

Comisión Nacional de Hidrocarburos

# Dictamen Técnico de la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo Para la Extracción

Asignación A-0296-M-Campo Samaria

Pemex Exploración y Producción

Enero 2020

777









@cnh.mx

## CONTENIDO

l. [	Datos Generales del Asignatario	4
II. info	Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación o rmación Datos Generales del Asignatario	de la 5
111.	Criterios de evaluación utilizados	6
IV.	Análisis y Evaluación de los elementos del Plan	8
a)	Características Generales	8
	Motivo y Justificación de la Modificación del Plan de Desarrollo Extracción	
c)	Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción	12
d) pa	Análisis técnico de la solicitud de Modificación al Plan de Desa ara la Extracción	
e)	Medición de Hidrocarburos	28
f)	Comercialización	39
g)	Análisis Económico	
h)	Programa de Aprovechamiento de Gas Natural	47
i) m	Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa en la extracci létricas de evaluación del Plan	
V.	Sistema de Administración de Riesgos	53
VI.	Programa de cumplimiento de Contenido Nacional	54
VII.	Obligaciones de PEP	55
VIII.	Opinión a la modificación al Anexo 2 del Título de Asignación	57
IX. de la	Opinión a la modificación del Término y Condición Cuarto del 1 a Asignación	ítulo 60
X.	Resultado del dictamen técnico	61
	Acelerar el Desarrollo del conocimiento del Potencial Petrolera	
de	Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen má e petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condici conómicamente viables	ones
	La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes eguridad energética de la Nación	
	Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extrace hidrocarburos en beneficio del país	

	La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar e ctor de recuperación, en condiciones económicamente viables	
f)	El programa de aprovechamiento del Gas Natural62	2
g)	Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos 63	5
h)	Recomendaciones66	5 /
		4

## I. Datos Generales del Asignatario

El Asignatario promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en la Asignación A-0296-M-Campo Samaria (en adelante, Asignación), es la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP, Operador o Asignatario), por medio de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio adscrita a la Subdirección de Administración del Portafolio Exploración y Producción, con facultades para representar a PEP en términos de los artículos 100, fracciones I, III y VII del Estatuto Orgánico de PEP publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de junio de 2019.

La Asignación A-0296-M-Campo Samaria se localiza en el Municipio de Cunduacán, aproximadamente a 20 km al este de la cuidad de Villahermosa en el Estado de Tabasco. La ubicación de la Asignación se muestra en la Figura 1, en donde se distingue el hecho de que se encuentra entre las poblaciones de Villahermosa y Cárdenas.

Así mismo, los vértices del título de Asignación A-0296-M-Campo Samaria se encuentran descritos en la Tabla 1, adicionalmente, se presentan los datos generales de la Asignación en la Tabla 2.

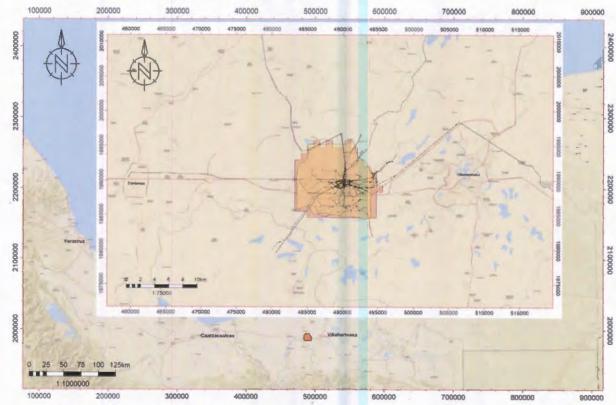


Figura 1. Ubicación de la Asignación A-0296-M-Campo Samaria (Fuente: CNH/PEP).

Tabla 1. Vértices del Área de Asignación (Fuente: Título de Asignación).

Vértice	Longitud oeste	Latitud Norte
1	93° 05' 00"	18° 03' 00"
2	93° 05' 00"	18° 02' 30"
3	93° 04' 30"	18° 02' 30"
4	93° 04' 30"	18° 01' 30"
5	93° 04' 00"	18° 01' 30"
6	93° 04' 00"	18° 01' 00"
7	93° 03' 30"	18° 01' 00"
8	93° 03' 30"	18° 00' 30"
9	93° 03' 00"	18° 00' 30"
10	93° 03' 00"	17° 59' 30"
11	93° 02' 30"	17° 59' 30"
12	93° 02' 30"	17° 59' 00"
13	93° 03' 00"	17° 59' 00"
14	93° 03' 00"	17° 57' 00"
15	93° 08' 30"	17° 57' 00"
16	93° 08' 30"	17° 57' 30"

Vértice	Longitud oeste	Latitud Norte
17	93° 09' 30"	17° 57' 30"
18	93° 09' 30"	18° 01' 30"
19	93° 09' 00"	18° 01' 30"
20	93° 09' 00"	18° 02' 00"
21	93° 08' 30"	18° 02' 00"
22	93° 08' 30"	18° 02' 30"
23	93° 08' 00"	18° 02' 30"
24	93° 08' 00"	18° 03' 00"
25	93° 07' 30"	18° 03' 00"
26	93° 07' 30"	18° 02' 30"
27	93° 07' 00"	18° 02' 30"
28	93° 07' 00"	18° 03' 00"
29	93° 06' 30"	18° 03' 00"
30	93° 06' 30"	18° 02' 30"
31	93° 05' 30"	18° 02' 30"
32	93° 05' 30"	18° 03' 00"
33	93° 05' 00"	18° 03' 00"

Tabla 2. Datos generales de la Asignación (Fuente: CNH/PEP).

