ciudad Pemex para su entrega a los Puntos de Medición (figura 22) los Complejos Procesadores de Gas Ciudad Pemex y Nuevo Pemex.

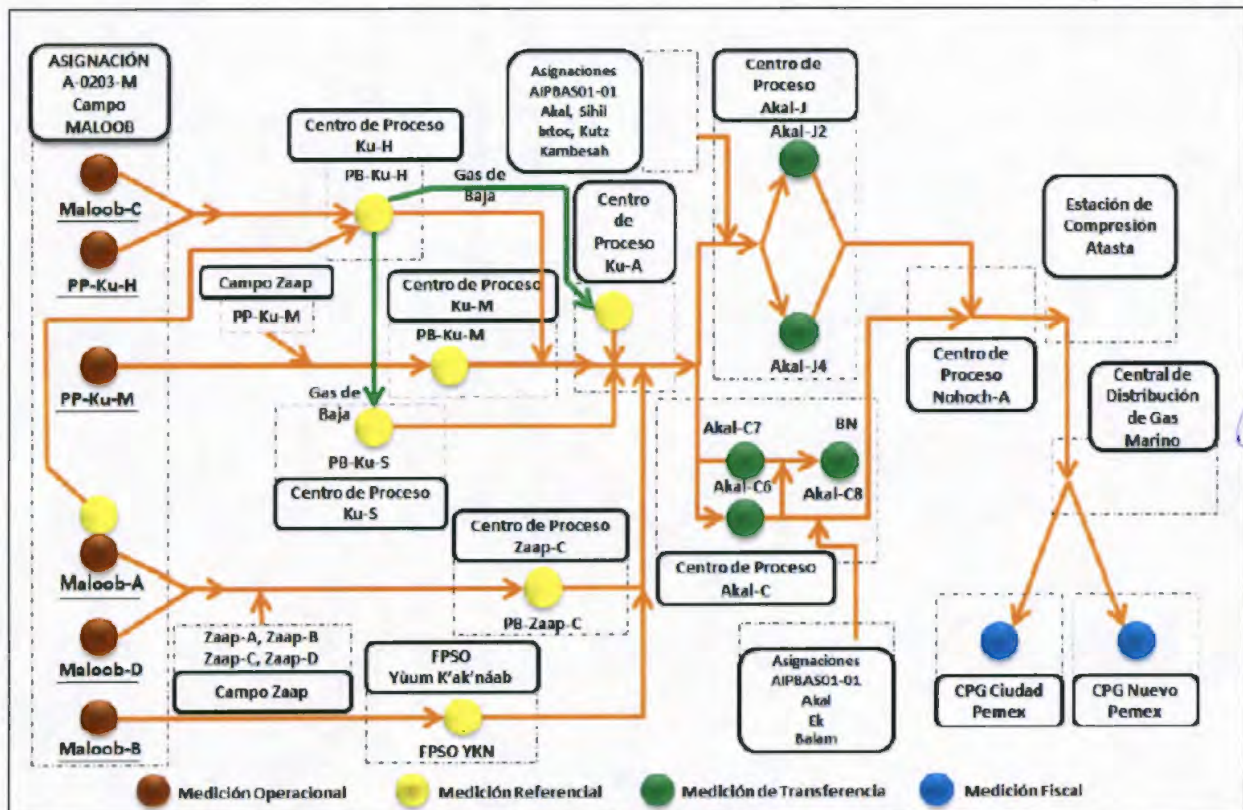


Figura 19.- Esquema de Medición Operacional, referencial, transferencia y fiscal de Gas (actual). Fuente: PEP.

Medición de Gas Fiscal

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

Figura 20.- Puntos de Medición de Gas (actual y futuro). Fuente: PEP

Los sistemas de medición instalados en las plataformas Akal-J2, Akal-J4 y Akal-C6 son utilizados como puntos de medición de transferencia, cuantifican a su vez las corrientes provenientes de las asignaciones del AIPBAS01-02 y AIPBAS01-01. De acuerdo con el perfil de producción de gas en el horizonte 2018-2030 de la Asignación Maloob, los medidores de transferencia tienen la capacidad para medir el hidrocarburo gaseoso en este periodo.

Medición de Gas Transferencia

Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
AKAL-J2	Placa de Orificio	4	10 pg	Programada
AKAL-J4	Placa de Orificio	4	10 pg	Programada
AKAL-C6	Placa de Orificio	5	10 pg	±1.2%

Figura 21.- Puntos de Medición Transferencia de Gas (actual). Fuente: PEP.

La Medición de Referencia del Gas es llevada a cabo en los Centros de Proceso Zaap-C, Ku-A, Ku-S, FPSO Yuum K'ak'náab, Ku-H y Ku-M.

En la Bateria de separación de PB-Zaap-C llega gas de la asignación Maloob proveniente de las plataformas Maloob-A y Maloob-D el cual se mezcla con gas proveniente de la asignación Zaap, para posteriormente comprimirse en cinco turbocompresores Booster y con dos recuperadores de vapor.

La instrumentación secundaria está integrada por transmisores de presión y temperatura, se dispone también de un 1 computador de flujo marca Nuflo modelo scanner 2000, el cual dispone de algoritmos para calcular los volúmenes de gas a condiciones de referencia.

La determinación de la calidad del gas es realizada en laboratorios y posteriormente se realizan las configuraciones necesarias con respecto al estándar AGA8.

La B.S. del FPSO recibe y separa la mezcla de la plataforma Maloob-B del campo Maloob. Cuenta con una capacidad de compresión "Booster" de 120 MMPCD, el gas separado es enviado a los Centros de Proceso Akal-J/Akal-C via PP-Zaap-C y E-Ku-A1. La determinación de la calidad del gas se realiza en laboratorio y posteriormente se configura el peso molecular en el Sistema de Control Distribuido con la finalidad de que se realicen las compensaciones correspondientes.

En la Plataforma PB-Ku-M, se mide la corriente de gas proveniente del PP-Ku-M, en donde parte de esta pertenece a la asignación Maloob y parte al campo Zaap. La B.S. de PB-Ku-M, cuenta con tres turbocompresores Booster y no tiene recuperadores de vapor, ya que solo se tiene una etapa de separación. El gas producido en el C.P. Ku-M es enviado al C.P. Ku-A junto con el gas del C.P. Ku-H,

donde se unen las corrientes de gas amargo ya comprimido en Booster de los C.P. ZaaP-C, Ku-S, Ku-A y el FPSO YKN. La determinación de la calidad del gas se realiza en laboratorio y posteriormente se configura en el computador de flujo para realizar las compensaciones correspondientes determinadas mediante el estándar AGA 8.

La Plataforma PB-Ku-H cuenta con tres turbocompresores Booster de 43 MMpcd cada uno y un compresor de 60 MMpcd; el gas separado proviene de los pozos de PP-Maloob-C y PP-Ku-H; el gas producido en en C.P. Ku-H es enviado al C.P. Ku-M a través del gasoducto L-222 de 24" de Ø, donde se une la corriente de gas producido en esa plataforma, y así ambas corrientes se envían al C.P. Ku-A por el gasoducto L-223 de 24" de Ø. La determinación de la calidad del gas se realiza en laboratorio y posteriormente se configura en los computadores de flujo con la finalidad de que se realicen las compensaciones correspondientes determinadas mediante el estándar AGA 8; lo anterior avalado por normas mexicanas, internacionales y/o extranjeras de acuerdo a la LFMN.

A la B.S. de PB-Ku-S llega gas de la Asignación Maloob proveniente de las plataformas Maloob-A, Maloob-C y PP-Ku-H el cual se mezcla con gas proveniente de la Asignación Ku y Ayatsil. Posteriormente es comprimido mediante 5 turbocompresores Booster y con dos recuperadores de vapor. La determinación de la calidad del gas se realiza en laboratorio y posteriormente se configura en los computadores de flujo con la finalidad de que se realicen las compensaciones correspondientes determinadas mediante el estándar AGA 8; lo anterior avalado por normas mexicanas, internacionales y/o extranjeras de acuerdo a la LFMN.

Medición de Gas Referencial				
Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
PB-ZAAP-C FE-1305	V-CONE	1	36 pg	programada
FPSO YKN FE-0611	Placa de Orificio	1	16 pg	±2.1%
PB-KU-M FE-105	Placa de Orificio	1	20 pg	±0.94%
PB-KU-H	Placa de Orificio	3	10 pg	±1.11%
PB-KU-H	Placa de Orificio	1	16 pg	±1.06%
PB-KU-S FE-1305	V-CONE	1	30 pg	programada

Figura 22.- Puntos de Medición Referencia de Gas (actual). Fuente: PEP.

La Medición Operacional de los pozos de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob, se realiza bajo el esquema de separación de fases con separadores de prueba, la medición es llevada a cabo con medidores ubicados a la salida de los separadores (aceite y gas) manejando incertidumbres de ± 5%. La medición del aceite es ejecutada de la forma siguiente: la mezcla de hidrocarburos procedente del pozo se alinea al cabezal de prueba, la mezcla es separada mediante un efecto tipo ciclónico en la vasija del separador, el aceite que sale por la parte inferior es cuantificado utilizando un medidor de flujo tipo placa de orificio y es registrado en un computador de flujo para almacenar en la memoria la medición y totalización del flujo.

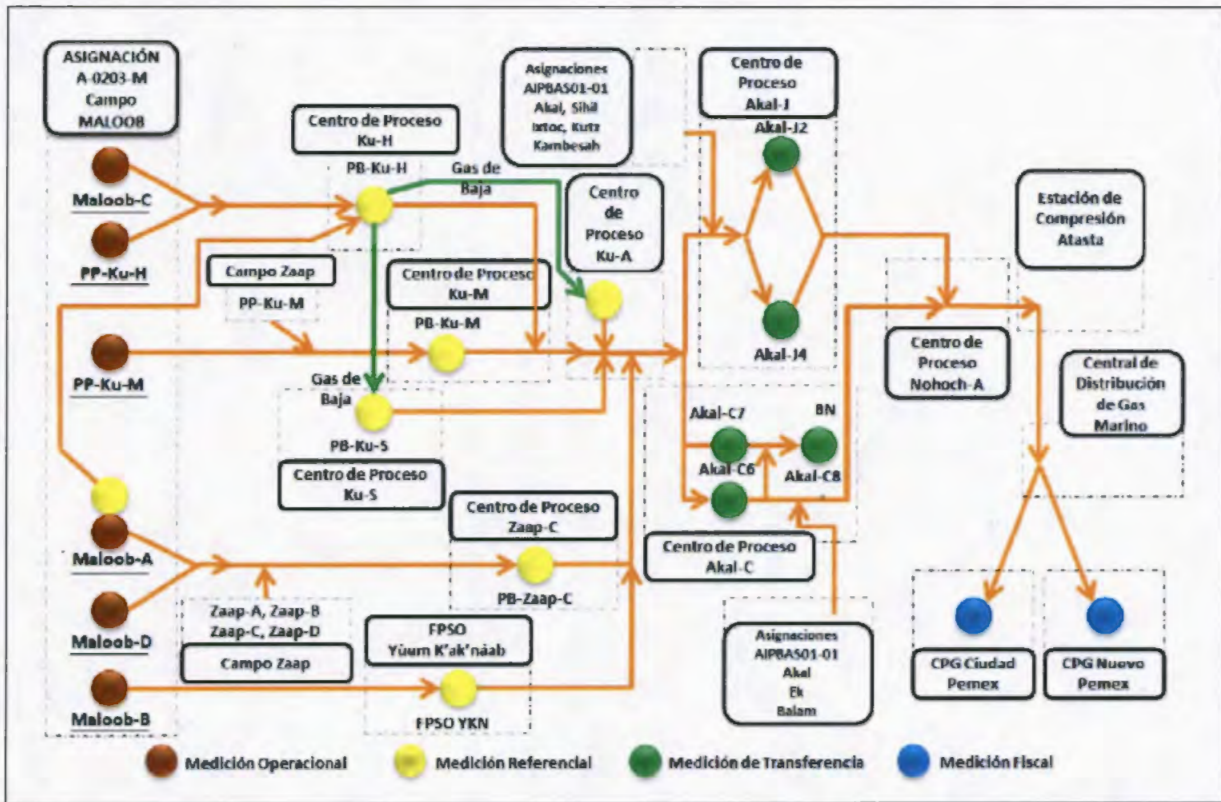


Figura 23. Esquema Sistema de Medición operacional, referencial, transferencial y fiscal para la medición del Gas en el Campo Maloob.

Medición de Gas Operacional				
Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
MALOOB-A	Placa de Orificio	1	6 pg	±5%
MALOOB-B	Placa de Orificio	1	6 pg	±5%
MALOOB-C	Placa de Orificio	1	6 pg	±5%
MALOOB-D	Placa de Orificio	1	6 pg	±5%
PP-KU-M	Placa de Orificio	1	6 pg	±5%

Figura 24. Puntos de Medición Operacional de Gas (actual). Fuente: PEP.

Cabe resaltar que el Operador Petrolero presenta los programas relacionados para la actualización de las incertidumbres, así como la calibración de los sistemas de medición presentados, los cuales fueron revisados y evaluados en el anexo I del presente dictamen.

Medición de Condensados:

Los sistemas de medición utilizados como punto de medición fiscal cuantifican los volúmenes de condensado integrado por diferentes corrientes en la cual se incluye la de la Asignación Maloob, producto de los procesos de compresión y separación efectuados en el Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta, los cuales son enviados (condensados) hacia el Centro de Procesos de Gas Nuevo Pemex y Centro

Handwritten notes and signatures in blue ink on the right side of the page, including a large '9' at the top, a circled '2', and several illegible signatures and initials.

de Proceso de Gas Cactus. Los Puntos de Medición se encuentran más detallados en el Anexo I Evaluación de los Mecanismos de Medición del presente dictamen.

Por otra parte, y una vez enviado el gas a tierra y producto de los procesos de compresión-separación efectuados en el Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta son recuperados los primeros condensados líquidos de la corriente en la cual se incluye la Asignación Maloob, condensados que en el trayecto son recolectados y enviados a los Puntos de Medición, ubicados en CPG Nuevo Pemex y CPG Cactus (Figura 27).

La normatividad con la que son estimados los condensados en el Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta es bajo la API 14.5 (mientras no exista normatividad vigente).

Medición de Condensado				
Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
CPG CACTUS FE-420 FE-1420	Coriolis	1	4 pg	±0.2%
	Placa de Orificio	1	6 pg	±0.2%
CPG NUEVO PEMEX FE-4420 (I,II,III,IV)	Placa de Orificio	1	6 pg	±0.54%
	Placa de Orificio	1	6 pg	±0.54%
	Coriolis	1	4 pg	±0.54%
	Coriolis	1	4 pg	±0.54%

Figura 25. Puntos de Medición de Condensado (actual). Fuente: PEP.

Etapa de medición futura y acondicionamiento de infraestructura (2018-2030)

De acuerdo con lo documentado por el Operador Petrolero, se instalarán dos plataformas (Maloob-E y Maloob-I) en 2021 y 2022 respectivamente para incorporar producción de hidrocarburos proveniente de los pozos (medición operacional). Son dos plataformas de perforación con capacidad de alojamiento para 15 conductores dentro de cada octápodo y sus ductos asociados que permitan el desarrollo de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob para incremento de la producción de hidrocarburos, estas estructuras son las siguientes:

- Plataforma de perforación PP-Maloob-E, ductos asociados:
OGD (KMZ-87) de PP-Maloob-E hacia PB-Ku-M de 24" Ø x 10.5 km.
GSD BN (KMZ-86) de PB-Ku-H hacia PP-Maloob-E de 12" Ø x 8.0 km.
- Plataforma de perforación PP-Maloob-I, ductos asociados:
OGD (KMZ-78A) de PP-Maloob-I hacia PB-Ku-M de 24" Ø x 5.7 km.
GSD BN (KMZ-79) de PP-Zaap-B hacia PP-Maloob-I de 12" Ø x 8.0 km.

Adicionalmente, con la instalación, interconexión y puesta en operación de los oleogasoductos KMZ-96 (de 20"Ø x 0.2 km) y KMZ-97 (de 20"Ø x 0.2 km) que tienen como origen las plataformas de perforación PP-Maloob-D y PP-Maloob-B respectivamente, y como destino una interconexión submarina independiente con el oleogasoducto L-270, se tendrá la flexibilidad de enviar la producción seca de estas plataformas hacia el barco de proceso FPSO YKN para mantener y prolongar la continuidad operativa del mismo, ante el inicio de producción húmeda e irrupción de gas en pozos del campo Maloob.

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'C' and '777' in the upper right, and several other signatures at the bottom right.]

De igual forma se contempla la instalación de una planta de tratamiento de agua de mar en la Plataforma PP-Ku-M para su inyección al yacimiento Eoceno Medio, que consiste en un sistema de captación de agua de mar, un sistema de filtrado de agua de mar, un sistema de eliminación de oxígeno, mediante la inyección de agentes químicos (secuestrante de oxígeno), un sistema de inyección automatizado de todos los químicos necesarios a fin de cumplir con las especificaciones requeridas para que el agua de mar pueda ser inyectada al yacimiento (biocida, inhibidor de incrustaciones, regulador de PH, etc.) y un sistema de bombeo de esta agua tratada para inyección al yacimiento para mantenimiento de presión. Por la ubicación de la plataforma PP-Ku-M, la planta de inyección de agua direccionará el bombeo hacia un pozo inyector para el yacimiento Eoceno Medio del campo Maloob y un pozo para Eoceno Medio del campo Zaap.

La medición de aceite y gas de los pozos de Maloob-E y Maloob-I se realizará por medio de un separador de prueba Figura 28 de la forma siguiente: la mezcla de hidrocarburos procedente del pozo se alinea al cabezal de prueba, la mezcla es separada mediante un efecto tipo ciclónico en la vasija del separador; el aceite que sale por la parte inferior es cuantificado utilizando un medidor de flujo tipo placa de orificio (1 para aceite y 1 para gas) y registrado en un computador de flujo para almacenar en la memoria la medición y totalización del flujo. Aunado a esto presento los programas de instalación de los Sistemas de Medición Operacional Maloob-E y Maloob-I, así como el diagrama de instalación (ejemplo) del separador de prueba con los medidores tipo placa de orificio, tecnología a utilizar en las plataformas a instalar Figura 29. Toda evidencia se encuentra disponible en el Anexo I Evaluación de los Mecanismos de Medición del presente dictamen.

Medición de Aceite y Gas Futura

Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
MALOOB-E	Placa de Orificio	programada	programada	±5%
MALOOB-I	Placa de Orificio	programada	programada	±5%

Figura 26. Sistema de Medición operacional (aceite y gas) futura a utilizar en las Plataformas Maloob-E y Maloob-I para el Campo Maloob.

[Handwritten signature and scribbles in blue ink]

[Handwritten signatures and scribbles in blue ink]

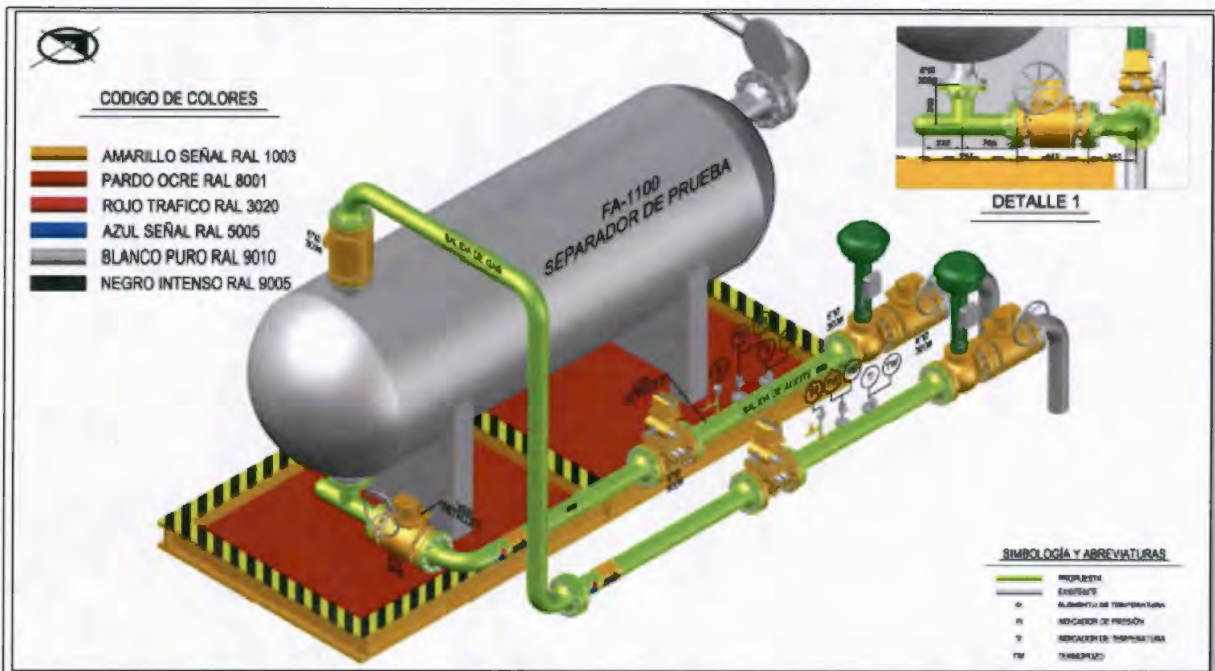


Figura 27. Esquema Sistema de Medición operacional (aceite y gas) futura a utilizar en las Plataformas Maloob-E y Maloob-I para el Campo Maloob.

Maloob-E		Año	2019												2020												2021
ACTIVIDAD		Mes	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
1	Ingeniería básica y de detalle de los sistemas de medición	PROG																									
		REAL																									
2	Procura, construcción e instalación	PROG																									
		REAL																									
3	Puesta en operación	PROG																									
		REAL																									
4	Entrega de información documental a CNH	PROG																									
		REAL																									

Maloob-I			2020												2021												2022
ACTIVIDAD			ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
1	Ingeniería básica y de detalle de los sistemas de medición	PROG																									
		REAL																									
2	Procura, construcción e instalación	PROG																									
		REAL																									
3	Puesta en operación	PROG																									
		REAL																									
4	Entrega de información documental a CNH	PROG																									
		REAL																									

Figura 28. Programa de Instalación de separadores de prueba Sistema de Medición operacional (aceite y gas) futura a utilizar en las Plataformas Maloob-E y Maloob-I para el Campo Maloob.

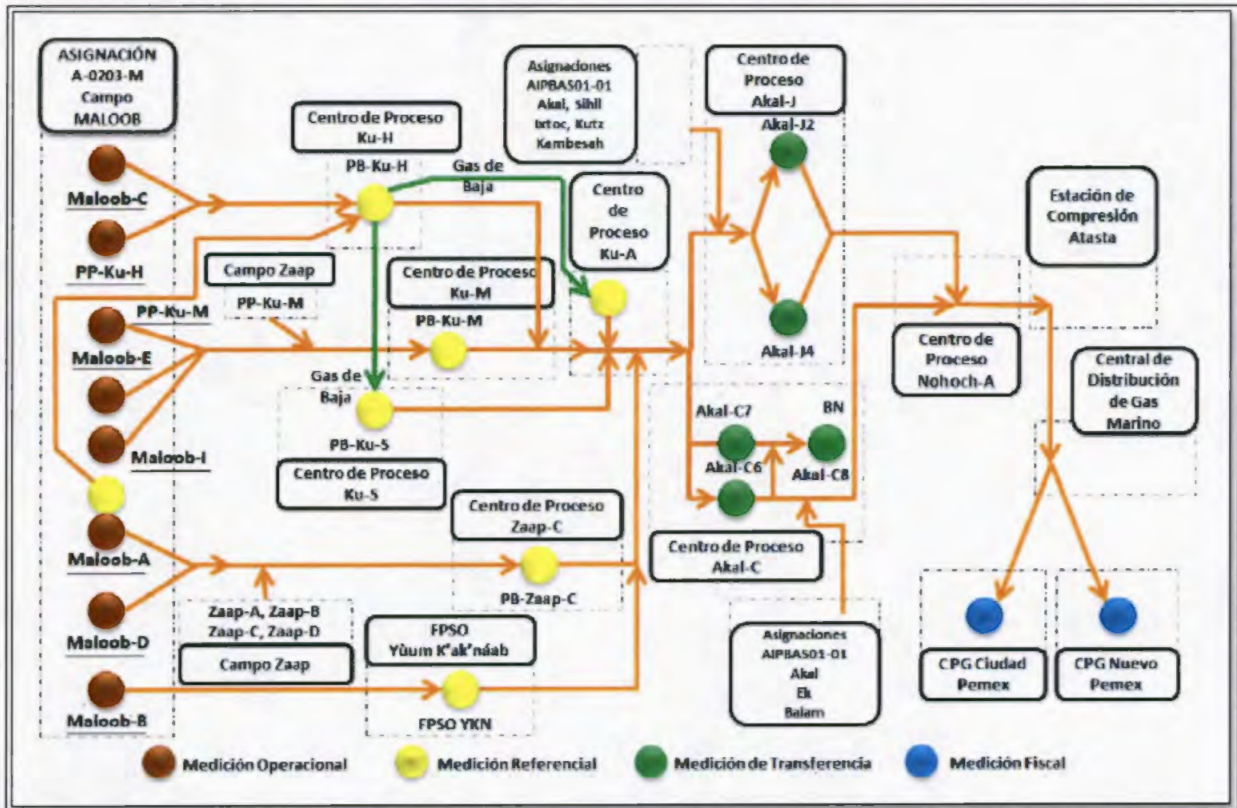


Figura 29. Esquema Sistema de Medición de Gas operacional futura (2020-2030) a utilizar en para el Campo Maloob.

Medición de Agua

El Plan de Desarrollo de la Asignación Maloob considera la instalación de un Sistema de Deshidratación y Desalado con capacidad de 200 Mbpd que será instalado en la plataforma Akal-J1. Esta infraestructura complementaria será incorporada con el fin de acondicionar el crudo y mejora de la calidad y esto a su vez dar cumplimiento con las especificaciones de exportación las cuales indican que deben cumplir con un contenido máximo de agua y sal de 0.5% vol y 50 PTB, respectivamente. Esta infraestructura será compartida entre las asignaciones pertenecientes al AIPBAS01-02.

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.

Para la elaboración del balance de los hidrocarburos producidos en la Asignación Maloob, el Operador Petrolero propone el procedimiento denominado "Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de la

Producción y Distribución de Aceite Pesado de la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01", donde se considera la producción de aceite bruta, neta y el corte de agua de los Centros de Procesos Zaap-C, E-Ku-A1, PP-Ku-A, Ku-S y FPSO YKN, en los cuales se procesa y se llevaba a cabo la distribución de los volúmenes producidos de la asignación Maloob. Cabe señalar que en dichos Centros confluye la producción de más de una Asignación, por lo que la corriente de Maloob se mezcla con las Asignaciones Ku, Zaap, Bacab, Lum y Ayatsil. El procedimiento propuesto considera las actividades y cálculos generales a realizar para determinar el volumen del aceite ligero y pesado enviado a exportación (TM Cayo Arcas, FPSO YKN y TM Dos Bocas), el volumen distribuido y el cálculo donde se determina la diferencia entre la distribución y la disponibilidad para balancear. Así mismo, se incluyen las actividades necesarias para generar los reportes del balance de la producción.

Por cuanto hace al procedimiento de medición, el Operador Petrolero presentó el procedimiento operativo para establecer la medición de aceite y gas del AIPBA S01 y S02, en el cual se describen las actividades generales para la elaboración del reporte diario de la producción obtenida de los sistemas de medición de transferencia de las instalaciones que manejan la producción de aceite (PB-Ku-S, E-Ku-A1, PP-Ku-A y PB-Zaap-C y FPSO YKN) y de las plataformas de compresión del C.P. Akal J y Akal C con las descargas generales de los módulos de Ku-H, Ku-M, Ku-S, Ku-A, Zaap-C y el FPSO YKN para el gas, con lo anterior se establece un factor de asignación para los volúmenes de producción para cada uno de los pozos a partir del prorrateo de la medición volumétrica realizada en los Puntos de Medición para aceite (TM Cayo Arcar, FPSO YKN, TM Dos Bocas y CCC Palomas) y en los Puntos de Medición para gas (CPG Ciudad Pemex y CPG Nuevo Pemex), esto debido a que la Asignación campo Maloob, como ya se mencionó, confluye a los Puntos de Medición en conjunto con otras Asignaciones.

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 Maloob.

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 250.333/2018 de fecha 27 de junio de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-113 con fecha del 5 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 I Evaluación de los Mecanismos de Medición correspondiente.

j) Comercialización de Hidrocarburos

Manejo y comercialización del gas.

El Asignatario presenta las características de instalaciones para manejo de gas natural asociado. Para lo anterior, se muestra un listado de la infraestructura a la que se refiere el Contratista:

Ductos
Turbos compresores booster
Compresores
Batería de Separación ubicada en el FPSO YKN
Entre otros

De los cuales, se indica cantidad y capacidad de operación. Asimismo, se identifica que el gas amargo producido en la Asignación, junto con el gas de las demás Asignaciones del Activo Integral de Producción Bloque AS01-02 es considerado limpio porque tiene menor concentración de nitrógeno en comparación al campo Akal y es enviado a dos destinos para acondicionamiento para uso como gas residual, el primer destino es a las plantas de Akal-C8 del Centro de Proceso Akal-C donde se somete a un tratamiento de endulzamiento con la finalidad de eliminar el contenido de contaminante del gas para acondicionamiento para su posterior retorno y uso como gas residual para gas combustible y bombeo neumático en pozos, el otro destino es Ciudad Pemex donde se acondiciona el gas amargo para envío como gas residual hacia los Activos de Producción AIPBAS01-01 y AIPBAS01-02 para su uso como gas combustible y bombeo neumático.

Asimismo, el Centro de Proceso de Gas Atasta es el punto de transferencia de la Subdirección de Producción Aguas Someras 01 a la cual pertenecen los Activos de Producción AIPBS01-01 y AIPBAS01-02; en esta instalación se entrega el gas húmedo amargo.

Manejo y disposición de fluidos

El Asignatario presenta las características de instalaciones para el manejo de fluidos, indicando equipos y capacidades. Asimismo, se visualiza el proceso que la molécula de aceite sigue para llegar, finalmente al Centro de Proceso Ku-A, instalación de la cual se envía a exportación y/o deshidratación en la Terminal Marítima Dos Bocas a través del oleoducto L-164 hacia el Centro de Proceso Akal-J.

En complemento de lo anterior, el Asignatario detalla la producción que se envía hacia el barco de proceso FPSO YKN a través del oleoducto L-270 de 30" de diámetro para su procesamiento. El FPSO YKN, además de ser un punto de exportación de crudo, tiene una batería de separación, instalación a la cual la producción enviada, entra a la batería en comento para su procesamiento, una vez estabilizada se almacena y se mezcla con Crudo Ligero Marino para su exportación en 21° API.

En complemento a lo anterior, el Asignatario identifica para la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob, la frontera con Pemex Logística, misma que considera como punto de entrega para el caso del aceite las instalaciones en la TMDB, Nuevo Teapa, EPS° YKN, Pajaritos y Salinas Cruz; para el caso del gas, el traslado de custodia es el CPG CD. Pemex y CPG. Nvo Pemex

Para finalizar la evaluación, se considera la información presentada por el Asignatario en cuanto las tarifas preliminares estimada para el aceite de 1.91 USD/BBL, como tarifa de Pemex Logística y de 0.56 USD/MPC, como tarifa de Pemex Logística para la tarifa preliminar estimada.

k) Programa Aprovechamiento del Gas Natural

Previo a la presentación de la solicitud de modificación al Plan, mediante resoluciones CNH.E.64.001/16 y CNH.E.07.001/17 la Comisión resolvió el procedimiento de evaluación del cumplimiento de las Disposiciones Técnicas para evitar o reducir la quema y venteo de gas en los trabajos de exploración y extracción de Hidrocarburos respecto del activo Ku-Maloob-Zaap. Asimismo, acordó que se dé un seguimiento trimestral de las actividades realizadas por Pemex Exploración y Producción.

De acuerdo con las disposiciones técnicas de aprovechamiento de gas, para lograr alcanzar la meta del 98% de aprovechamiento en el año 2020 se tienen en programa las siguientes acciones:

- Reconfiguración de un turbocompresor para inyectar gas amargo en el Centro de Proceso Ku-S, lo que permitirá el aprovechamiento de gas con alto contenido de nitrógeno al reinyectarse al yacimiento y la reducción de la contrapresión en la red de gas amargo por menor flujo en el sistema.
- Puesta en operación de la plataforma de compresión CA-Ku-A1, ayudará en el incremento en la capacidad de compresión, flexibilidad operativa con el aprovechamiento del gas con alto o bajo contenido de nitrógeno, así mismo, la reducción de contrapresión en el sistema.
- Puesta en operación de la plataforma SIC-Zaap-C y ductos asociados, lo que permitirá el aprovechamiento de gas con alto contenido de nitrógeno al reinyectarse al yacimiento.

En términos del Transitorio Cuarto de las Disposiciones Técnicas, se advierte que mediante Resolución CNH.E.07.001/17, la Comisión determinó acciones correctivas a fin de cumplir con las metas en materia de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado en el periodo 2016-2019, motivo por el cual las mismas permanecerán vigentes y en ejecución hasta el término de éstas.

Lo anterior, tomando en consideración que dichas medidas permiten dar cumplimiento a la Meta de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado establecida en las Disposiciones Técnicas, motivo por el cual no es materia de análisis del presente Dictamen el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado.

En consecuencia, PEP deberá dar cabal cumplimiento a las acciones correctivas establecidas por esta Comisión y deberá presentar la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción que en su caso corresponda, a fin de determinar las acciones e inversiones que llevará a cabo para mantener y sostener el Aprovechamiento de Gas Natural Asociado durante la vigencia del Plan de Desarrollo para la Extracción.

Como se observa en la Figura 30, se aprecia que el comportamiento del aprovechamiento de gas cumple con la meta del 98% a partir del año 2020.

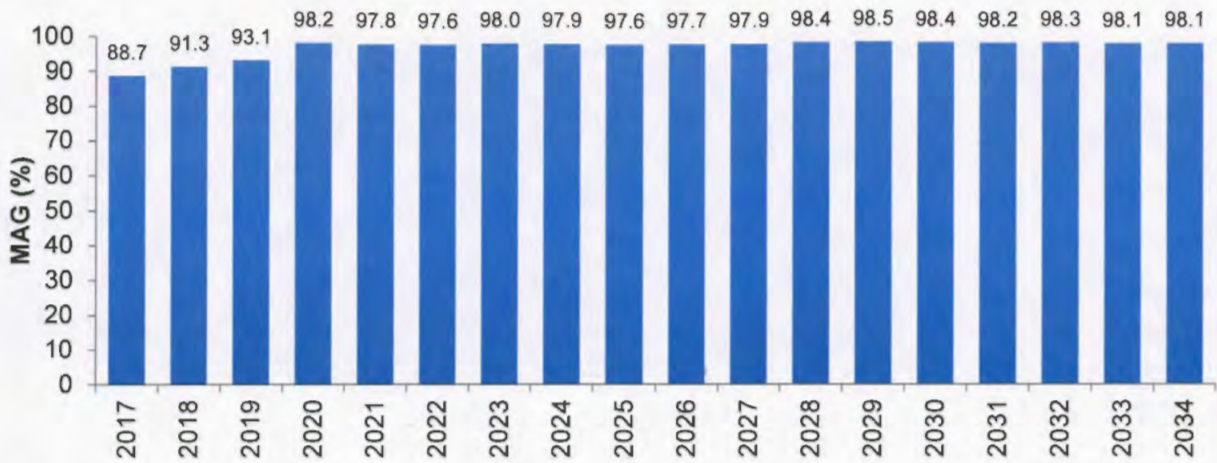


Figura 33. Porcentaje de cumplimiento de aprovechamiento de gas en la Asignación.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Con respecto al cumplimiento de las Resoluciones CNH.E.64.001/16 y CNH.E.07.001/17, en relación con el Aprovechamiento de Gas en el Activo Ku-Maloob-Zaap, PEP ha entregado ocho informes mensuales de seguimiento, correspondientes a los meses de abril a octubre del año 2017.