Asignatario	Pemex Exploración y Producción					
Nombre de la Asignación	A-0296-M – Campo Samaria					
Ubicación	Cunduacán, Tabasco					
Superficie	108.08 km²					
Fecha de emisión	13 de agosto de 2014					
Vigencia	20 años a partir del 13 de agosto de 2014					
Última modificación al título de la Asignación	17 de agosto de 2015					
Tipo de Asignación	Extracción de hidrocarburos					
	Plioceno-Mioceno					
Profundidad para extracción (edad)	Cretácico Superior-Medio-Inferior					
Campos	Samaria, Platanal e Íride					
Colindancias	Al norte con la Asignación A-0114-M - Campo Cunduacán, al este con la Asignación A-0159-M - Campo Íride y al sur con la Asignación A-0275-M - Campo					

## II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación de la información Datos Generales del Asignatario

Platanal

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción (en adelante Plan) propuesto por PEP, involucró la participación de cinco direcciones administrativas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión): la Dirección General de Dictámenes de Extracción (en adelante, DGDE), Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción (en adelante DGMCP), Dirección General de Reservas (en

July 2

adelante DGR), Dirección General de Seguimiento de Asignaciones (en adelante DGSA) y la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica (en adelante DGPEE). Además de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), quien es la autoridad competente para evaluar el Sistema de Administración de Riesgos; así como la Secretaría de Economía (en adelante, SE), quien es la autoridad competente para evaluar el porcentaje de Contenido Nacional.

La Figura 2, muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto de la modificación al Plan de Desarrollo presentado por PEP para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/59/2019 DICTAMEN TÉCNICO DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO CAMPO SAMARIA de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

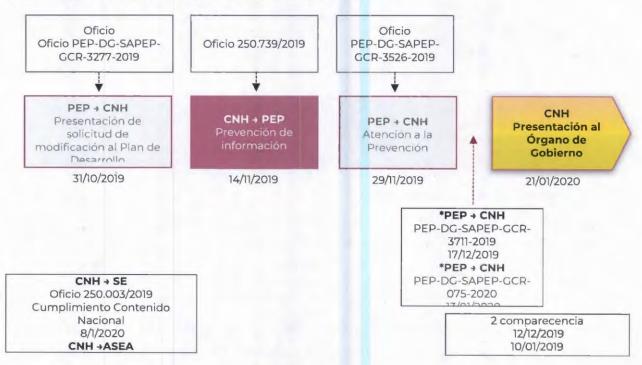


Figura 2. Etapas del proceso de evaluación, dictamen y resolución (Fuente: CNH).

## 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 la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción propuesto permitan maximizar

O A A

el Factor de Recuperación, en condiciones económicamente viables, el programa de aprovechamiento de Gas Natural y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.

La Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 22, 25, 26, 59, 62, fracción II, III y IV de los "LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos" (en adelante, Lineamientos) publicados en el DOF el 12 de abril de 2019.

Adicional a la modificación del Plan de Desarrollo, se realizó el estudio de la propuesta al amparo de las consideraciones establecidas en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH), así como también con respecto de las Disposiciones Tecnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos (en adelante, Disposiciones para el aprovechamiento de gas).

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 19, 22, 25, 26, 59, 62, fracciones II, III y IV de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación, ya que la vigencia es de 20 anos contados a partir del 13 de agosto de 2014.

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

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

## IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

#### a) Características Generales

Las principales características del campo Samaria se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Características generales de la Asignación

Características Generales	Plioceno-Mioceno	Cretácico (Sup-Med-Inf)
Área (km²)	46	90.57
Año de descubrimiento	1960	1973
Porosidad (%)	22.5 Prom.	6.2
Permeabilidad (mD)	3500 Prom.	10-250 Prom.
Relación espesor neto-bruto	0.08 m Prom.	0.33 m
Temperatura (°C)	53	125
Presión inicial (kg/cm²)	107 Prom.	533
Presión actual (kg/cm²)	97.5 Prom.	133.8
Presión de saturación (kg/cm²)	77.5	318
Tipo de hidrocarburos	Aceite Negro (12.5°API Prom.)	Aceite Negro (30°API)
Bo inicial y actual (m³/m³)	1.09 Prom. / N/A	1.59/1.26

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

El Asignatario presenta la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, donde señala que, en el desarrollo de la Asignación A-0296-M-Campo Samaria durante el periodo de agosto de 2014 al 1º de enero de 2019, se ha tenido variación en el número de pozos a perforar respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado conforme a los criterios contenidos en la fracción II del artículo 62 de los Lineamientos. Así mismo, existe una variación de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente.

Derivado de lo anterior, La presente Modificación del Plan se realiza en virtud de cumplir los supuestos II, III y IV del artículo 62, Capítulo II de los Lineamientos por existir:

- Por una variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado (...)
- Por un decremento del quince por ciento o más de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente (...)
- Por una variación del treinta por ciento o más del volumen de Hidrocarburos a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo año.

of the second

F. 4

#### i. Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

Las reservas remanentes 3P al 30 de septiembre de 2019 (fecha de corte para el Plan Nuevo) son 95.4 MMbls y 51.7 MMMpc de los cuales 33.2 MMbls de aceite y 38.7 MMMpc de gas corresponden al horizonte Cretácico y 62.2 MMbls de aceite y 13.0 MMMpc de gas corresponden al horizonte Mioceno-Plioceno. Las cifras presentadas corresponden a la Asignación A-0296-M – Campo Samaria, las cuales contemplan seis pozos Íride y un pozo Platanal.