PEP, con el objeto de atender lo estipulado en ambas Resoluciones, presenta los siguientes avances respecto a las Acciones Correctivas y Recomendaciones emitidas. Por lo que hace a la Asignación Maloob se tiene un incremento en el porcentaje de aprovechamiento de gas al pasar de 81.9% que se tenía al mes de enero de 2017 a 93.8% al mes de junio del presente año.



Figura 31. Seguimiento al programa de quema y venteo de gas natural asociado a la Asignación A-0203-2M Campo Maloob Fuente CNH

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

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 15 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:


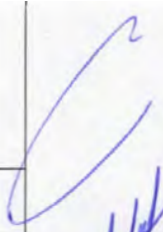



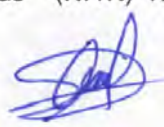

Característica	Cumplimiento del tiempo programado para la Etapa de Visualización	Cumplimiento del tiempo programado para la Etapa de Conceptualización
Metas o parámetros de medición	El propósito de este indicador es asegurar que se cumpla con los tiempos establecidos para la etapa de Visualización garantizando la entrega a tiempo de los productos de la fase y optimizando el uso de los recursos humanos que participan en el proyecto.	El propósito de este indicador es asegurar que se cumpla con los tiempos establecidos para la etapa de Conceptualización garantizando la entrega a tiempo de los productos de la fase y optimizando el uso de los recursos humanos que participan en el proyecto.
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$X = \frac{T(V) \text{ real}}{T(V) \text{ estimado}} * 100$	$X = \frac{T(V) \text{ real}}{T(V) \text{ estimado}} * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo
Característica	Cumplimiento del tiempo programado para la Etapa de Definición	
Metas o parámetros de medición	El propósito de este indicador es asegurar que se cumpla con los tiempos establecidos para la etapa de Definición garantizando la entrega a tiempo de los productos de la fase y optimizando el uso de los recursos humanos que participan en el proyecto.	
Unidad de medida	Porcentaje	
Fórmula o descripción del indicador	$X = \frac{T(V) \text{ real}}{T(V) \text{ estimado}} * 100$	
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	
Característica	Cumplimiento del tiempo real de entrega de Programa de Intervención autorizado a UNP	Grado de disponibilidad de equipos, materiales y servicios (EMS) de perforación y terminación.

Metas o parámetros de medición	El propósito de este indicador es asegurar que se cumpla con los tiempos establecidos para la entrega del Programa Autorizado a UNP, tiempo medido antes del inicio de la intervención del pozo.	El propósito de este indicador es gestionar la procura de los equipos, materiales y servicios críticos para la perforación y terminación de pozos establecidos en la Ingeniería Básica, soporte para su adquisición y contratación oportuna.
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$X = \frac{T_{Estimado}}{T_{Real\ de\ entrega}} * 100$	$X = \frac{MECD}{MECSP} * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y/o la terminación del pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	Al finalizar la perforación y/o la terminación del pozo
Característica	Nivel de convergencia al Limite Técnico	Lecciones aprendidas
Metas o parámetros de medición	El propósito de este indicador es evaluar el grado aproximación del tiempo de perforación y terminación real al tiempo establecido en el Limite Técnico.	El propósito de este indicador es evaluar en qué grado se documentan y difunden las Lecciones Aprendidas identificadas en la etapa de Evaluación del VCDSE de pozos
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$X = \frac{T (Perf + Term) real}{T (Lt)} * 100$	$X = \frac{L. A\ Difundidas}{L. A\ Identificadas} * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la terminación del pozo	Al finalizar la perforación y terminación de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la terminación del pozo	Al finalizar la perforación y terminación de un pozo
Característica	Cumplimiento del gasto inicial de producción	Éxito de desarrollo
Metas o parámetros de medición	El propósito de este indicador es evaluar el grado de certeza en la estimación del gasto inicial de producción del pozo.	El propósito de este indicador es evaluar el cumplimiento del compromiso de éxito de desarrollo.
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$X = \frac{Gip\ real}{Gip\ esperado} * 100$	$X = \frac{N. pozose}{T. pozosperf} * 100$

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

Frecuencia de medición Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la terminación de un pozo Al finalizar la terminación de un pozo	Al finalizar la perforación de un pozo Al finalizar la perforación de un pozo
Característica	Éxito en costo de perforación del pozo	
Metas o parámetros de medición Unidad de medida	El propósito de este indicador es evaluar el nivel de asertividad del costo programado de perforación del pozo. Porcentaje	
Fórmula o descripción del indicador Frecuencia de medición Periodo de reporte a la Comisión	$X = \frac{C_{Real. Perf}}{C. Prog. Perf} * 100$ Informes trimestrales y al finalizar la perforación del pozo Informes trimestrales y al finalizar la perforación del pozo	
Característica	Éxito en costo de terminación del pozo	Éxito en el tiempo de perforación del pozo
Metas o parámetros de medición Unidad de medida	El propósito de este indicador es evaluar el nivel de asertividad del costo programado de terminación del pozo. Porcentaje	El propósito de este indicador es evaluar el nivel de asertividad del tiempo programado de perforación del pozo Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador Frecuencia de medición Periodo de reporte a la Comisión	$X = \frac{C_{Real. Term}}{C. Prog. Term} * 100$ Informes trimestrales y al finalizar la terminación del pozo Informes trimestrales y al finalizar la terminación del pozo	$X = \frac{T_{Real. Perf}}{T. Prog. Perf} * 100$ Informes trimestrales y al finalizar la perforación del pozo Informes trimestrales y al finalizar la perforación del pozo
Característica	Éxito en el tiempo de terminación del pozo	Objetivos geológicos alcanzados
Metas o parámetros de medición Unidad de medida	El propósito de este indicador es evaluar el nivel de asertividad del tiempo programado de terminación del pozo Porcentaje	El propósito de este indicador es evaluar el nivel de cumplimiento de los objetivos del proyecto pozo. Porcentaje

Fórmula o descripción del indicador	$X = \frac{T_{Real.Term}}{T.Prog.Term} * 100$	$OGA = \frac{N_{Obj} - alcanzd}{N.Obj - Prog.} * 100$
Frecuencia de medición	Informes trimestrales y al finalizar la terminación del pozo	Al finalizar la perforación del pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Informes trimestrales y al finalizar la terminación del pozo	Al finalizar la perforación del pozo
Característica	Éxito geométrico del pozo	
Metas o parámetros de medición	El propósito de este indicador es evaluar el nivel de asertividad de la geometría del diseño real del pozo.	
Unidad de medida	Porcentaje	
Fórmula o descripción del indicador	$EG = \frac{\sum_{i=1}^n [OD_i^2 (MD_i - MD_{i-1})]_{Progl}}{\sum_{i=1}^n [OD_i^2 (MD_i - MD_{i-1})]_{real}}$	
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación del pozo	
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación del pozo	
Característica	Producción	Producción
Metas o parámetros de medición	Determinar diariamente el contenido de agua y sedimentos en la corriente de hidrocarburos líquidos, de acuerdo con la metodología de análisis y frecuencia de muestreo seleccionado según especificaciones contractuales aplicables o de control de proceso locales.	Determinar el contenido de Nitrógeno en la corriente de hidrocarburos gaseosos, de acuerdo a la metodología de análisis y frecuencia de muestreo seleccionado según especificaciones contractuales aplicables o de control de proceso locales
Unidad de medida	Definir el estatus de cada día como dentro o fuera de especificación.	Definir el estatus de cada análisis cromatográfico como dentro o fuera de especificación.
Fórmula o descripción	$\% \text{ días} = (NF/N) * 100$	$\% \text{ días} = (NF/N) * 100$

del indicador		
Frecuencia de medición	% días= Porcentaje de días fuera de especificación para el contenido de agua y sedimentos en hidrocarburos líquidos. NF= Número de días fuera de la especificación máxima de contenido de agua y sedimentos. N= Número de días totales del mes. Dato fuera de especificación >13%	% días= Porcentaje de días fuera de especificación para el contenido de hidrocarburos gaseosos. NF= Número de días fuera de la especificación máxima de contenido de Nitrógeno. N= Número de días totales del mes. Dato fuera de especificación >7%
Periodo de reporte a la Comisión	Anual	Anual

Tabla 15. Indicadores de desempeño para el Plan de Desarrollo
(Fuente: Asignatario).

Característica	Tiempo de perforación de un pozo	Tiempo de reparaciones en pozo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de perforación de un pozo real con respecto al programado	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de las reparaciones en pozo con respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$\frac{TP-(TP_{real}-TP_{plan})}{(TP_{plan})} * 100$	$\frac{TRP-(TRP_{real}-TRP_{plan})}{(TRP_{plan})} * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación-terminación de un pozo	Al finalizar la reparación-terminación de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral
Característica	Tasa de éxito de perforación para los pozos de desarrollo	
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de pozos de desarrollo exitoso con respecto al número total de pozos de desarrollo perforados El éxito se considera cuando el pozo contribuye a la producción del yacimiento	
Unidad de medida	Porcentaje	
Fórmula o descripción del indicador	$TEPD = \frac{\text{Pozos delimitadores exitosos}}{\text{Total de Pozos del desarrollo}} * 100$	

Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo	
Característica	Tasa de éxito de reparaciones	Reparaciones Mayores
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de reparaciones exitosas con respecto al número total de reparaciones hechas El éxito se considera cuando existe optimización de la producción en el pozo	Porcentaje de la diferencia entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TER = \frac{\text{Reparaciones exitosas}}{\text{Total de reparaciones}} * 100$	$DRMA = \frac{RM_{Areal} - RM_{plan}}{RM_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral
Característica	Tiempo de perforación de un pozo	Tiempo de reparaciones en pozo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre los pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje de la diferencia entre los pozos terminados en el año respecto a los programados en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPP = \frac{PP_{real} - PP_{plan}}{PP_{plan}} * 100$	$DTP = \frac{TP_{real} - TP_{plan}}{TP_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral
Característica	Producción	Gasto de operación
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \frac{PA_{real} - PA_{plan}}{PA_{plan}} * 100$	$DGO = \frac{GO_{real} - GO_{plan}}{GO_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral

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

Tabla 16. Indicadores de desempeño para el Plan de Desarrollo
(Fuente: CNH).

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 17.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación	22		
Terminación	22		
RMA	53		
RME	347		
Ductos	6		
Taponamientos	99		
Abandono	16		

Tabla 17. 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 17.

Actividad	Sub-Actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa Erogaciones/ ejercidas	de
Desarrollo	Construcción Instalaciones	484			
	General	9			
	Perforación de pozos	511			
Producción	Construcción Instalaciones	393			
	Ductos	145			
	General	622			
	Intervención de pozos	1,478			
	Operación de Instalaciones de Producción	2,388			
	Pruebas de Producción	15			
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	323			
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	678			

Tabla 18. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera (Fuente: Comisión).

- iii) Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas al incremento de la producción en la Asignación, mismo que está condicionado al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivada de ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 19.

Fluido	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Producción de aceite programada (mbd)	450.1	424.5	385.4	346.0	324.2	295.6	263.9	230.7	214.1
Producción de aceite real (mbd)									
Porcentaje de desviación									
Producción de gas programada (mmpcd)*	138.8	140.0	129.4	115.1	110.0	110.6	104.6	92.3	79.1
Producción de gas real (mmpcd)									
Porcentaje de desviación									

Fluido	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total 2018-2034 (MMb y MMMpc)
Producción de aceite programada (mbd)	177.1	116.2	40.7	6.7	6.5	6.3	6.2	6.1	1204.61
Producción de aceite real (mbd)									
Porcentaje de desviación									
Producción de gas programada (mmpcd)*	95.0	82.8	38.2	3.2	3.1	3.0	2.9	2.9	456.62
Producción de gas real (mmpcd)									
Porcentaje de desviación									

* Pronóstico de producción, no incluye libranzas, cierres operativos, fallas de equipos y malas condiciones climatológicas. El Plan Nuevo está conformado por gas de formación (Qg Form) y gas hidrocarburo de zona de transición (Qg ZT Hc), no contabilizándose el gas nitrógeno de zona de transición (Qg ZT N2) ya que la contabilidad de reservas solo considera gas hidrocarburo.

Tabla 19. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada (Fuente: Comisión).

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right, initials 'AG' below it, and several other scribbles and initials further down.

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-0203-2M-Campo Maloob, 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 con el Sistema de Administración de Riesgo, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos (ASEA o Agencia) mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0356/2018 recibido el día 9 de abril del presente año, con fundamento en lo establecido en el artículo 5 fracción XXIV de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, 4 fracción XV, 18 fracciones III, IV y XX, 25 fracción XX del Reglamento Interior de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, informó, entre otras cosas lo siguiente:

- La Asignación A-0203-M-Campo Maloob, se encuentra amparada en la autorización número ASEA-PEM16001C/AI0417, del Sistema de Administración del REGULADO, ubicada en la Unidad de Implantación denominada: Activo integral de Producción Bloque AS01-02, con número de identificación: ASEA-PEM16001C/AI0417-08.
- A la fecha el REGULADO no ha informado a la AGENCIA las actividades que plantea realizar en el marco de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob.

Por lo anteriormente expuesto, Comisión hace de su conocimiento que la Agencias en el oficio antes mencionado señala que para efectos de encontrarse amparadas en la autorización número ASEA-PEM16001C/AI0417, las actividades planteadas por el REGULADO para ser realizadas dentro de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob, el REGULADO deberá realizar ante la AGENCIA lo siguiente:

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

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

Aunado a lo anterior, cabe señalar que el REGULADO está obligado a dar cabal cumplimiento a los TÉRMINOS y RESUELVES establecidos en el oficio resolutivo ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 de fecha 13 de julio de 2017, y en el oficio de modificación ASEA/UGI/DGGEERC/1178/2017 de fecha 27 de noviembre de 2017, así como a los demás documentos oficiales que se hayan emitido con relación a las Asignaciones de Extracción, Asignaciones de Exploración y Extracción y al Contrato, amparados en la autorización número ASEA-PEM16001C/AI0417.

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-0203-2M-Campo Maloob, 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 la información presentada por el Asignatario se observa el siguiente porcentaje de cumplimiento de Contenido Nacional:

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Porcentaje de Contenido Nacional	29.91%	31.39%	31.61%	32.97%	34.70%	35.37%	36.47%	38.11%

Tabla 20. Porcentaje de Contenido Nacional (Fuente: SE).

En relación con la opinión emitida por la Secretaría de Economía mediante oficio UCN.430.2018.273 recibió el 20 de julio de 2018 en la Comisión, suscrito por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, señaló que con base en la información presentada para el periodo 2018-2025, se considera probable que se cumpla con las obligaciones en materia de Contenido Nacional, en consecuencia, tiene una opinión favorable con respecto al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional que se utilizara para la modificación del Plan de Desarrollo para la Asignación A-0203-2M Campo Maloob.



VIII. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 6, 7, 8, fracción II, 11, 20, 40, fracción II, incisos a), e), 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 toma de información propuesta a realizar en la Asignación, a través de las perforaciones e intervenciones de pozos programadas permitirán a través de la toma de información correspondiente, identificar las causas, problemática y riesgos existentes en los yacimientos, desarrollar un mejor conocimiento sobre los yacimientos EM, Cretácico y JSK del campo Maloob. Aunado a lo anterior, la información técnica obtenida, ayudará a tener una adecuada administración de los campos y permitirá desarrollar un conocimiento sólido sobre los yacimientos del Campo Maloob, lo cual tendrá como resultado acelerar el desarrollo del potencial petrolero de la Asignación y del país.

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

De acuerdo con la estrategia de extracción y el desarrollo de las actividades físicas propuestas en la modificación al Plan de Desarrollo por el Asignatario consistentes en incorporar 22 pozos adicionales con objetivo en Cretácico, así como 53 RMA y 347 RME para el mantenimiento de la producción, contribuyen a elevar el factor de recuperación de aceite, los factores de recuperación finales son de 5.4% para el yacimiento EM, 39.7% para el yacimiento Cretácico y 5% para el yacimiento JSK y de gas de 37.6 %, llegando a un factor de recuperación de aceite para el campo de 35.3%

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

Las actividades planteadas por PEP para llevar a cabo dentro de la Asignación durante la ejecución de la modificación del Plan de Desarrollo consisten en la perforación de 22 pozos, la realización de 53 reparaciones mayores y 347 reparaciones menores. Por lo que se determina que la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo promueve el desarrollo de las actividades de exploración y extracción mediante el desarrollo de nueva infraestructura y la información de los yacimientos permitirá llevar a cabo un buen esquema de explotación.

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

La estrategia de explotación que presenta el Asignatario para los yacimientos de la Asignación A-0203-2M - Campo Maloob se basa en un plan de administración de yacimientos sustentado en mejores prácticas, aplicación de tecnologías y lecciones aprendidas.

Cabe destacar el uso de perforación con tubería de revestimiento (casing drilling), monitoreo de la perforación en tiempo real, instrumentación de pozos con colas extendidas (cola yates), sistemas artificiales de producción de BN y BEC con empacadores duales, medición multifásica con tecnología Sonar a boca de pozo, sistema de deshidratación con tecnología electrostática, entre otros.

La recuperación de hidrocarburos del campo Maloob en el yacimiento Cretácico, en la actualidad se sustenta principalmente con la aplicación de un proceso de recuperación secundaria, mediante la inyección de nitrógeno para el mantenimiento de la presión del yacimiento, la cual inició en abril de 2009.