Estas se componen de 6 yacimientos:

- 1. Arena Plio 20, el cual cuenta únicamente con reservas posibles (3P).
- 2. Arenas 6-4-1, el cual considera reservas probadas, probables y posibles (1P, 2P y 3P).
- 3. KS-KM-KI, el cual contempla reservas probadas y posibles (1P y 3).
- 4. Mioceno 1, únicamente estima reservas posibles (3P).
- 5. Mioceno 2, solo cuenta con reservas posibles (3P).
- 6. Terciario, considera reservas probadas y probables (1P y 2P).

Por lo que es importante mencionar que las reservas propuestas que se presentan en la modificación del plan de desarrollo para la extracción no son comparables con las cifras oficiales al 1 de enero de 2019, esto debido al cambio en la configuración del polígono de la asignación ya que se incluyen pozos del campo íride y Platanal.

En las Tablas 4 y 5, se muestran las cifras preliminares de reservas propuestas en la solicitud de modificación y los valores de volumen original del plan vigente versus la modificación del plan de desarrollo para la extracción propuesto.



Tabla 4. Reservas propuestas con fecha de corte al 30 de septiembre de 2019 (Fuente: CNH/PEP).

	Factor de recuperación %			Proc	ducción	Reservas al límite económico					
		A	ctual	Final e	esperado	acu	mulada	H	eservas al I	imite economic	.0
Yacimiento	Categoría	Aceite	Gas natural	Aceite	Gas natural	Aceite (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Aceite (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Condensado (MMb)	PCE (MMb)
Arena Plio 20	1P	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Arena Plio 20	2P	-		-	-	-	-	-	-	*	-
Arena Plio 20	3P	-		2.8	2.8			0.3	0.1	0.0	0.3
Arenas 6-4-1	1P	22.1	31.9	39.2	42.6	36.7	16.6	28.4	5.6	0.2	29.8
Arenas 6-4-1	2P	7.2	10.4	14.2	15.4	36.7	16.6	35.5	7.9	0.3	37.6
Arenas 6-4-1	3P	5.7	8.2	13.0	12.7	36.7	16.6	47.4	9.4	0.3	49.8
KS-KM-KI	1P	44.5	43.2	45.4	44.0	1684.4	2094.5	32.8	38.3	0.9	42.7
KS-KM-KI	2P	44.5	43.2	45.4	44.0	1684.4	2094.5	32.8	38.3	0.9	42.7
KS-KM-KI	3P	44.5	43.2	45.4	44.0	1684.4	2094.5	33.3	38.8	1.0	43.3
Mioceno 1	1P	-		-	a.	-		-	-	-	-
Mioceno 1	2P	-	-	-	-	-	-	-		-	-
Mioceno 1	3P	-	•	16.3	16.3	- )		8.0	0.2	0.0	0.9
Mioceno 2	1P	-	-	-	-	0.		-	-	-	-
Mioceno 2	2P	-	-	-			-	-	-	-	-
Mioceno 2	3P	-	-	7.8	7.8	-	-	2.7	0.6	0.0	2.8
Terciario	1P	27.9	29.5	35.1	31.3	42.6	45.6	10.3	2.7	0.1	11.1
Terciario	2P	27.9	29.5	35.1	31:4	42.6	45.6	11.0	2.9	0.1	11.7
Terciario	3P	27.9	29.5	35.1	31.4	42.6	45.6	11.0	2.9	0.1	11.7

Tabla 5. Volumen Original de Hidrocarburos. (Fuente: CNH/PEP).

	4 3-3-3-3-3-3-3-3-3-3-3-3-3-3-3-3-3-3-3-	en original Vigente)		AND DESCRIPTION OF THE PARTY OF	en original Propuesto)	Dife	erencia
Año	Aceite (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Año	Aceite (MMb)	Gas natural (MMMpc)	Aceite (MMb)	Gas natural (MMMpc)
2014	4635.2	5213.4	2019	4635.2	5213.4	0.0	0.0

El decremento de reserva remanente únicamente está asociado al volumen de hidrocarburos producido como se muestra en la Figura 3 donde, la reserva original de aceite (ROA) y reserva original de gas (ROG) ha tenido sutiles variaciones en el periodo indicado.

The state of the s

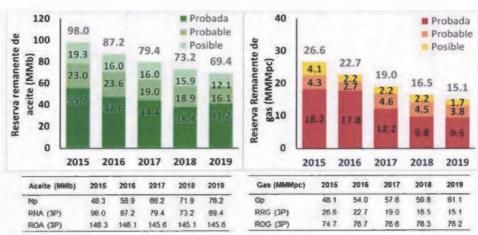


Figura 3. Evolución de Reservas de Hidrocarburos a nivel Mioceno-Plioceno Campa Samaria (Fuente: PEP).

Las variaciones de reservas para el yacimiento Arenas 6-4-1, se debe a una recategorización de reservas; cabe mencionar que existen algunos pozos que oficialmente, a enero de 2019, tenían una categoría de reserva probable y posible mismos que se intervinieron en 2019 y debido a que la reparación fue exitosa se recategorizó su reserva a probada.

Para el vacimiento Terciario, este presenta una baja en reservas debido a que los perfiles de producción se ajustaron de acuerdo con el comportamiento real de los pozos y derivado de un incremento del flujo fraccional de agua no esperado.

Por lo que hace al incremento en la reserva para el yacimiento KS-KM-KI, en las categorías 1 P, 2P y 3P, estas se deben a la inclusión de 6 pozos del Campo Íride y 4 pozos del Campo Platanal, que pertenecen a la Asignación Samaria y que en cifras oficiales al 01 de enero de 2019 no se encontraban documentadas como parte de la Asignación.

Ahora bien, con respecto a las reservas de hidrocarburos, como se observa en las figura 3, los principales cambios son debidos, entre otros factores, a que los procesos de recuperación secundaria como la inyección de nitrógeno, no dio resultado debido a que el Campo Samaria a nivel Cretácico, se encuentra estructuralmente más bajo que los campos vecinos y está demostrada la conductividad hidráulica a nivel de esta formación.

Los volúmenes por recuperar propuestos en la presente modificación del Plan de Desarrollo para la extracción se encuentran asociados a la categoría 3P.

#### c) Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción

Con base en la información remitida por el Asignatario se distingue el hecho de que los criterios que llevaron a la selección de la alternativa de la presente modificación fueron elegidos considerando la siguiente matriz de evaluación de las categorías técnicas como yacimientos, reservas, perforación, productividad inversiones e instalaciones, como se muestra en la figura 4:

		Yacimientos	Reservas	Pozo	08	Inversión	Instalaci	iones	
Asignación	Formación Tipo de recuperación		acion .		Numero de nientradas	Inversión	Instalaciones	Peras	
A-0296-M - Campo Samaña	Mioceno- Pialcena KS-KM-KI	Mejorada y	Por declinación	Mayor	Mayor	Alta	Existentes	Existentes	
- → Alternat - → Alternat - → Alternat	iva 2	Secundaria	Anticipada	Intermedia	Intermedio	Media	Nueva	Nueva	
Alternati	va 3			W _ Nulo _>	Nulo ->	Baja		Ampliación	

Figura 4. Matriz de evaluación de las alternativas de desarrollo. Flecha verde discontinua: alternativa seleccionada. (Fuente: PEP).

Se presentaron 3 alternativas analizadas para la modificación del presente Plan de Desarrollo, mismas que comparten la intención de Asignatario de mantener la producción de los yacimientos Plioceno-Mioceno y Cretácico.

## Alternativa 1 (seleccionada)

Se propone continuar con la explotación de la Asignación A-0296-M-Campo Samaria en los horizontes Cretácico y Plioceno-Mioceno mediante el mantenimiento de la producción base, realizando estimulaciones. reparaciones menores y limpiezas de aparejo, así como la producción incremental asociada a 7 perforaciones, 13 terminaciones (6 terminaciones contempladas corresponden a actividad física bajo el amparo del Plan Vigente) y 202 reparaciones mayores y 3006 reparaciones menores (Consistentes en limpiezas de aparejo, estimulaciones, cambio de SAP y cambio de aparejo) y la instalación de 1 ducto; asimismo el respectivo taponamiento de 475 pozos y correspondientes abandono líneas de descarga e instalaciones (El abandono de instalaciones consiste entre otras actividades en el desmantelamiento de ductos, desmantelamiento y recuperación de plantas, equipos y estaciones), en un horizonte que inicia en octubre de 2019 y concluye en marzo de 2040. Así mismo, se contempla el mantenimiento operativo de las instalaciones.

#### Alternativa 2

Esta Alternativa propone un escenario semejante a la Alternativa 1 continuando con las actividades de mantenimiento de la producción base mediante estimulaciones, reparaciones menores y limpiezas de aparejo y a fin de adelantar la producción se remplazan 10 reparaciones mayores programadas al concluir la producción del intervalo actual por 10 perforaciones con su terminación con el mismo objetivo productor. Plantea la perforación de 17 pozos y terminación de 23 pozos de desarrollo (6 terminaciones contempladas corresponden a actividad física bajo el amparo del Plan Vigente) y 192 reparaciones mayores, 3005 reparaciones menores y la instalación de 1 ducto, con el respectivo taponamiento de 485 pozos y el abandono correspondiente de líneas de descarga e instalaciones en el horizonte octubre 2019 a marzo de 2040.

#### Alternativa 3

Esta Alternativa se basa en el supuesto de operar el campo ejecutando únicamente actividades de mantenimiento a la producción base mediante estimulaciones, reparaciones menores, limpiezas de aparejo y 6 terminaciones contempladas corresponden a actividad fisica bajo el amparo del Plan Vigente, 11 reparaciones mayores e instalación de 1 ducto. Incluye el respectivo taponamiento de 468 pozos y abandono correspondiente líneas de descarga e instalaciones en el mismo horizonte de evaluación de las alternativas anteriores.

En las figuras 5 y 6, se muestran los perfiles de producción de aceite y gas respectivamente, para las diferentes alternativas propuestas en la Modificación del Plan de Desarrollo de la Asignación A-0296-M-Campo Samaria, para el horizonte 2019 a 2040.