Respecto al yacimiento Eoceno del campo Maloob, actualmente no se tiene producción de hidrocarburos, sin embargo, se tiene en programa la incorporación de pozos productores, así también como parte del esquema de explotación, se considera la aplicación de un proceso de recuperación secundaria, esto después de realizar diferentes análisis de alternativas donde se evaluaron diferentes fluidos, tales como: gas metano y agua, como un proceso de mantenimiento de presión, resultando este último con mayor beneficio, por tal motivo se decidió optar por la aplicación de la inyección de agua como el proceso de recuperación secundaria para esta formación.

Una vez analizada la información remitida por el Contratista, la Comisión concluye que las tecnologías propuestas a utilizar por el Asignatario son adecuadas para las actividades de Extracción de Hidrocarburos dentro de la Asignación, las cuales, contribuyen a maximizar el factor de recuperación, asimismo, derivado de la evaluación económica realizada a la propuesta de Plan de Desarrollo se determina que el proyecto se ejecutara en condiciones económicamente viables.

e) El programa de aprovechamiento del Gas Natural

Mediante Resolución CNH.E.07.001/17, la Comisión determinó acciones correctivas a fin de cumplir con las metas en materia de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado en el periodo 2016-2019, motivo por el cual las mismas permanecerán vigentes y en ejecución hasta el término de éstas.

Lo anterior, tomando en consideración que dichas medidas permiten dar cumplimiento a la Meta de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado establecida en las Disposiciones Técnicas, motivo por el cual no es materia de análisis del presente Dictamen el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado.

Sin menoscabo de lo anterior, PEP deberá dar cabal cumplimiento a las acciones correctivas establecidas por esta Comisión y deberá presentar la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción que en su caso corresponda, a fin de determinar las acciones e inversiones que llevará a cabo para mantener y sostener el Aprovechamiento de Gas Natural Asociado durante la vigencia del Plan de Desarrollo para la Extracción.

f) 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-0203-2M-Campo Maloob en la solicitud de modificación a su Plan de Desarrollo, consiste en ejecutar las actividades de planeación, conceptualización y ejecución de obras para la construcción e implementación de los Sistemas de Medición y Mecanismos de Medición propuestos durante los años 2018 y 2019, 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 Evaluación de los Mecanismos de Medición del presente dictamen, en los términos que establecen los LTMMH, 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

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

Medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Operador, conforme al apartado de medición que antecede y el Anexo 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, 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 250.333/2018 de fechas 27 de junio de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-113 con fecha del 5 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 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:
- viii. 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 16 y 17 del presente dictamen.

- ix. 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.
- x. 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.
- xi. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para la Asignación campo Maloob 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.
- xii. Los volúmenes y calidades de los hidrocarburos a medir deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Medición, por lo tanto PEP deberá garantizar el acceso y total disponibilidad a la Comisión de dicha información, deberá remitir los reportes de las mediciones operacionales, sin balance o prorrateo alguno, en el formato que para tal efecto establezca la Comisión.

Para efecto de lo anterior, se deberá complementar el procedimiento de gas a fin de considerar el proceso de 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. El Operador Petrolero deberá de dar aviso a esta Comisión previo a que entren en Operación los procedimientos presentados, objeto de la Medición, Asignación y Balance de la Producción. Así mismo, cuando exista una modificación en cualquiera de los procedimientos presentados, el Operador deberá avisar a esta Comisión y presentar los procedimientos objeto de modificación.
- xiii. El Operador Petrolero deberá de dar aviso a esta Comisión previo a que entren en Operación los procedimientos presentados, objeto de la Medición, Asignación y Balance de la Producción. Así mismo, cuando exista una modificación en cualquiera de los procedimientos presentados, el Operador deberá avisar a esta Comisión y presentar los procedimientos objeto de modificación.
- xiv. La información del balance y producción deberá presentarse en los formatos definidos por la CNH, en el Anexo I de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable la modificación al Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob una vigencia hasta el año 2034, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características de la Asignación, toda vez que se cumple con lo establecido en los Lineamientos. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan se alinea con los principios establecidos en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

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

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



IX.Recomendaciones

Adicionalmente, y derivado del análisis técnico realizado a la información presentada por el Asignatario se estima necesario realizar las siguientes recomendaciones:

Realizar las actividades necesarias para asegurar el mantenimiento de presión a través de la inyección de N2, para tener un factor de remplazo igual o mayor al 100 %. Esta Comisión observa que el mantenimiento de presión en estos yacimientos, derivado del grado de explotación en la que se encuentran, es un elemento crucial en la maximización del factor de recuperación final, lo anterior debido a que, en caso de no hacerlo, el avance del acuífero cubrirá zonas de aceite que no podrá recuperarse mediante la implementación de recuperación primaria y secundaria.

Adecuar y optimizar infraestructura, para evitar el sobredimensionamiento y de esta forma asegurar la estabilidad del flujo.

Administrar el ritmo de vaciamiento, así como de las actividades de desarrollo de los yacimientos Eoceno, Cretácico, Jurásico Superior Kimmeridgiano correspondientes a la Asignación A-0203-2M- Campo Maloob, lo anterior considerando que el campo se encuentra en declinación debido a la disminución de presión como resultado del volumen extraído de hidrocarburos, dando como resultado el avance de los contactos agua-aceite y gas-aceite y la disminución de la ventana operativa de aceite, lo cual podría afectar la estrategia de desarrollo a largo plazo.

Evaluar escenarios que consideren la aplicación de procesos de recuperación mejorada de producción, así como la evaluación integral de campos vecinos que comparten características similares del sistema roca-fluido, mecanismos de producción de los yacimientos, y el uso infraestructura, con la finalidad de optimizar los procesos de producción y administración de yacimientos.

Finalmente, se estima conveniente reiterar que el análisis que deriva en la opinión técnica expuesta en el presente Dictamen se realizó con base en la información que obra en el expediente 5S.7.DGDE.0074/2017 entregada por el Asignatario a la Comisión, durante el proceso de evaluación de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob.

ELABORÓ

ING. JESÚS EDUARDO MARTÍNEZ MARTÍNEZ

Subdirector de Área

Dirección General de Dictámenes de Extracción

ELABORÓ

ING. HECTOR EDUARDO JOFRE UGALDE

Director de Área

Dirección General de Comercialización de
Producción

ELABORÓ

MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA

Directora General Adjunta

Dirección General de Estadística y Evaluación
Económica

ELABORÓ

ING. JOSÉ ALFREDO FUENTES SERRANO

Subdirector de Área

Dirección General de Medición

REVISÓ

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

REVISÓ

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

REVISÓ

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

REVISÓ

MTRO. JOSÉ CARLOS FEMAT ROMERO
Director General
Dirección General de Comercialización de
Producción

AUTORIZÓ

MTRO. 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 19, 29, 31, 31BIS 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-0203-2M-Campo Maloob.

	Comisión Nacional de Hidrocarburos Unidad Técnica de Extracción Dirección General de Medición	
Evaluación Técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob		

Introducción

Se hace referencia a los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH) 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-0203-2M-Campo Maloob (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 Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, 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 referidos 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 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 antes citado, se llevó a cabo la evaluación de lo siguiente:

Área de Asignación

El área de Asignación A-0203-2M-Campo Maloob se encuentra ubicado en las aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas del estado de Campeche a 110 Km al NW de la Ciudad del Carmen, Campeche, en un tirante de agua de 85 m. Las Asignaciones colindantes a este campo es Bacab y al sur con el campo Zaap.

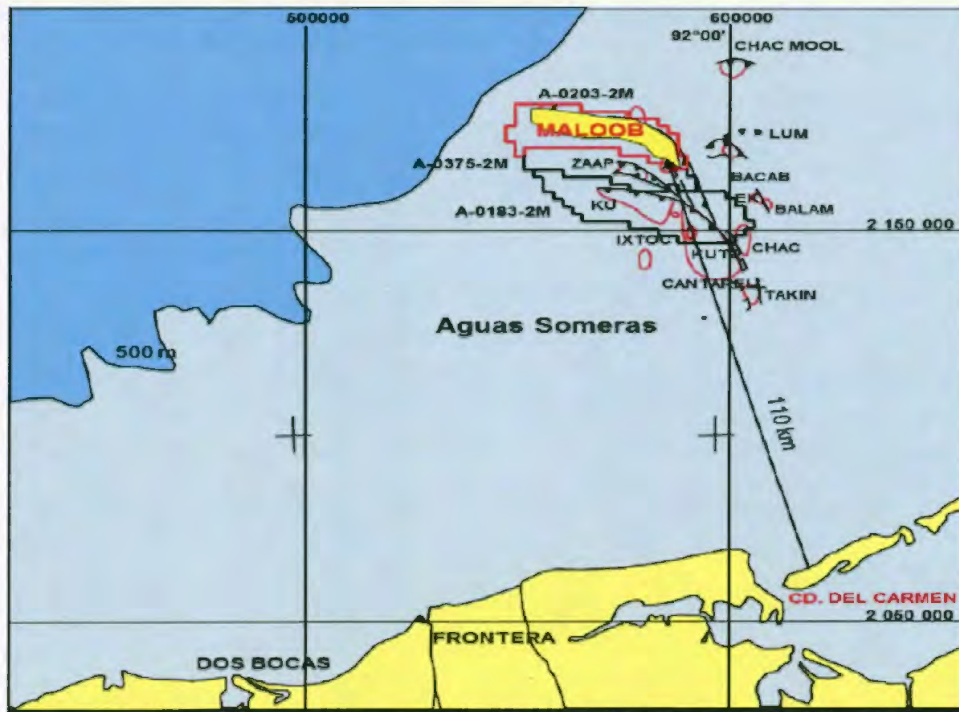


Figura 1. Ubicación Geográfica Asignación A-0203-2M-Campo Maloob

Dentro de las instalaciones de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob, hasta septiembre de 2017, se maneja una producción promedio diaria de aceite de 395.5 Mbpd, 146.7 MMpcd de gas y una producción de agua de 4.0 Mbpd proveniente de 73 pozos productores operando, los cuales disponen de un Sistema Artificial de Producción de Bombeo Neumático y Bombeo Electrocentrifugo, integrado por:

- 6 plataformas de perforación (PP-Ku-H, PP-Ku-M, PP-Maloob-A, PP-Maloob-B, PP-Maloob-C y PP-Maloob-D).
- 1 tripode de perforación (TP-KU-H),
- 3 plataformas de producción (PB-Ku-M, PB-Ku-H y PB-AJ-3),
- 2 plataformas de compresión (PB-AJ-2 y CA-AJ-1),

[Firmas manuscritas]

2

- 1 barco de proceso FPSO Yúum K'ak'náab (YKN).

Todas las instalaciones operando actualmente.

La red de recolección, distribución y transporte de la Asignación Maloob está integrada por 10 oleogasoductos, 5 oleoductos, 3 gasoductos para gas amargo, 9 gasoductos para gas de Bombeo Neumático y 2 nitrogenoductos. La infraestructura permite interconectar las plataformas recolectoras de hidrocarburos con los centros de procesos para posteriormente ser enviada a los puntos de Medición. Actualmente, los Centros de Proceso KU-H, KU-M y FPSO YKN manejan y procesan producción proveniente de las asignaciones A-0203-2M-Campo Maloob, A-0375-2M-Campo Zaap y A-0032-M-Campo Ayatsil.

El C.P. KU-H tiene como función principal, recibir las corrientes en mezcla de 13°API, procedente de los pozos de las plataformas de perforación PP-KU-H, PP-Malob-C y parte de la producción de Maloob-A a través del oleogasoducto L-344 de 24" Ø y del oleogasoducto L-369 de 24" Ø respectivamente, y separar la mezcla recibida en primera etapa.

La otra parte de la producción de PP-Maloob-A entra a separación remota en dicha plataforma junto con producción de PP-Maloob-D y se envía a segunda etapa al Centro de Proceso Zaap-C perteneciente a la Asignación A-0375-2M-Zaap.

Con la producción ya estabilizada de la batería del Centro de Proceso KU-H se bombea y se envían por la línea L-222 de 24" Ø donde se mezcla como corriente con producción de la Asignación A-0032-M-Ayatsil y es enviada a los Centros de Proceso KU-A por L-80 de 20" Ø y Ku-S mediante interconexión con el oleogasoducto KMZ-94 de 20" Ø y esta a su vez con la línea L-355 de 20" Ø de CP-KU-S se envía producción a través del oleogasoducto L-74 de 24" Ø hacia el CP Ku-A y posteriormente se envía hacia el CP Akal-J a través del oleoducto L-387 de 30" Ø, siendo esta última la responsable de enviar la producción hacia la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB).

El Centro de Proceso Ku-M separa producción en forma de mezcla de los pozos de la plataforma de perforación PP-Ku-M en primera etapa, cabe señalar que en dicha plataforma existen pozos que producen del campo Maloob y pozos del Campo Zaap. El aceite separado se envía mediante el oleogasoducto L-123 de 20"Ø (de PP-Ku-M hacia interconexión submarina con el oleogasoducto L-80) y se estabiliza en segunda etapa en el Centro de Proceso Ku-A; para su posterior envío hacia el Centro de Proceso Akal-J a través del oleoducto L-387 de 30"Ø, donde se une a la corriente que es enviada hacia la TMDB.

El barco de proceso FPSO YKN además de ser un punto de exportación de crudo, tiene una batería de separación de 200 Mbpd en primera y 200 Mbpd en segunda etapa, una capacidad de compresión de 120 MMpcd con equipo de relevo. La producción que entra a separación en la batería del Barco de proceso FPSO YKN se almacena y se mezcla con Crudo Ligero Marino para su exportación en una especificación de 21°API.

El gas producido en el Centro de Proceso Ku-H es enviado a través del ducto L-388 de 30" Ø al Centro de Proceso Ku-A, y se une a las corrientes de gas amargo ya comprimido en booster de los otros centros de proceso (Zaap-C, Ku-S y el FPSO) para su envío a 38 plantas a través de los gasoductos L-83, L-268, L-357 y L-410. El gas comprimido en el CP-Ku-M es enviado a través del gasoducto L-223 de 24" Ø al Centro de Proceso Ku-A.

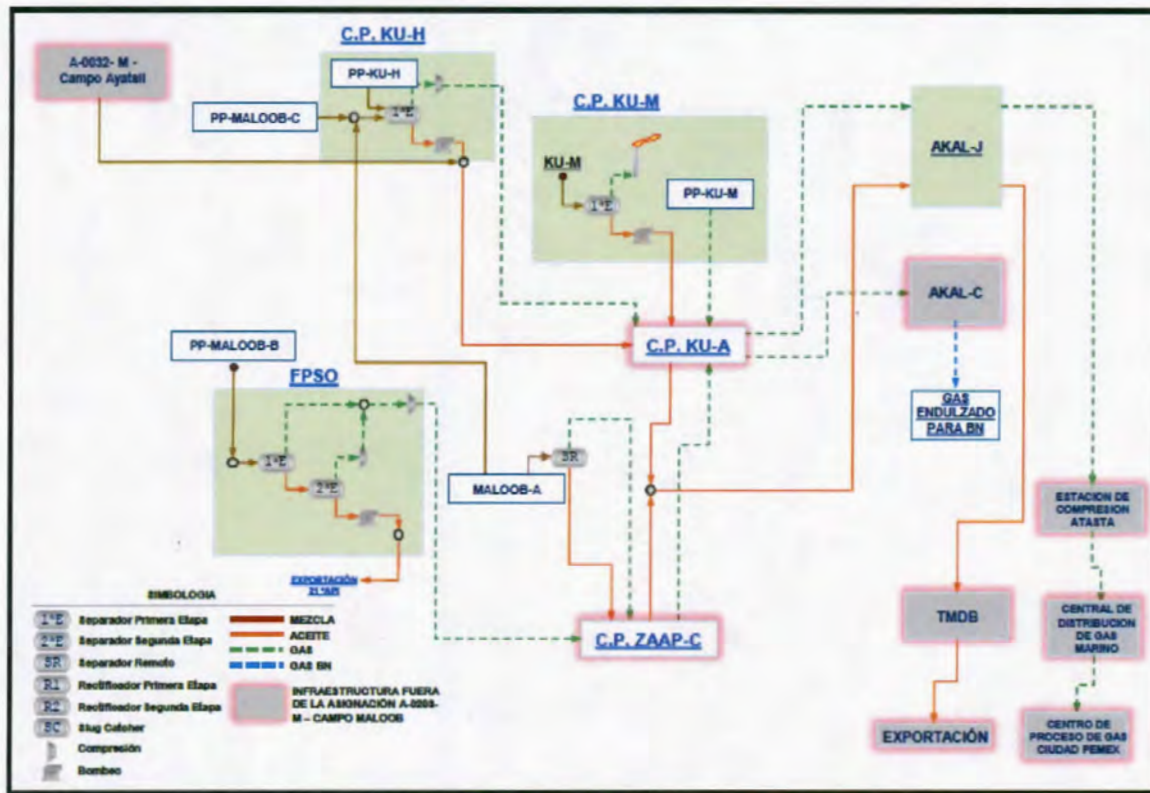


Figura 2. Diagrama de Flujo de Proceso del C.P. Ku-H, C.P. Ku-M y FPSO.

En general, todo Centro de Proceso cuenta con un esquema operacional capaz de garantizar la continuidad de los procesos cuando se presente algún paro por falla o mantenimiento programado mediante flexibilidad operacional denominada redundancia, los centros de proceso Ku-H y Ku-M cuentan con redundancias en los equipos principales.