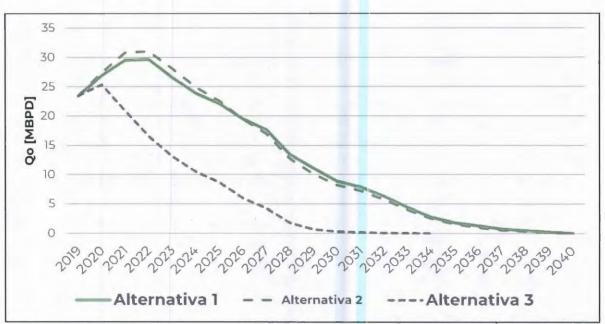


Figura 5. Perfil de Producción de aceite de las alternativas propuestas en la Modificación del Plan de Desarrollo para la Asignación A-0296-M-Campo Samaria. Rectángulo rojo: alternativa seleccionada. (Fuente: CNH/PEP).

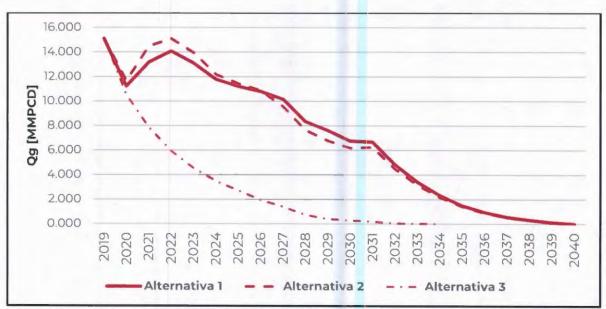


Figura 6. Perfil de Producción de gas de las alternativas propuestas en la Modificación del Plan de Desarrollo para la Asignación A-0296-M-Compo Samaria. Rectángulo rojo: alternativa seleccionada. (Fuente: CNH/PEP).

La Asignación A-0296-M-Campo Samaria agota su vida productiva en el año 2040 y se espera concluir las actividades de abandono del campo en el mismo año, sin embargo, la vigencia de la Asignación A-0296-M-Campo Samaria vence en el año 2034. Sin menoscabo de lo anterior, La vigencia señalada en la presente-Asignación podrá prorrogarse hasta en dos ocasiones por un periodo adicional de hasta cinco años cada uno, cuando

A STATE OF THE STA

el Asignatario haya cumplido con los Términos y Condiciones de la presente Asignación y existan razones justificadas a juicio de la Secretaría de Energía para ampliar la vigencia, de acuerdo con lo establecido en el Título de la Asignación.

Tabla 6. Gastos de producción de Alternativa seleccionada (Fuente: PEP).

Alternativa 1 (Seleccionada)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Producción de aceite (Mbpd)	24.66	26.87	29.50	29.65	26.57	23.86	22.08	19.44	17.62	13.35	11.02
Producción de Gas Natural (MMpcd)	13.116	11.207	13.176	14.077	13.115	11.780	11.195	10.790	10.159	8.343	7.614

Alternativa 1 (Seleccionada)	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Producción de aceite (Mbpd)	8.85	7.82	6.26	4.37	2.79	1.82	1.31	0.76	0.48	0.23	0.02
Producción de Gas Natural (MMpcd)	6.768	6.688	4.843	3,423	2.341	1.494	0.955	0.559	0.321	0.124	0.007

Como se puede observar en la Tabla 7, la alternativa 1 obtiene mejores indicadores económicos de los dos escenarios evaluados, a decir del Asignatario, con un VPN después de impuestos de 834.0 millones de dólares y una relación VPN/VPI de 1.17 después de impuestos. Es por ello por lo que el Asignatario optó por llevar a cabo la Alternativa 1.

Tabla 7. Características de las alternativas de desarrollo para la Asignación. (Fuente: Comisión can información presentada por PEP).

Características	Alternativa 1 (seleccionada)	Alternativa 2	Alternativa 3
Perforación de pozos	7	17	-
Terminación de pozos¹	13	23	6
Reparaciones mayores	202	192	11
Reparaciones menores	3006	3005	1639
Ductos	1	1	1
Taponamiento a pozos	475	485	468
Producción Aceite (MMb)	95.40	95.40	41.97
Producción Gas (MMMpc)	51.90	51.90	15.75
Gastos de operación (MMusd)	1865.85	1865.96	1260.01
Inversiones (MMusd)	1001.42	1094.51	449.18
VPN AI (MMusd)	2,359.80	2,319.70	1,130.10
VPN DI (MMusd)	834.00	773.00	366.70
VPI (MMusd)	709.90	800.40	339.00
VPN/VPI AI	3.32	2.90	3.33
VPN/VPI DI	1.17	0.97	1.08

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup>6 de las terminaciones se encuentran al amparo del Plan Vigente. Las cifras pueden variar por redondeo.

La propuesta de modificación al Plan de Desarrollo para el periodo 2019-2040 plantea una inversión de \$1001.42 MMusd y un gasto de operación de \$1865.85 Mmusd y a la vigencia de la asignación (2034) se invertirán 968.3 MMusd con un gasto de operación de 1,833.6. En la Tabla 8 se muestra el cronograma de actividades y metas físicas en el periodo de 2019 a 2040.

Tabla 8.- Actividad física de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción

				11 01	CITIC. I	-CITIC.	^/						
2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
-	5	2		-	-	~	-	-	-		-	-	-
6	5	2	Ø	0	0-	0-	0-	0 -	0 -	0 -	0 -	-	-
	1	*		-		-	-	-	-		160	•	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	32	3374	284	1257	22	23	1156	1150	1707	33	3 4	7	2
60	299	353	358	339	330	274	261	206	132	112	82	73	55
-	10	37	17	27	26	27	32	45	47	26	27	21	20
+	-	-		-	-	-	-	-	- 10	-	also .	*	-
	6 - 11 60 -	- 5 6 5 - 1  11 32 60 299 - 10	- 5 2 6 5 9 - 1 -  11 32 334 60 299 353 - 10 37	- 5 2 - 6 5 9 0 - 1 11 32 334 234 60 299 353 358 - 10 37 17	2019   2020   2021   2022   2023	2019         2020         2021         2022         2023         2024           -         5         2         -         -         -           6         5         9         0         0         0-           -         1         -         -         -         -           11         32         334         284         189         29           60         299         353         358         339         330           -         10         37         17         27         26	2019   2020   2021   2022   2023   2024   2025     -	2019         2020         2021         2022         2023         2024         2025         2026           -         5         2         - <td>  2019   2020   2021   2022   2023   2024   2025   2026   2027     -                                  </td> <td>- 5 2</td> <td>  2019   2020   2021   2022   2023   2024   2025   2026   2027   2028   2029   2026   5   2  </td> <td>  2019   2020   2021   2022   2023   2024   2025   2026   2027   2028   2029   2030     -                                  </td> <td>  2019   2020   2021   2022   2023   2024   2025   2026   2027   2028   2029   2030   2031     -                                  </td>	2019   2020   2021   2022   2023   2024   2025   2026   2027     -	- 5 2	2019   2020   2021   2022   2023   2024   2025   2026   2027   2028   2029   2026   5   2	2019   2020   2021   2022   2023   2024   2025   2026   2027   2028   2029   2030     -	2019   2020   2021   2022   2023   2024   2025   2026   2027   2028   2029   2030   2031     -

Actividad	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Total
Perforación	-	-	-	-	-	-	-	-	7
Terminación	-	nds-	-		-	-	-	-	13
Ductos	*	-	-	-	-	-	-		1
Infraestructura	-	-	-	-	-	-	-	-	0
RMA	-	-	-	-	-	-	-	-	202
RME a)	34	21	9	5	1	2	-	-	3,006
Taponamiento de pozos	16	17	15	11	8	18	17	11	475
Abandono ы	-	-	11	8	21	16	22	12	90

a) Las RME incluyen limpiezas de aparejo, estimulaciones, cambio de SAP y cambio de aparejo;

b) El Abandono incluye: desmantelamiento de ductos, desmantelamiento y recuperación de plantas, equipos y estaciones.

Es importante mencionar que a la Vigencia de la Asignación se tiene contemplado realizar 7 perforaciones, 13 terminaciones, 202 RMA, 2,989 RME, la instalación de un ducto y 395 taponamientos de pozos. Por lo que después de la vigencia de la Asignación se contempla realizar 17 RME, 80 taponamientos de pozos y 90 actividades de abandono.

### d) Análisis técnico de la solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción

## Comportamiento Presión y Producción

Con base en la información remitida por el Asignatario, este plantea que los mecanismos de producción predominantes en el yacimiento Cretácico de la Asignación A-0296-Campo Samaria son la expansión de la rocafluidos, el empuje hidráulico y el drene gravitacional, en el bloque este del campo. La presión original estimada del yacimiento fue de 533 kg/cm², declinando posteriormente hasta 136 kg/cm², luego de haber producido

X D

1,624 MMb y 2,052 MMMpc lo que equivale a un factor de recuperación actual de 42.9% de aceite y 42.4% de gas. En la figura 7 se presenta el perfil de presión promedio del yacimiento de la Asignación A-0296-Campo Samaria.

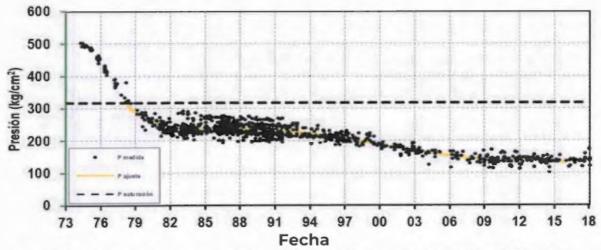


Figura 7. Perfil de presión promedia del yacimiento Cretácico en la Asignación A-0296-M-Campo Samaria Mesozoico. (Fuente: PEP).

### Mecanismo de empuje de los yacimientos

A nivel Cretácico, la asignación A-0296-M-Campo Samaria, al Asignatario refiere que es un yacimiento comunicado hidráulicamente con los campos vecinos Íride, Cunduacán, Oxiacaque y Platanal los cuales integran al Complejo Antonio. J. Bermúdez (CAJB), el campo Samaria es una de las zonas bajas de la estructura del CAJB, de manera que, el gas disuelto liberado migra hacia el campo Íride a una zona más alta estructuralmente provocando un comportamiento errático de la RGA en el campo Samaria como se observa en la figura 8, la relación gas-aceite (RGA) actual promedio del campo es de 200 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.

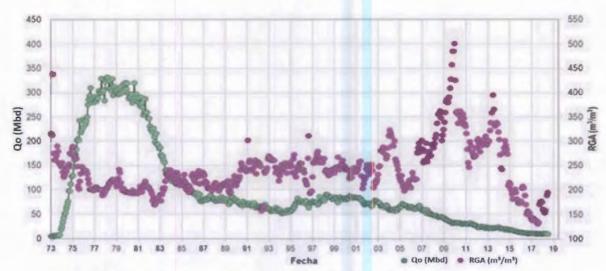


Figura 8. Comportamiento errático de la RGA en el campo Samaria

En la figura 9 se presenta el grafico con los mecanismos de producción del yacimiento Cretácico para la Asignación A-0296-M-Campo Samaria.