El objetivo del Plan de Desarrollo está orientado a garantizar la recuperación de las reservas 2P cuantificadas, el cual considera 22 perforaciones, 22 terminaciones y 53 reparaciones mayores, recuperándose para el periodo 2018-2050 un volumen de 1,220.8 MMb de aceite y 464.4 MMMpc de gas hidrocarburo, que en BPCE representan 1,318.9 MMbpce. Planteándose una inversión de 144,047.7 MMpesos, que en dólares son 7,092.5 MMUSD, con un gasto de operación a erogar de 140,024.1 MMpesos (6,894.3 MMUSD), dando un costo total de 248,071.83 MMpesos (13,986.8 MMUSD), permitiendo recuperar para este periodo un volumen de 1,220.8 MMb de aceite y 464.4 MMMpc de gas hidrocarburo, lo que equivale a 1,318.9 MMbpce. Para el periodo de vigencia de la Asignación contemplándose hasta 2034 se tendrá una inversión de 139,113.6 MMpesos (6,849.5 MMUSD) y un gasto de operación de 138,005.8 (6,795.0 MMUSD).

La presente evaluación se realizará conforme a la etapa de medición actual y la futura (2018-2034), conforme a la propuesta del Operador presentada como parte de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción.

[Firmas manuscritas]

Para efectos de la evaluación de los Mecanismos y Puntos de Medición, se llevó a cabo los elementos establecidos en el artículo 42 de los Lineamientos Técnicos, conforme a lo siguiente:

I. Política de Medición

En el documento Anexo de la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo Para la Extracción en Anexo A, numeral III.2.4.1.1 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, cabe resaltar que, en el Anexo A de la solicitud, se encuentra plasmada una declaratoria de Política de Medición, el cual cumple con la filosofía de la norma NMX-CC-10012-IMNC-2004 y con lo establecido en el artículo 6 de los Lineamientos Técnicos,. 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 contempla que los procedimientos de mantenimiento de los Sistemas de Medición e instrumentos de Medida, confirmación metrológica y calibración de instrumentos de medida se encuentran ya protocolizados o formalizados, mientras que el procedimiento para elaborar el balance se encuentra en protocolo de firma con un programa para su difusión a finales de junio de 2018. A continuación, sus correspondientes programas:

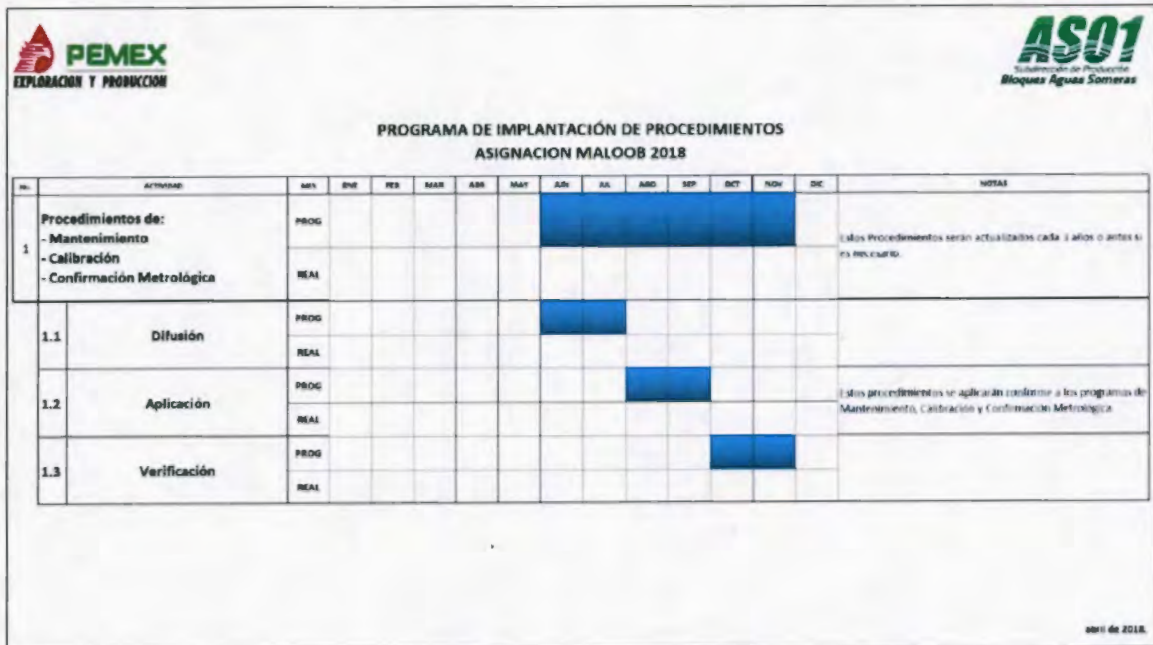


Figura 3. Programa de implantación de Procedimientos.

5

[Handwritten signatures]

PROGRAMA DE IMPLANTACIÓN DE PROCEDIMIENTOS
ASIGNACION MALOOB 2018

ACTIVIDAD	UNIDAD	FEV	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEPT	OCT	NOV	DIC	NOTAS
Procedimientos de: - Balance - Medición volumétrica del hidrocarburo líquido - Asignación de la producción a partir de la medición volumétrica del hidrocarburo líquido - Medición volumétrica del hidrocarburo gas - Asignación de la producción a partir de la medición volumétrica del hidrocarburo gas - Establecer la medición de aceite y gas	PROC REAL												Estos procedimientos serán actualizados cada 3 años como mínimo.
1.1	Formalización	PROC REAL											
1.2	Difusión	PROC REAL											
1.3	Aplicación	PROC REAL											Estos procedimientos se aplican conforme a los programas de Mantenimiento, Calibración y Certificación Metrológica.
1.4	Verificación	PROC REAL											

Figura 4. Programa de Implantación de Procedimientos (Parte 2).

En la figura 4 anterior, se mencionan los procedimientos de Medición volumétrica y asignación de la producción para aceite y gas donde su formalización, difusión, aplicación y verificación se llevarán, en conjunto con el Procedimiento de balance, a inicios del mes de junio de 2018, resaltando que a pesar de no compartir los Puntos de Medición con otros operadores si existe confluencia de otras asignaciones a los mismos por lo que es necesario estos procedimientos. A continuación, se enlistan los procedimientos presentados:

- Procedimiento de Balance (preliminar).
- Procedimiento de Calibración de los Sistemas de Medición.
- Procedimiento de Confirmación Metrológica.
- Procedimiento de Mantenimiento a los Sistemas de Medición.
- Procedimiento de Medición Volumétrica del Hidrocarburo líquido Maloob.
- Procedimiento de Medición Volumétrica del Hidrocarburo Gas Maloob.
- Procedimiento de Asignación de la Producción de Hidrocarburos líquidos Maloob.
- Procedimiento de Asignación de la Producción de Hidrocarburos Gas Maloob.
- Procedimiento para establecer Medición de Aceite y Gas Maloob.

En cuanto a los Procedimientos de Balance de los hidrocarburos producidos en la Asignación Maloob, el Operador Petrolero propone el procedimiento denominado "Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de la Producción y Distribución de Aceite Pesado de la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras ASO1", donde se considera la producción de aceite bruta, neta y el corte de agua de los Centros de Procesos Zaap-C, E-Ku-A1, PP-Ku-A, Ku-S y FPSO YKN, en los cuales se procesa y se llevaba a cabo la distribución de los volúmenes producidos de la asignación Maloob. Cabe señalar que en dichos Centros confluye la producción de más de una Asignación, por lo que la corriente de Maloob se mezcla con las Asignaciones Ku, Zaap, Bacab, Lum y Ayatsil. El procedimiento propuesto considera las actividades y cálculos generales a realizar para determinar el volumen del aceite ligero y pesado enviado a exportación (TM Cayo Arcas, FPSO YKN y TM Dos Bocas), el volumen distribuido y el cálculo donde se determina la diferencia entre la distribución y

la disponibilidad para balancear. Así mismo, se incluyen las actividades necesarias para generar los reportes del balance de la producción.

Por cuanto hace al procedimiento de medición, el Operador Petrolero presentó el procedimiento operativo para establecer la medición de aceite y gas del AIPBA S01 y S02, en el cual se describen las actividades generales para la elaboración del reporte diario de la producción obtenida de los sistemas de medición de transferencia de las instalaciones que manejan la producción de aceite (PB-Ku-S, E-Ku-A1, PP-Ku-A y PB-Zaap-C y FPSO YKN) y de las plataformas de compresión del C.P. Akal J y Akal C con las descargas generales de los módulos de Ku-H, Ku-M, Ku-S, Ku-A, Zaap-C y el FPSO YKN para el gas, con lo anterior se establece un factor de asignación para los volúmenes de producción para cada uno de los pozos a partir del prorrateo de la medición volumétrica realizada en los Puntos de Medición para aceite (TM Cayo Arcar, FPSO YKN, TM Dos Bocas y CCC Palomas) y en los Puntos de Medición para gas (CPG Ciudad Pemex y CPG Nuevo Pemex), esto debido a que la Asignación campo Maloob, como ya se mencionó, confluye a los Puntos de Medición en conjunto con otras Asignaciones.

Derivado de lo anterior, se concluye que el Procedimiento de Balance entregado por el Operador Petrolero es robusto y congruente para la asignación Maloob, debido que se contemplan los volúmenes derivados de la medición operacional, de referencia, de transferencia y fiscal por los que confluye el volumen de la asignación Maloob.

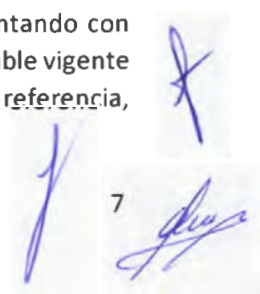
Con respecto a la calidad de los hidrocarburos en los pozos, es determinada mediante toma de muestras y su posterior análisis en los laboratorios de calidad correspondiente a cada Centro de Proceso.

La calidad de los hidrocarburos en las baterías de Separación (medición de referencia), es determinada mediante paquetes de medición de la calidad que contemplan la medición en línea de agua y densidad API, así como también cuentan con recipientes donde se acumula durante 24 horas una muestra representativa del crudo, para la determinación diaria de la calidad de los volúmenes manejados.

Para la determinación de la Calidad del Crudo (medición de referencia), se cuenta con laboratorios químicos en las Instalaciones Costa Afuera, donde se realizan caracterizaciones del crudo:

- % de Agua (ASTM-D 4928)
- Determinación del ° API (ASTM-D 287)
- Determinación de Salinidad (LMB) (ASTM-D 3230)
- La determinación del volumen de agua disuelto en el aceite se realiza a través de medidores Karl Fischer, de acuerdo con el Método ASTM-D-4007/4928, la toma de muestra es realizada manualmente en campo.

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).



Handwritten signatures and a stamp with the number 7.

Cabe resaltar que, derivado del análisis a la información presentada para la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos (en la medición de referencia), 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.

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 Maloob, los Puntos de Medición para Aceite y Gas (operacional, de referencia, de transferencia y fiscal), así como las diferentes Asignaciones que confluyen a los mismos. Presentó Diagramas de Tubería e Instrumentación asociados a las Plataformas PP-KU-M, Maloob-C, PP-KU-H, Maloob-A, Maloob-D, Maloob-B (Medición operacional) para las condiciones presentes y futuras de Aceite y Gas.

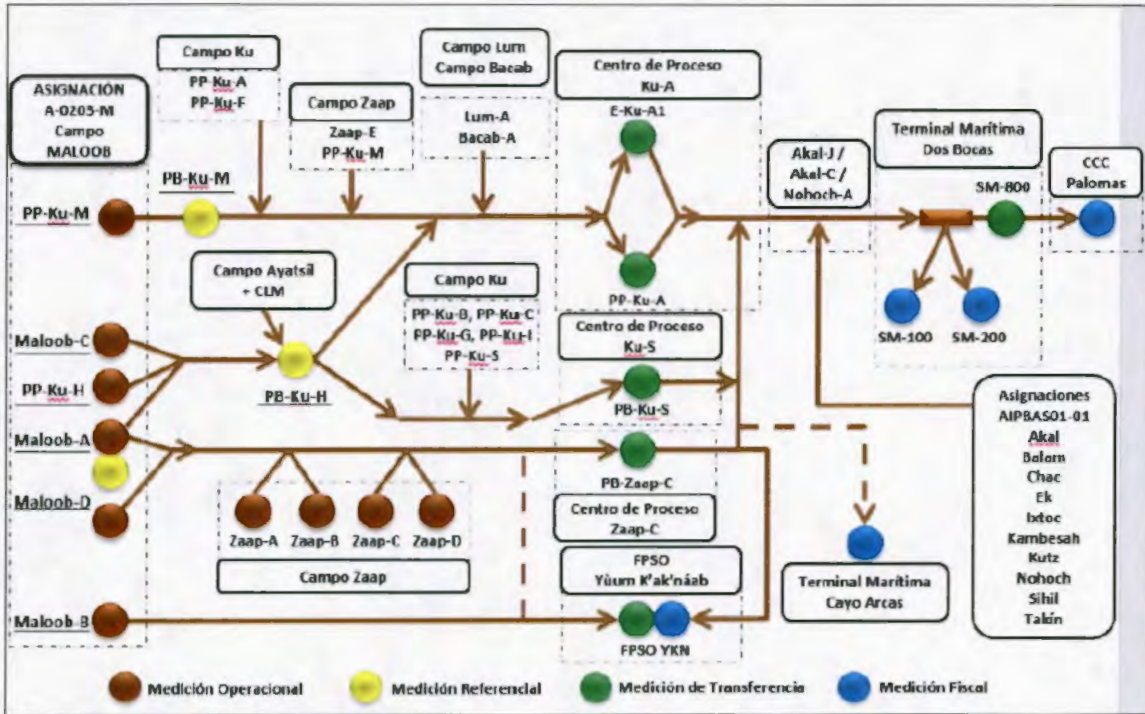


Figura 5. Sistemas de Medición Fiscal, Transferencia, Referencial y Operacional (condición actual).

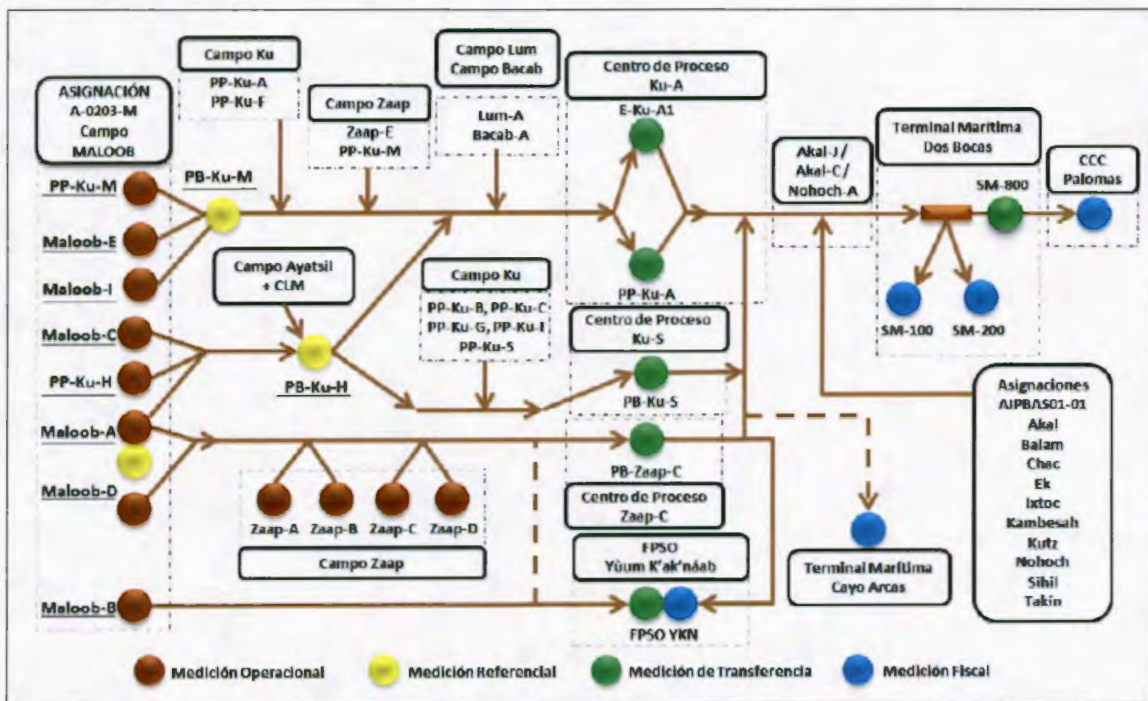


Figura 6. Sistemas de Medición Fiscal, Transferencia, Referencial y Operacional (condición futura, aplica nada más a nivel Operacional).

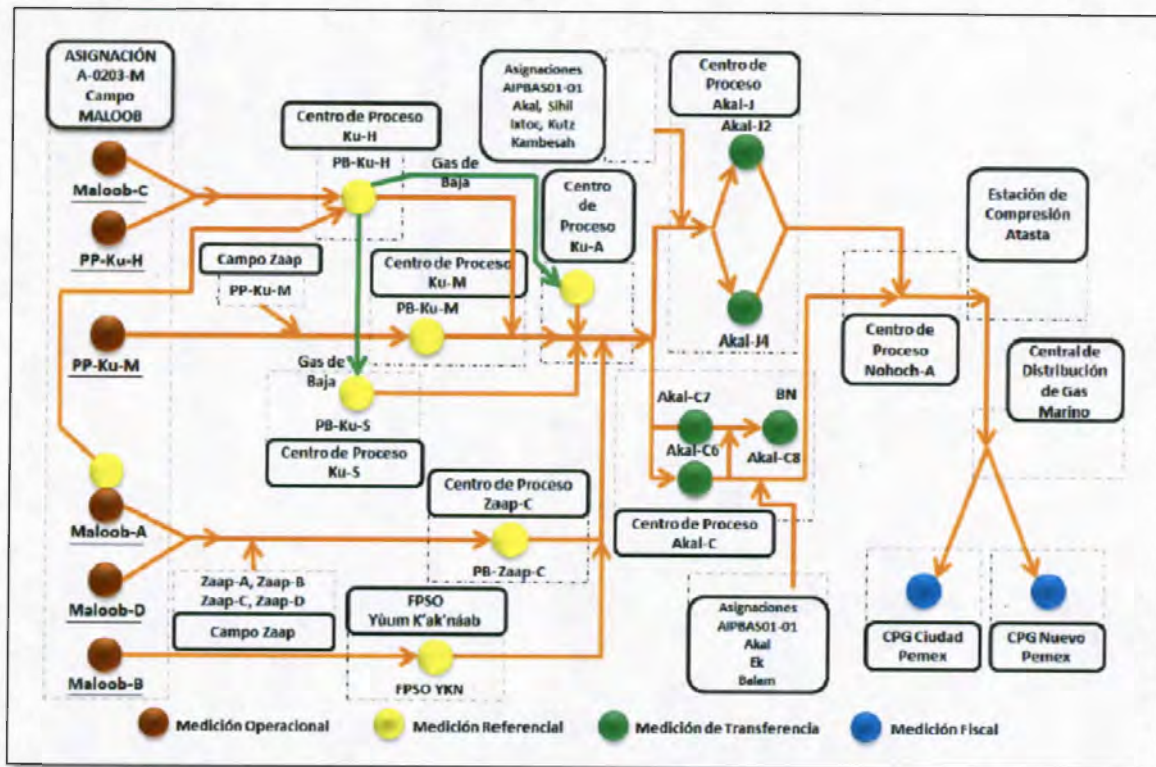


Figura 7. Sistemas de Medición Fiscal, Transferencia, Referencial y Operacional (condición actual, aplica nada más a nivel Operacional).