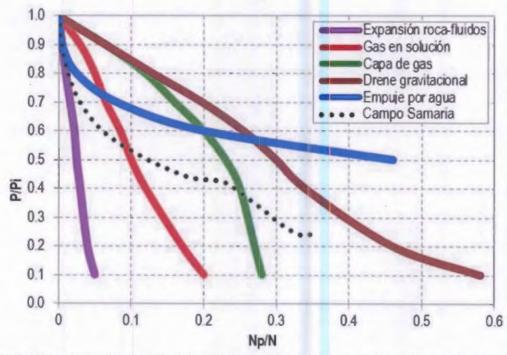


Figura 9. Mecanismo de empuje del yacimiento Cretácico en la Asignación A-0296-M - Campo Samaria. (Fuente: PEP).

Para el yacimiento a nivel Terciario de la Asignación Samaria, en particular para la Arena 12, el Asignatario realizó un modelo de balance de materia con porosidad simple y compresibilidad de la formación de 2x10-5 1/psi, obteniendo como resultado un volumen original del yacimiento de 30.7 MMbls y el mecanismo de producción predominante es por empuje hidráulico (Figura 10).

X

777

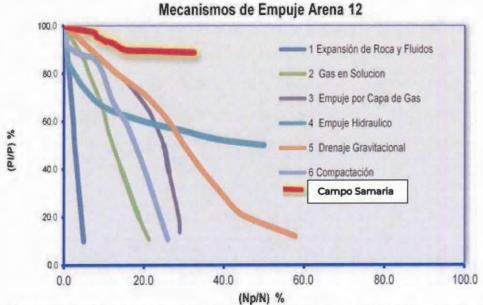


Figura 10. Mecanismos de empuje por Balance de Materia del Yacimiento Terciario en la Asignación A-0296-M - Campo Samaria. (Fuente: PEP).

## Comparación del Plan Vigente con respecto a la Modificación Propuesta

En la tabla 9, se muestra La comparación de avance para el periodo comprendido de 2015-2018 y enero- septiembre de 2019 para los costos y actividades físicas, entre lo real ejecutado por el Asignatario y lo contemplado en el Plan vigente para la Asignación A-0296-M-Campo Samaria.

Tabla 9. Camparación de avance entre el Plon vigente vs real ejecutado, en la Asignación A-0296-M-Campo Samaria. (Fuente: CNH).

	•	Plan Vigente	Real	Plan Nuevo
Concepto	Unidades	2015-2026	2015-(sep-2019)	(oct-2019-de 2034)
Perforaciones		58	60	71
Terminaciones		58	57	13 <sup>2</sup>
Reparación mayor	Número	136	112	202
Reparación menor	Harriero	-	-	2,989
Ductos		-	-	1
Plataformas		-	-	-
Reserva (1P)		453.6 <sup>3</sup>	80.564	83.65
Reserva (2P)	MMbpce	523.13	118.74	92.05
Reserva (3P)		543.23	135.94	108.8 <sup>s</sup>
Volumen de aceite a extraer	ммь	235.9	157.2	95.4
Volumen de gas a extraer	МММрс	332.9	100.4	51.90

Inversión	MMUSD	2646.1	955.5 <sup>6</sup>	1,001.427
Gasto de Operación	MMOSD	898.8	212.36	1,865.85

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

- 1. 6 terminaciones son al amparo del Plan Vigente
- 2. La reserva del Plan Aprobado son las reservas certificadas al 1º de enero de 2014.
- 3. La reserva real carresponde a las reservas certificadas al 1º de enero de 2018.
- 4. Lo reserva remanente del Plon Propuesto corresponde a la reserva proyectada a partir de julio de 2019.
- 5. De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Operador.
- 6. Este monto contempla las actividades de abandono que se ejecutarán posterior a la vigencia de la Asignación.

Tabla 10. Comparación de inversiones entre el Plan vigente vs real ejecutado, en la Asignación A-0296-M-Campo Samaria. (Fuente: CNH).

Año	Inve		Gastos de Op (Mmusd)				
	Plan <sup>1</sup>	Real <sup>2</sup>	Plan <sup>1</sup> Re				
2015	604.30	398.70	215.00	87.20			
2016	600.40	109.90	206.40	4.00			
2017	709.40	108.80	166.40	71.80			
2018	401.30	145.20	159.00	34.60			
20193	330.70	192.90	152.00	14.70			
Total	2646.10	955.50	898.80	212.30			

<sup>1</sup>Inversiones y Gastos de Operación del Plan Vigente actualizados a pesos @2019 (T.C. 19.267 pesos/usd). El factor de inflación utilizado para la actualización es de 1.398.

<sup>2</sup> Inversiones y Gastos de Operación de lo real ejecutado actualizados a pesos @2019 (T.C. 19.267 pesos/usd). Los Factores de Inflación utilizados para la actualización son: 2015=1.265

2016=1.104

2017=1.043

2018=0.983

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

<sup>3</sup>Considera lo Planeado para todo 2019 y lo Real ejecutado de enero a septiembre de 2019.