[Firmas manuscritas]

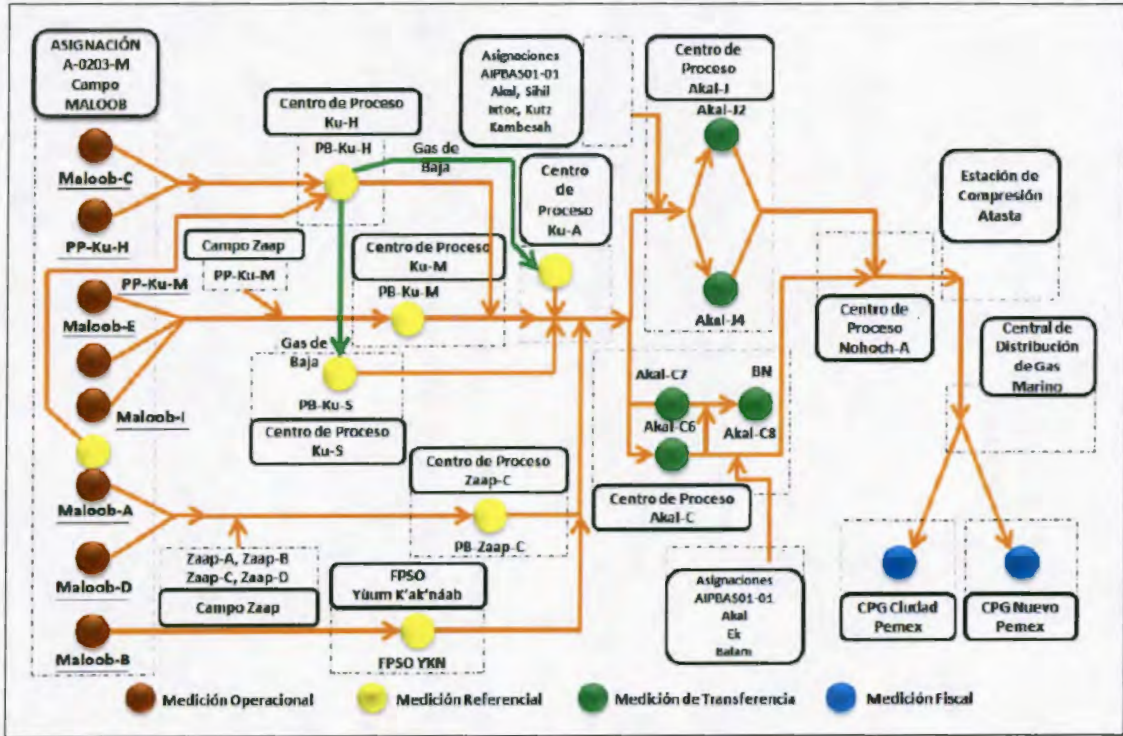


Figura 8. Sistemas de Medición Fiscal, Transferencia, Referencial y Operacional (condición futura, aplica nada más a nivel Operacional).

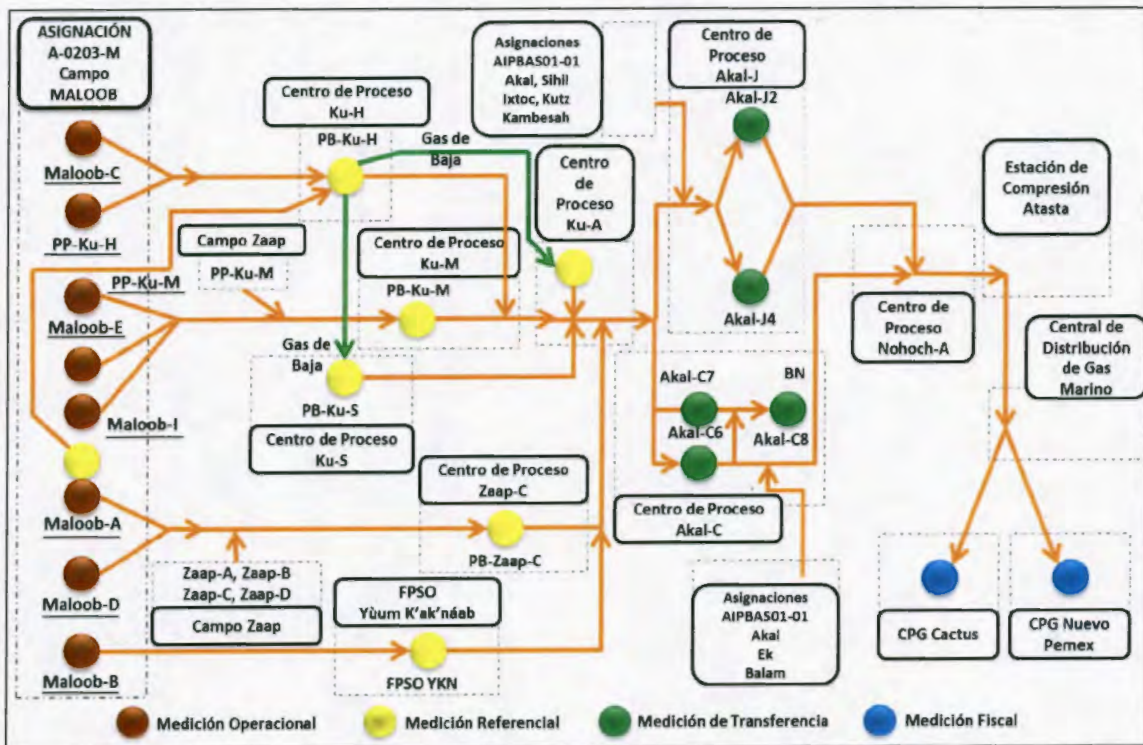


Figura 8. Sistemas de Medición Fiscal, Transferencia, Referencial y Operacional de condensado (condición actual, aplica nada más a nivel Operacional).

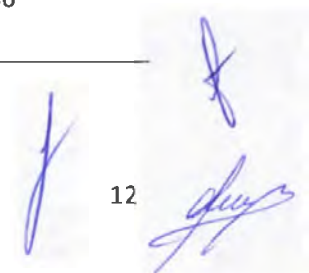
De acuerdo con la información documentada por el Operador Petrolero comenta que, se instalarán dos plataformas (Maloob-E y Maloob-I) en los años 2021 y 2022 (Figura 6) respectivamente para incorporar la producción de aceite proveniente de los pozos. Actualmente los sistemas de medición referencial, transferencia y fiscal, según manifestó el Operador, tiene la capacidad para medir este volumen a incorporar en esos años.

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 Maloob.

Medicion Operacional

Punto de Medición	Longitud	Latitud
Maloob-A	-92.239506	19.597021
Punto de Medición	Longitud	Latitud
Maloob-B	-92.258198	19.608714
Punto de Medición	Longitud	Latitud
Maloob-C	-92.219483	19.590306
Punto de Medición	Longitud	Latitud
Maloob-D	-92.23552027	19.5649286



Punto de Medición	Longitud	Latitud
PP-KU-H	-92.1996925	19.5905008

Punto de Medición	Longitud	Latitud
PP-KU-M	-92.184	19.56418

Medición Referencia

Para la medición de líquidos (Agua y aceite)

Coordenadas Geográficas WGS84

Punto de Medición	Longitud	Latitud
PB-Ku-S	-92.184	19.56418

Punto de Medición	Longitud	Latitud
PB-Zaap-C	-92.23552027	19.5649286

Coordenadas Geográficas WGS84

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

13

PB-Ku-H	-92.1996925	19.5905008
---------	-------------	------------

Medición Transferencia Aceite

Coorderadas Geográficas WGS84

Punto de Medición	Longitud	Latitud
PP-Ku-A	-92.18876388	19.5193833




Punto de Medición	Longitud	Latitud
E-Ku-A1	-92.18780277	19.5203417

Punto de Medición	Longitud	Latitud
FPSO YKN	-92.292722	19.5995556

Medición Fiscal para aceite

Sistema de Medición FPSO Yùm K'ak'náb

Punto de Medición	Longitud	Latitud
FPSO YKN	-92.292722	19.5995556



14 

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 y SM-200	-93.17309610	18.43992510
Centro Comercializador de Crudo Palomas	-94.29820576	18.07655068

Medición Referencia de Gas




Coordenadas Geográficas WGS84

Punto de Medición	Longitud	Latitud
PB-Ku-M	-92.184	19.56418

Punto de Medición	Longitud	Latitud
PB-Zaap-C	-92.23552027	19.5649286

Coordenadas Geográficas WGS84

Punto de Medición	Longitud	Latitud
PB-Ku-H	-92.1996925	19.5905008

Medición de Transferencia de Gas

Sistemas de Medición en el Centro de Proceso Akal-J

Punto de Medición	Longitud	Latitud
AK-J2	-92.07593333	19.4256667
AK-J4	-92.07581111	19.4239333

Centro de Proceso Akal-C

Punto de Medición	Longitud	Latitud
Ak-C6	-92.0396611	19.3941222

Medición Fiscal para Gas y Condensado

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	-93.185721	17.899818

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	-93.126619	17.850714

V. Diagramas de los Instrumentos de Medida.

Los diagramas isométricos presentados por el Operador incluyen la descripción de los Sistemas de Medición ubicados en las Plataformas PP-KU-M, Maloob-C, PP-KU-H, Maloob-A, Maloob-D, Maloob-B, PP-KU-A, E-KU-A1, PB-ZAAP-C, FPSO YKN, para la medición de gas PB-Zaap-C, FPSO YKN, PB-KU-M, PB-KU-H, para la medición operacional se presentaron los diagramas de los separadores de prueba para la medición de gas de los sistemas de Maloob-A, Maloob-B, Maloob-C, Maloob-D.

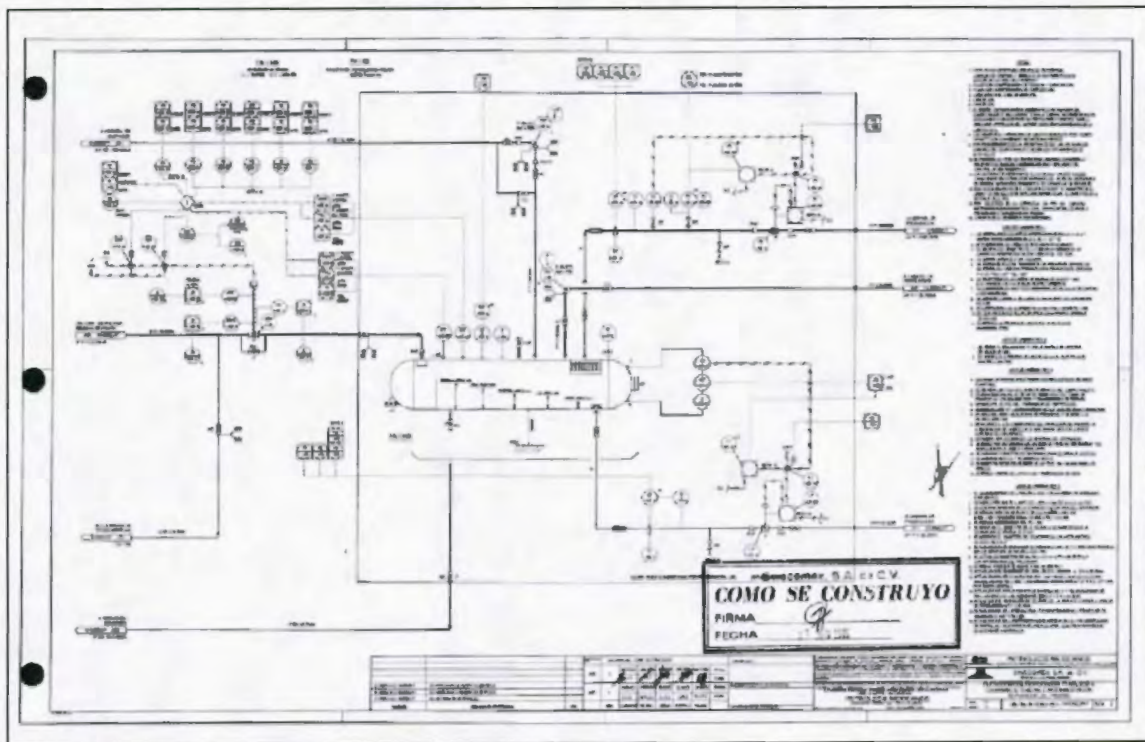


Figura 9.- Diagrama de instrumentos del sistema de medición Operacional Maloob-A.

[Handwritten signatures and marks in blue ink]

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-0203-2M-Campo Maloob comparte el Punto de Medición de aceite crudo con las siguientes Asignaciones y sistemas:

- PB-Zaap-C. Campo Zaap.
- E-KU-A1. Campos KU, Zaap, Bacab y Lum.
- PP-KU-A. Campos KU, Zaap, Bacab y Lum.
- PB-KU-S. Campos Ku y Ayatsil.

Comparte el punto de Medición de gas con los siguientes sistemas:

- PB-Zaap-C. Campo Zaap.
- E-Ku-A1. Campos Ku, Zaap, Bacab y Lum.
- PB-Ku-S. Campos Ku y Ayatsil.
- PB-Ku-M. Campo Zaap.



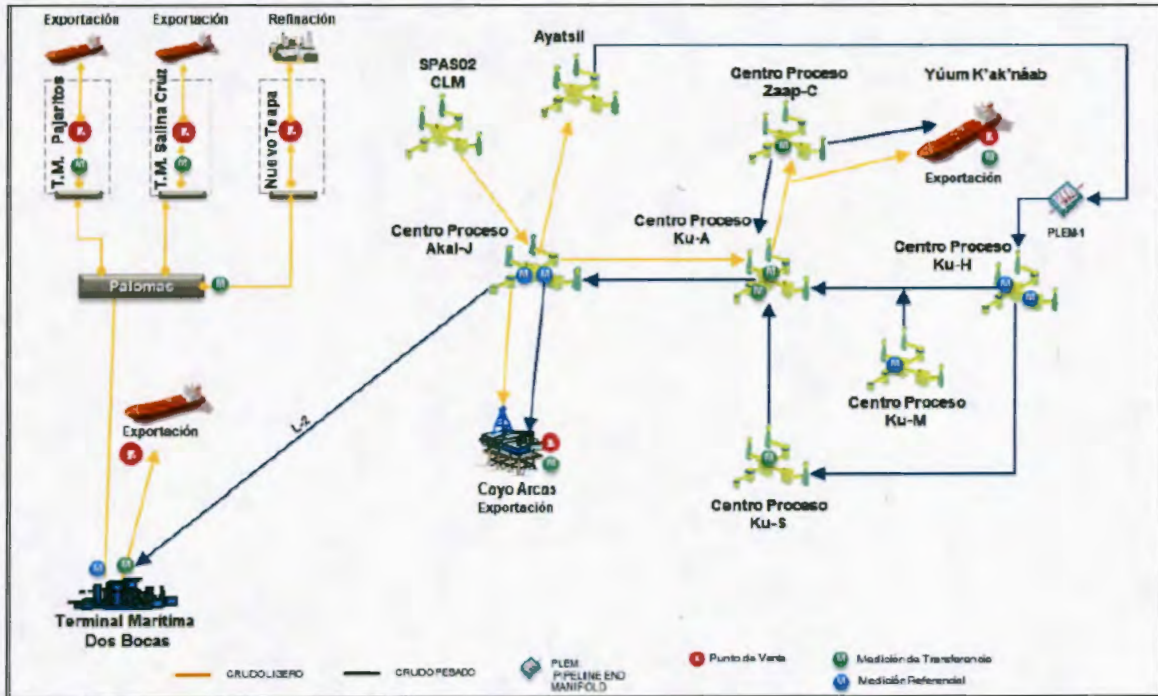


Figura 10. Sistema de recolección y transporte actual de aceite del Campo Maloob.

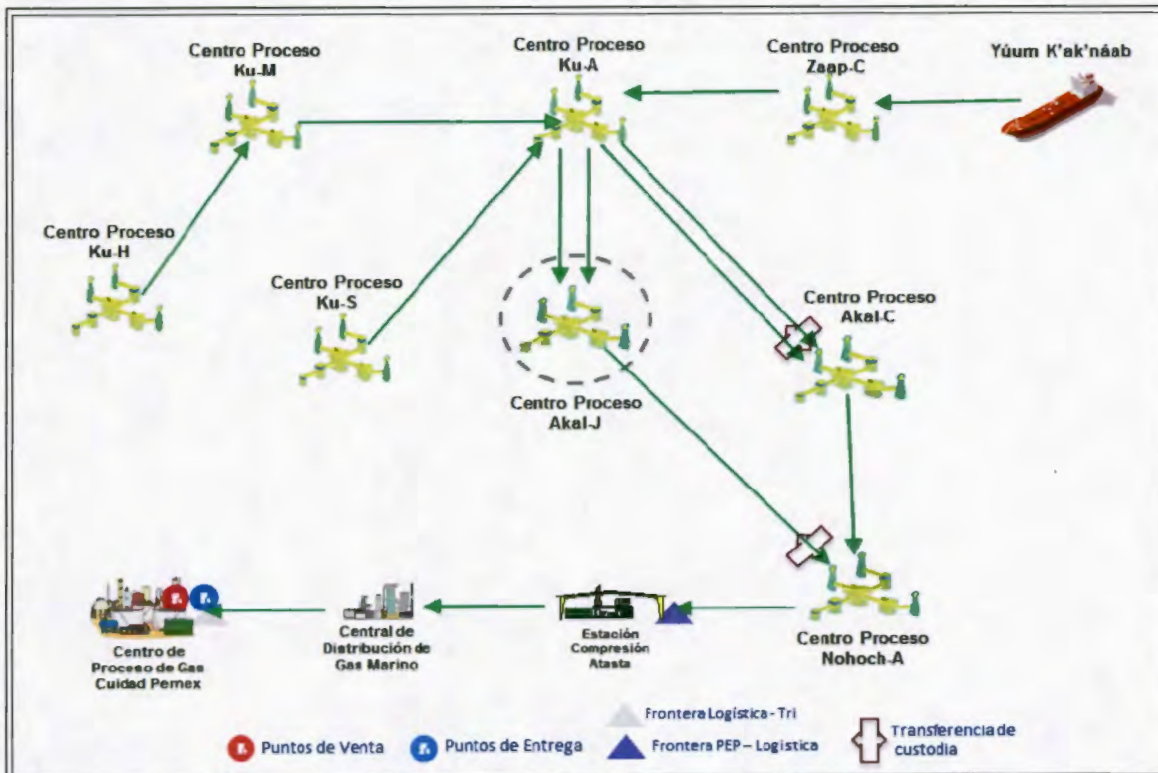


Figura 11. Manejo y distribución de gas de la asignación A-0203-2M - Campo Maloob.

No obstante lo anterior, se advierte que Pemex Exploración y Producción es el mismo Operador de los Puntos de Medición antes referidos, por lo que se observa que mediante los procedimientos para determinar los volúmenes y calidades, así como lo relativo al Balance de los hidrocarburos presentados por el Operador Petrolero, podrá determinarse mediante los procedimientos a que se hace referencia en el numeral II del presente Anexo.

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


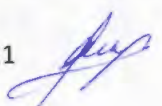
De la información presentada por el Operador Petrolero se cuenta con los siguientes



2()

- Cronograma de atención del Plan Rector de Medición con avance a marzo 2018. (Figura 8).
- Programa del Plan Estratégico de Medición 2018 de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob.
- Programa de mantenimiento de la medición fiscal de aceite de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob.
- Programa de mantenimiento de la medición Transferencia de aceite y gas de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob.
- Programa de mantenimiento de la medición referencial de aceite y gas de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob.
- Programa de mantenimiento de la medición operacional de aceite y gas de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob.
- Programa de calibración de la medición fiscal de aceite de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob.
- Programa de calibración de la medición transferencia de aceite y gas de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob.
- Programa de calibración de la medición referencia de aceite y gas de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob.
- Programa de calibración de la medición operacional de aceite y gas de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob.
- Programa de capacitación para el personal de medición de Asignación A-0203-2M-Campo Maloob.
- Programa de implantación de los indicadores de desempeño de los Sistemas de Medición de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob.
- Programa de Instalación de Sistemas de Medición Operacional Maloob-E y Maloob-I.

Programa de Trabajo del Plan Rector para la medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción 2016-2020.													
Activo Integral de Producción Bloque AS01-02													
		MARZO DE 2018											
TRIMESTRE	ACTIVIDAD	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
PERSONAL	1. Implementar las capacitaciones a los sistemas de medición de los puntos de medición fiscal, operacional, referencial y transferencia y el registro de información estadística.	8%	17%	25%	33%	42%	50%	58%	67%	75%	83%	92%	100%
		8%	17%	25%									
PERSONAL	2. Actualizar y mantener actualizado el curso de personal de PEP encargado de los sistemas de medición.					100%							
						100%							
PERSONAL	4. Designar al personal que realizará los diagnósticos a los sistemas de medición.										100%		
											100%		
PERSONAL	5. Asistir y apoyar al personal que realizará los diagnósticos, el estudio y parametrías necesarias.										100%		
											100%		
PERSONAL	7. Realizar diagnósticos a los sistemas de medición.	9%	18%	27%	36%	45%	55%	64%	73%	82%	91%	100%	
		0%	0%	32%									
PERSONAL	8. Entregar a los Activos de Producción, los informes técnicos de los diagnósticos realizados a los sistemas de medición.												100%
													100%
EQUIPOS	10. Realizar las obras para atender las recomendaciones resultantes de los diagnósticos.				13%	25%	38%	50%	63%	75%	88%	100%	
PERSONAL	11. Realizar capacitación en metrología básica al personal técnico y auxiliar que intervenga los sistemas de medición de PEP.												


 21
 

Medición de Aceite Operacional				
Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
MALOOB-A	Placa de Orificio	1	6 pg	±5%
MALOOB-B	Placa de Orificio	1	6 pg	±5%
MALOOB-C	Placa de Orificio	1	6 pg	±5%
MALOOB-D	Placa de Orificio	1	6 pg	±5%
PP-KU-H	Placa de Orificio	1	6 pg	±5%
PP-KU-M	Placa de Orificio	1	4 pg	±5%

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

Medición de Referencia

Medición de Aceite Referencial				
Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
PB-KU-M	Placa de orificio	N/D	N/D	±1.0%
PB-KU-H a KU-S	Ultrasónico	N/D	N/D	±0.28%
PB-KU-H a KU-A	Ultrasónico	N/D	N/D	±0.28%
MALOOB-A	Coriolis	N/D	N/D	±0.28%

Medición de Transferencia

Medición Transferencia Aceite				
Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
PB-ZAAP-C PA-1280	Ultrasónico	2	10-12 pg	±0.26%
E-KU-A1 FE-3101	Coriolis	2	10 pg	±1.07%
PP-KU-A FE-1102	Ultrasónico	1	10 pg	±0.26%
PB-KU-S PA-1280	Ultrasónico	2	10 pg	±1.04%
FPSO YKN M-45	Ultrasónico	1	10 pg	±0.26%
TMDB-CCC PALOMAS SM-800	Turbina	4	12 pg	±0.2%

Nota: El tren de medición M-45 en la batería de separación del FPSO Yúmm K'ak'náb cuenta con un sistema de medición instalado con medidores de flujo volumétrico con tecnología tipo

ultrasónica de manera transferencial. Otro sistema de medición de transferencia instalado en la Terminal Marítima Dos Bocas es el SM-800 de envío (de manera operativa) al Centro Comercializador de Crudo Palomas.

Medición Fiscal

Medición de Aceite Fiscal				
Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
TMCA PA-100	Desplazamiento Positivo	5	16 pg	±0.21%
TMCA PA-200	Desplazamiento Positivo	5	16 pg	±0.21%
FPSO YKN M-14	Ultrasónico	5	12 pg	±0.24%
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	±0.22%

Condición futura (2021 y 2022)

Medición de Aceite y Gas Futura				
Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
MALOOB-E	Placa de Orificio	programada	programada	±5%
MALOOB-I	Placa de Orificio	programada	programada	±5%

Nota: los diámetros serán definidos hasta la instalación de las nuevas infraestructuras programadas para los años 2021 y 2022 de acuerdo con la información entregada por el Operador Petrolero.

Sistemas de Medición de Gas enviado a la Atmosfera

Gas Enviado a la Atmósfera				
Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
KU-M	Ultrasónico	1	24 pg	±4%
KU-H	Ultrasónico	1	36 pg	±4%
FPSO YKN	Ultrasónico	1	30 pg	±4%
KU-S	Ultrasónico	1	24 pg	±4%
KU-A	Ultrasónico	1	30 pg	±4%
	Ultrasónico	1	12 pg	±4%
ZAAP-C	Ultrasónico	1	36 pg	±4%
	Ultrasónico	1	16 pg	±4%

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

Puntos de Medición de Gas

Medición Operacional

Medición de Gas Operacional				
Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
MALOOB-A	Placa de Orificio	1	6 pg	±5%
MALOOB-B	Placa de Orificio	1	6 pg	±5%
MALOOB-C	Placa de Orificio	1	6 pg	±5%
MALOOB-D	Placa de Orificio	1	6 pg	±5%
PP-KU-M	Placa de Orificio	1	6 pg	±5%
PP-KU-H	Placa de Orificio	1	6 pg	±5%

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

(Fuente: PEP)

Medición Referencia

Medición de Gas Referencial				
Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
PB-ZAAP-C FE-1305	V-CONE	1	36 pg	programada
FPSO YKN FE-0611	Placa de Orificio	1	16 pg	±2.1%
PB-KU-M FE-105	Placa de Orificio	1	20 pg	±0.94%
PB-KU-H	Placa de Orificio	3	10 pg	±1.11%
PB-KU-H	Placa de Orificio	1	16 pg	±1.06%
PB-KU-S FE-1305	V-CONE	1	30 pg	programada

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

(Fuente: PEP)

Medición de Transferencia

Medición de Gas Transferencia				
Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
AKAL-J2	Placa de Orificio	4	10 pg	Programada
AKAL-J4	Placa de Orificio	4	10 pg	Programada
AKAL-C6	Placa de Orificio	5	10 pg	±1.2%

Tabla 6. Centro Procesador de Gas Cactus (CPG Cactus)

(Fuente: PEP)

Medición Fiscal

Medición de Gas Fiscal				
Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
CPG CD PEMEX	Placa de Orificio	5	16 pg	±1.82%
CPG NUEVO PEMEX	Placa de Orificio	5	20 pg	±0.31%

Punto de Medición Condensado

Medición de Condensado				
Ubicación	Tipo	Cantidad	Tamaño	Incertidumbre
CPG CACTUS FE-420 FE-1420	Coriolis	1	4 pg	±0.2%
	Placa de Orificio	1	6 pg	±0.2%
CPG NUEVO PEMEX FE-4420 (I,II,III,IV)	Placa de Orificio	1	6 pg	±0.54%
	Placa de Orificio	1	6 pg	±0.54%
	Coriolis	1	4 pg	±0.54%
	Coriolis	1	4 pg	±0.54%

Tabla 7. Centro Procesador de Gas Cactus (CPG Cactus) Condensado

(Fuente: PEP)

Derivado de que algunos de los valores de incertidumbre se encuentran por encima de lo establecido para los Puntos de Medición, el Operador Petrolero menciona que en el AIPBAS01-02 la incertidumbre será actualizada y se estimará durante la vida productiva de la Asignación, con la finalidad de mantenerla dentro de lo establecido por los LTMMH; se presentan los siguientes programas de estimación de incertidumbre en condiciones presentes y futuras para la medición operacional, de referencia, Transferencia y fiscal:

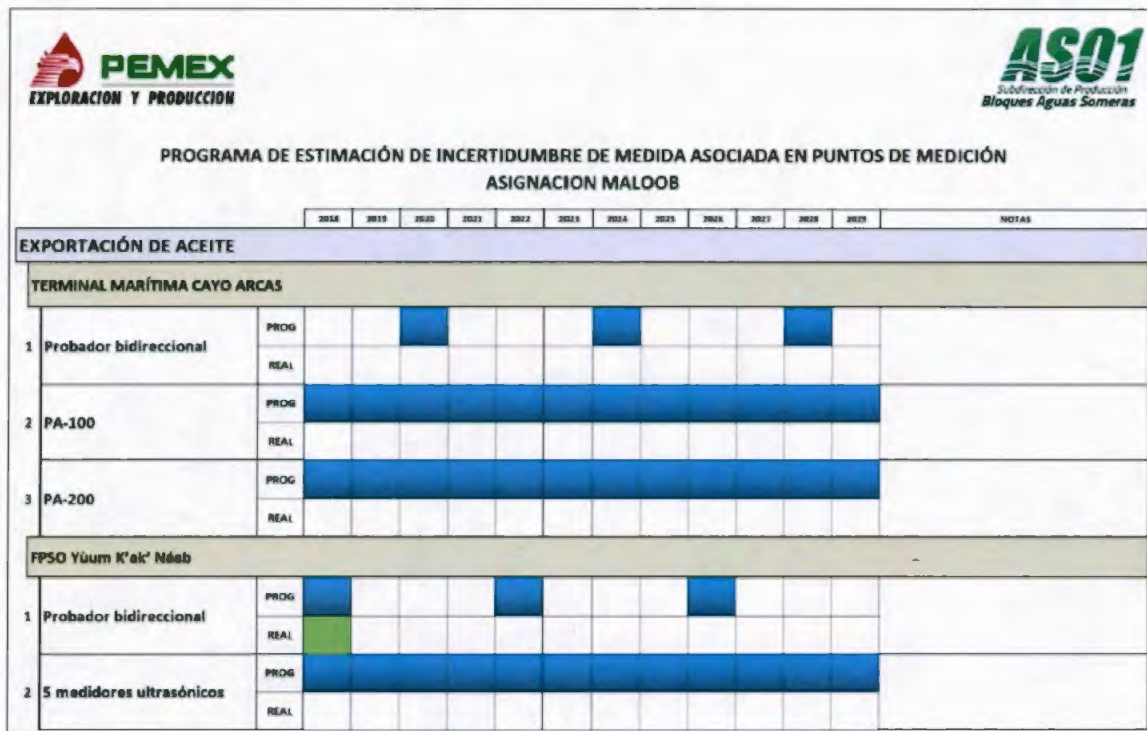


Figura 13. Programa de Estimación de Incertidumbre de la Medición Fiscal de aceite de la Asignación A-0203-2M – Campo Maloob.

PROGRAMA DE ESTIMACIÓN DE INCERTIDUMBRE DE MEDIDA ASOCIADA EN PUNTOS DE TRANSFERENCIA
ASIGNACION MALOOB

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	NOTAS
TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE ACEITE														
1	E-Ku-A1	PROG	[Barra azul completa]											
		REAL	[Barra verde]											
2	PP-Ku-A	PROG	[Barra azul completa]											
		REAL	[Barra verde]											
3	PB-Ku-S	PROG	[Barra azul completa]											
		REAL	[Barra verde]											
4	PB-Zaap-C	PROG	[Barra azul completa]											
		REAL	[Barra verde]											
5	FPSO Yuum K'ak' Néeb	PROG	[Barra azul completa]											
		REAL												
TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE GAS														
1	AKAL-J2	PROG	[Barra azul completa]											
		REAL												
2	AKAL-J4	PROG	[Barra azul completa]											
		REAL												
3	AKAL-C6	PROG	[Barra azul completa]											
		REAL												

Figura 14. Programa de Estimación de Incertidumbre de la Medición de Transferencia de la Asignación A-0203-2M – Campo Maloob.

[Firma manuscrita]

[Firma manuscrita]

PROGRAMA DE ESTIMACIÓN DE INCERTIDUMBRE DE MEDIDA ASOCIADA EN PUNTOS OPERACIONALES
ASIGNACION MALOOB

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
OPERACIONAL SEPARADORES DE PRUEBA [MEDICIÓN DE ACEITE Y GAS DE POZOS]														
1	PP-KU-M	PROG	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
		REAL												
2	PP-KU-H	PROG	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
		REAL												
3	PP-MALOOB-A	PROG	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
		REAL												
4	PP-MALOOB-B	PROG	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
		REAL												
5	PP-MALOOB-C	PROG	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
		REAL												
6	PP-MALOOB-D	PROG	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
		REAL												
7	PP-MALOOB-E	PROG				■	■	■	■	■	■	■	■	
		REAL												
8	PP-MALOOB-I	PROG				■	■	■	■	■	■	■	■	
		REAL												

Figura 16. Programa de Estimación de Incertidumbre de la Medición Operacional de aceite y gas de la Asignación A-0203-2M – Campo Maloob.

IX. Evaluación Económica.

El Operador Petrolero presenta una propuesta de evaluación económica, donde menciona las inversiones y costos de operación estimados para la atención y cumplimiento de los Mecanismos de Medición de acuerdo con los LTMMH, contemplando los rubros de Mantenimiento, Calibración, Operación y Gerenciamiento de los Sistemas de Medición de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

EVALUACIÓN ECONÓMICA ANUAL										
Asignación										
A-0203 Maloob										
Servicio	Sistema de Medición	Costo anual por Paquete de Medición (USD)				Aportación en el Paquete de Medición	Costo anual por Aportación de la Asignación en el Paquete de Medición (USD)			
		CALIBRACIÓN	OPERACIÓN **	MANTENIMIENTO	GERENCIAMIENTO		CALIBRACIÓN	OPERACIÓN	MANTENIMIENTO	GERENCIAMIENTO
Contrato con BW										
Acetate /Acetal	FPSO YEN Cayo Arcas	\$120,000		\$400,000		50.0%	\$60,000		\$200,000	
Acetate Transferencia	PB-Zoop-C	\$120,000	\$520,000	\$200,000	\$40,000	50.0%	\$60,000	\$200,000	\$180,000	\$10,000
	E-Ku-A1	\$120,000		\$200,000	\$40,000	50.0%	\$60,000		\$180,000	\$10,000
	PP-Ru-A	\$60,000		\$240,000	\$80,000	50.0%	\$30,000		\$120,000	\$25,000
	PB-Ru-S	\$120,000		\$200,000	\$40,000	50.0%	\$60,000		\$180,000	\$10,000
	FPSO YEN	\$60,000		\$180,000	\$40,000	50.0%	\$30,000		\$75,000	\$25,000
Gas Transferencia	Azul-12	\$60,000		\$160,000		50.0%	\$30,000		\$80,000	
	Azul-H	\$60,000		\$160,000		50.0%	\$30,000		\$80,000	
Gas Referencial	PB-Zoop-C	\$15,000		\$40,000		50.0%	\$7,500		\$20,000	
	E-Ku-A1	\$15,000		\$40,000		50.0%	\$7,500		\$20,000	
	PB-Ru-S	\$15,000		\$40,000		50.0%	\$7,500		\$20,000	
	FPSO YEN	\$15,000		\$40,000		50.0%	\$7,500		\$20,000	
	PB-Ru-H	\$60,000		\$160,000		50.0%	\$30,000		\$80,000	
	PB-Ru-M	\$15,000		\$40,000		50.0%	\$7,500		\$20,000	
Medición de Pasos Acetate/Gas	PP-Maloob-A	\$15,000		\$250,000		100.0%	\$15,000		\$250,000	
	PP-Maloob-B	\$15,000		\$250,000		100.0%	\$15,000		\$250,000	
	PP-Maloob-C	\$15,000		\$250,000		100.0%	\$15,000		\$250,000	
	PP-Maloob-D	\$15,000		\$250,000		100.0%	\$15,000		\$250,000	
	PP-Ku-H	\$15,000		\$250,000		100.0%	\$15,000		\$250,000	
	PP-Ku-M	\$15,000		\$250,000		50.0%	\$7,500		\$125,000	
							\$ 520,000	\$ 260,000	\$ 2,650,000	\$ 135,000
							\$ 3,565,000			

CONSIDERACIONES

La calibración de medidores mediante un tercer proveedor se realiza antes de 15 días.
 La operación se realiza con el personal de 18 días, de lunes a viernes, de 8:00 a 16:00 horas.
 El mantenimiento se realiza mediante una empresa proveedora de servicios.
 El presupuesto de la Medición considera en presupuesto los requerimientos que se tienen del Material de Medición de la Asignación en cuanto a Personal, Materiales y Equipos.
 El mayor el Mantenimiento y Calibración constituyen a ser parte de la inversión de los sistemas de Medición dentro de los Estados financieros contractuales.
 Si caso de la operación de todos los sistemas de Medición está incluido en los sistemas de Medición de Transferencia de Acetate.

NOTAS

** Se consideran 4 exportaciones por año con un costo adicional de CU (USD) = \$5,000.00
 *** Se deberán agregar las penalizaciones que apliquen contractualmente para cumplir con los requisitos estos de moneda extranjera.

Figura 17. Evaluación Económica Anual para los Sistemas de Medición.

EVALUACIÓN ECONÓMICA A 12 AÑOS													
Asignación													
A-0203 Maloob													
Tipo de cambio	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
USD	\$ 915,000	\$ 3,565,000	\$ 915,000	\$ 915,000	\$ 915,000	\$ 3,565,000	\$ 915,000	\$ 915,000	\$ 915,000	\$ 3,565,000	\$ 915,000	\$ 915,000	\$ 18,930,000
MXN	\$17,385,000	\$67,735,000	\$17,385,000	\$17,385,000	\$17,385,000	\$67,735,000	\$17,385,000	\$17,385,000	\$17,385,000	\$67,735,000	\$17,385,000	\$17,385,000	\$359,670,000

Figura 18. Evaluación Económica a 12 años (2018-2029).

En resumen, las inversiones mencionadas en el Plan de medición son consideradas en la Evaluación integral del Plan de Desarrollo de esta Asignación en el 2018 y hasta agotar las reservas de hidrocarburos.

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.

Adicionalmente a esto, presentan un Programa de implementación de la BEGYM durante 2018; se muestra a continuación la visualización de la BEGYM:



Figura 19.- Visualización del sistema BEGYM

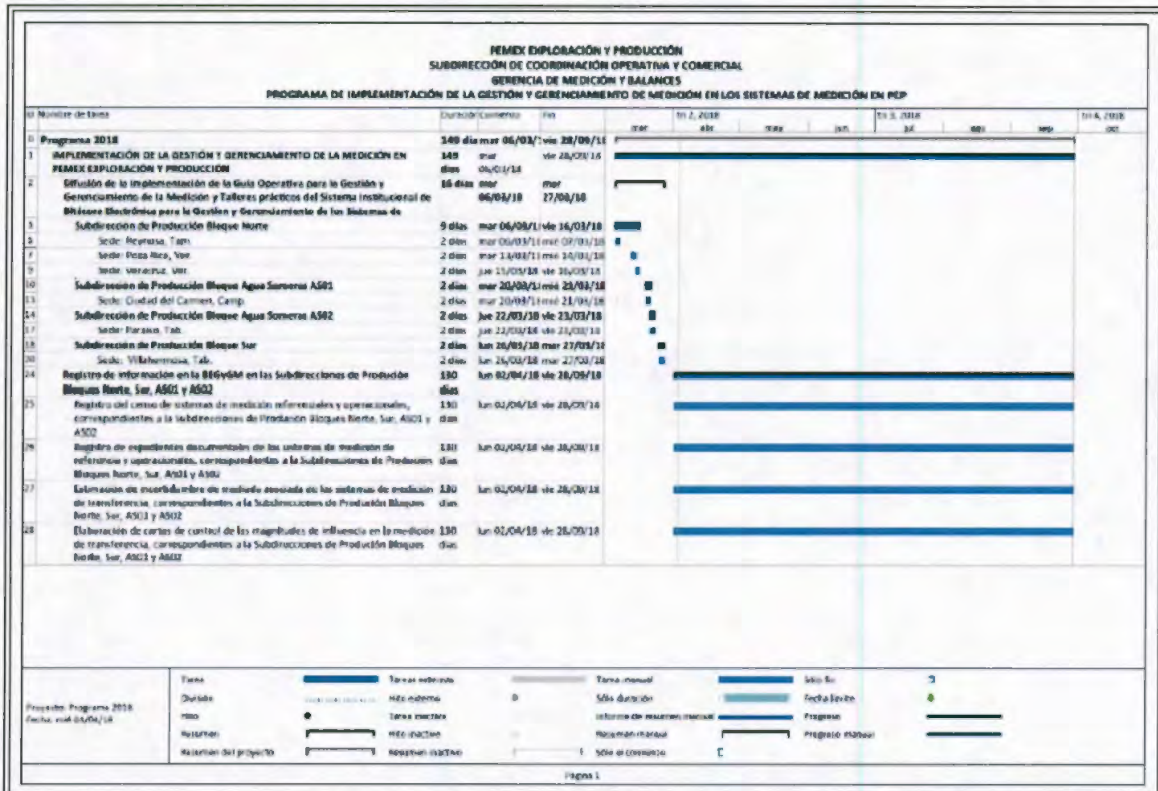


Figura 20. Programa 2018 de implementación de la Bitácora Electrónica para la Gestión y Gerenciamiento de los Sistemas de Medición de la Asignación A-0203-2M - Campo Maloob.

**PROGRAMA DE IMPLEMENTACIÓN DE LA BEGYGM (MEDICIÓN OPERACIONAL Y REFERENCIAL)
ASIGNACION MALOOB**

ACTIVIDAD	2018-2019	2018												2019				
		MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	
1 Registro de censo de sistemas de medición operacionales y referenciales	PROG	■	■	■	■	■	■	■										
	REAL																	
2 Registro de expedientes documentales de sistemas de medición operacionales y referenciales	PROG						■	■	■	■	■							
	REAL																	
3 Estimación de Incertidumbre de medida asociada de sistemas de medición operacionales y referenciales	PROG												■	■	■			
	REAL																	
4 Elaboración de cartas de control de las magnitudes de influencia de sistemas de medición operacionales y referenciales	PROG															■	■	■
	REAL																	

Figura 21. Programa de actualización y carga de información correspondiente a los Sistemas de Medición Referenciales y Operacionales.

XI. Programa de Diagnósticos.

El Operador Petrolero menciona contar con programas estratégicos de medición fiscal, de transferencia, de referencia y operacional; se muestran a continuación:

**PROGRAMA DE DIAGNOSTICO A SISTEMAS DE MEDICIÓN FISCAL
ASIGNACION MALOOB**

		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	NOTAS
EXPORTACIÓN DE ACEITE														
TERMINAL MARÍTIMA CAYO ARCAS														
1	Probador bidireccional	PHOCS	■		■		■		■		■		■	La calibración del probador bidireccional se realizará cada 5 años de acuerdo al API MPMS 4B.2.11, la última calibración es del 2016. La calibración de los transmisores de presión y temperatura cada dos años.
		REAL												
2	PA-100	PHOCS	■		■		■		■		■		■	La calibración de los medidores contra el probador bidireccional se realiza en cada lote de Exportación.
		REAL												
3	PA-200	PHOCS	■		■		■		■		■		■	La calibración de los medidores contra el probador bidireccional se realiza en cada lote de Exportación.
		REAL												
FPSO Yúum K'ak' Náab														
1	Probador bidireccional	PHOCS	■		■		■		■		■		■	La calibración del probador bidireccional se realizará cada 5 años de acuerdo al API MPMS 4B.2.11, la última calibración es del 2017. La calibración de los transmisores de presión y temperatura cada dos años.
		REAL												
2	5 medidores ultrasónicos (Patin de medición Fiscal MS)	PHOCS	■		■		■		■		■		■	La calibración de los medidores contra el probador bidireccional se realiza en cada lote de Exportación.
		REAL												

Figura 22. Programa de diagnósticos a Sistemas de Medición Fiscal.

[Handwritten signatures and initials]

PROGRAMA DE DIAGNOSTICO A SISTEMAS DE MEDICIÓN REFERENCIAL
ASIGNACION MALOOB

año		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	OTROS
REFERENCIAL PRIMERAS BATERÍAS DE SEPARACIÓN (LIQUIDO)													
1	PB-KUM	PRO G											Las verificaciones de los elementos secundarios y torques de medición se realizan trimestralmente.
		SCAL											
2	PB-KUH	PRO G											Las verificaciones de los elementos secundarios y torques de medición se realizan trimestralmente.
		SCAL											
3	PP-Maloob-A	PRO G											Las verificaciones de los elementos secundarios y torques de medición se realizan trimestralmente.
		SCAL											
5	PP-Zaap-C	PRO S											Las verificaciones de los elementos secundarios y torques de medición se realizan trimestralmente.
		SCAL											
REFERENCIAL PRIMERAS BATERÍAS DE SEPARACIÓN (GAS)													
1	E-Ku-AI	PRO G											Las verificaciones de los elementos secundarios y torques de medición se realizan trimestralmente.
		SCAL											
2	PB-Ku-S	PRO G											Las verificaciones de los elementos secundarios y torques de medición se realizan trimestralmente.
		SCAL											
3	PB-Zaap-C	PRO G											Las verificaciones de los elementos secundarios y torques de medición se realizan trimestralmente.
		SCAL											
4	PB-Ku-M	PRO G											Las verificaciones de los elementos secundarios y torques de medición se realizan trimestralmente.
		SCAL											
5	PD-Ku-H	PRO S											Las verificaciones de los elementos secundarios y torques de medición se realizan trimestralmente.
		SCAL											
6	FPSO Yúm K'ak' Náb	PRO S											Las verificaciones de los elementos secundarios de medición se realizan trimestralmente.
		SCAL											
7	PP-Maloob-A	PRO G											Las verificaciones de los elementos secundarios y torques de medición se realizan trimestralmente.
		SCAL											

Figura 24. Programa de Diagnósticos a Sistemas de Medición Referencial.

		EX11	EX12	EX13	EX14	EX15	EX16	EX17	EX18	EX19	EX20	EX21	EX22	EX23	EX24	EX25	
PROGRAMA DE DIAGNOSTICO A SISTEMAS DE MEDICIÓN OPERACIONAL ASIGNACION MALOOB																	
OPERACIONAL SEPARADORES DE PRUEBA (MEDICIÓN DE ACEITE Y GAS DE POZOS)																	
1	PP-KU-M	PRO G															Las verificaciones de los elementos secundarios y terciarios de medición se realizan trimestralmente.
	REAL																
2	PP-KU-H	PRO G															Las verificaciones de los elementos secundarios y terciarios de medición se realizan trimestralmente.
	REAL																
3	PP-MALOOB-A	PRO G															Las verificaciones de los elementos secundarios y terciarios de medición se realizan trimestralmente.
	REAL																
4	PP-MALOOB-B	PRO G															Las verificaciones de los elementos secundarios y terciarios de medición se realizan trimestralmente.
	REAL																
5	PP-MALOOB-C	PRO G															Las verificaciones de los elementos secundarios y terciarios de medición se realizan trimestralmente.
	REAL																
6	PP-MALOOB-D	PRO G															Las verificaciones de los elementos secundarios y terciarios de medición se realizan trimestralmente.
	REAL																
7	PP-MALOOB-E	PRO G															Las verificaciones de los elementos secundarios y terciarios de medición se realizan trimestralmente.
	REAL																
8	PP-MALOOB-I	PRO G															Las verificaciones de los elementos secundarios y terciarios de medición se realizan trimestralmente.
	REAL																

Figura 25. Programa de Diagnósticos a Sistemas de Medición Operacional.

XII. Competencias Técnicas.

El Operador petrolero presenta una lista con el personal responsable e involucrado en la Administración, Mantenimiento y Operación de los Sistemas de Medición de Hidrocarburos integrado por 3 personas, entre ellas el Ing. Andrés Tafolla Hernández, de quien presentan las evidencias de sus competencias las cuales se observa son adecuadas a los sistemas de medición con que cuenta el Operador.

Sin embargo, será necesario que el Operador Petrolero presente un programa actualizado de continuidad y mejora de los conocimientos técnicos de todo su personal incluyendo al Responsable Oficial, así como que estos se encuentren ligados al Sistema de Gestión y Gerencia de la Medición donde se definan los conocimientos mínimos para cada tipo de perfil.

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 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-0203-2M-Campo Maloob.

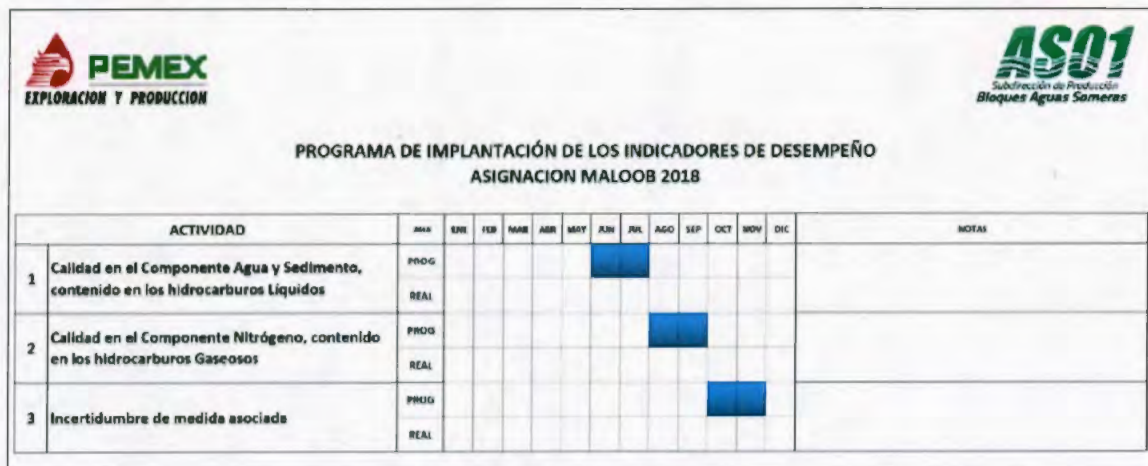


Figura 26. Programa de Implementación de los Indicadores de desempeño

XIV. Responsable Oficial.

El operador presenta los datos del Responsable Oficial de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0203-2M-Campo Maloob. Son los siguientes:

Administrador	Correo	Puesto	Teléfono
Ing. Ricardo Padilla Martinez.	Ricardo.padilla@pemex.com	Administrador del AIPBAS01-02	(801) 55770

Tabla 16.- 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.

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 250.333/2018 de fecha 27 de junio de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-113 con fecha del 5 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 acuerdo con el Art. 26 de los LTMMH) de cada tipo de Hidrocarburo del Área de Asignación, en términos del presente Anexo I

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 en 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 Dictámen, 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-0203-2M-Campo Maloob en la solicitud de modificación a su Plan de Desarrollo, consiste en ejecutar las actividades de continuidad de la operación además ejecutar obras como la instalación de dos plataformas durante los años 2021 y 2022 y la implementación de los Sistemas de Medición y Mecanismos de Medición, comprometiéndose a la fechas de entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados y contenidos en la evaluación de los Mecanismos de Medición (Anexo I) del dictámen, 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.

El procedimiento para la elaboración del balance entregado por el Operador Petrolero es congruente y aplicable a la asignación Maloob, debido que se consideran las actividades y cálculos generales para realizar la determinación de los volúmenes en los Puntos de Medición.

El Operador Petrolero deberá de dar aviso a esta Comisión previo a que entren en Operación los procedimientos presentados, objeto de la Medición, Asignación y Balance de la Producción. Así mismo, cuando exista una modificación en cualquiera de los procedimientos presentados, el Operador deberá avisar a esta Comisión y presentar los procedimientos objeto de modificación.

La información del balance y producción deberá presentarse en los formatos definidos por la CNH, en el Anexo I de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial.

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, 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 250.333/2018 de fechas 27 de junio de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-113 con fecha del 5 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 diversos, 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.
- 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 5,6,7 y 8 del presente Anexo I.
 - 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 Maloob en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, 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.

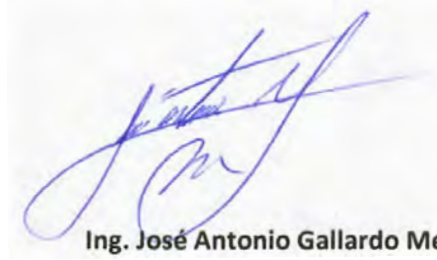
Elaboró



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