## Seguimiento al Compromiso Mínimo de Trabajo

De acuerdo con el Compromiso Mínimo de Trabajo contenido en el Anexo 2 del Título de Asignación, el Asignatario adquiere el compromiso de cumplir con las actividades físicas e inversiones ahí establecidas. Por lo anterior, en la tabla 11 se muestra lo comprometido en la Asignación A-0296-Campo Samaria.

- Johnson

Tabla 11. Compromiso Mínimo de Trabajo de la Asignación A-0296-M-Campo Samaria. (Fuente: CNH).

Año	CMT Perf.	CMT Term.	CMT RMA	CMT Inv. (mmpesos @2014) <sup>1</sup>	CMT Inv. (mmpesos @2019) <sup>2</sup>	CMT Inv. (mmusd @2019) <sup>3</sup>
2015	38	38	46	8,330.00	11,643.74	604.34
2016	12	12	36	8,277.00	11,569.66	600.49
2017	3	3	26	9,780.00	13,670.57	709.54
2018	3	3	13	5,532.00	7,732.68	401.35
2019	2	2	15	4,559.00	6,372.61	330.75
2020	1	1	14	2,542.00	3,553.23	184.42
2021	0	0	41	1,956.00	2,734.11	141.91
2022	0	0	16	1,953.00	2,729.92	141.69
2023	0	0	1	1,552.00	2,169.40	112.60
2024	0	0	0	1,714.00	2,395.84	124.35
2025	0	0	1	1,639.00	2,291.01	118.91
2026	0	0	0	1,779.00	2,486.70	129.07
Total	59	59	209	49,613.00	69,349.47	3,599.41

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> A precios de 2014.

En la Tabla 12 se presenta lo real ejecutado por el Asignatario en la Asignación A-0296-M-Campo Samaria.

Tabla 12. Actividad Real ejecutada en la Asignación A-0296-M-Campo Samaria. (Fuente: CNH).

Año	Real Perf.	Real Term.	Real RMA	Real Inv. (MMpesos) C/Año <sup>4</sup>	Real Inv. (MMpesos @2019) <sup>5</sup>	Real Inv. (MMusd @2019) <sup>6</sup>
2015*	31	34	29	6,073.00	7,682.00	399.00
2016	0	0	22	1,919.00	2,119.00	110.00
2017	0	0	9	2,012.00	2,098.00	109.00
2018	8	7	30	2,846.00	2,798.00	145.00
2019**	29	24	27	3,716.00	3,716.00	193.00
Total	68	65	117	16,566.00	18,412.00	955.00

<sup>\*</sup>Incluye las actividades realizadas por el Asignatario durante el periodo agosto 2014 a diciembre de 2015

2015=1.265

2016=1.104

2017=1.043

2018=0.983

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

En la tabla 13, se puede observar las desviaciones entre el CMT y lo real ejecutado (Periodo de 2015 a 2019) por el Asignatario.

97, a

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Inversiones del CMT actualizados a pesos@2019.El factor de inflación utilizado para la actualización es de 1.398.

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> El tipo de cambio utilizado es de 19.267 pesos/usd

<sup>\*\*</sup>Incluye las actividades físicas e inversiones ejecutadas por el Asignatario hasta septiembre de 2019

<sup>4</sup> Inversión reportada por el Asignatario correspondiente a pesos@2015, pesos@2016, pesos@2017, pesos@2018 y pesos@2019 respectivamente.

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> Inversiones reales actualizadas a pesos@2019. Los factores de inflación utilizados para la actualización son:

<sup>&</sup>lt;sup>6</sup> Tipo de cambio utilizado es de 19.267 pesos/usd.

Tabla 13. Desviaciones entre el CMT y lo real ejecutado en la Asignación A-0296-M-Campo Samaria. (Fuente: CNH).

Año	Perf.	Term.	RMA	Inv. (MMusd @2019)
2015	-7	-4	-17	-144
2016	-12	-12	-14	-379
2017	-3	-3	-17	-465
2018	5	4	17	-179
2019	27	22	12	-85
2020	-1	-1	-14	-149
2021	0	0	41	-114
2022	0	0	-16	-114
2023	0	0	-1	-91
2024	0	0	0	-100
2025	0	0	-1	-96
2026	0	0	0	-104
Total	9	6	-92	-2,021
Subtotal de años no considerados en el Plan Modificado (2015-2018)	-17	-15	-31	-1,167

La Comisión solicito al Asignatario justificar la desviación de las actividades e inversiones para lo cual, el mismo presentó lo siguiente:

- Para el caso de las perforaciones, el Asignatario manifestó que, debido a una disminución en el ritmo de inversión, así como a un cambio de estrategia de explotación, se reemplazó la ejecución de estas actividades con reentradas en pozos existentes.
- Para el caso de las reparaciones mayores, la disminución de las actividades se debió también a la disminución en el ritmo de inversión.
- La variación entre los recursos de inversión plasmados en el CMT y los ejercidos se debió a que no se autorizaron los recursos totales programados en RO; por lo anterior y en consistencia con los puntos anteriores, se tuvieron diferencias en inversiones por cambio en la estrategia de explotación al reemplazar perforaciones por reentradas.
- Por otro lado, para el caso de la producción de hidrocarburos, se presentó un decremento debido al avance del contacto agua-aceite y la escasa actividad física.

I A

#### Plan de Desarrollo modificado

Para cumplir con el objetivo del Plan de Desarrollo Modificado, el Asignatario contempla la ejecución de las actividades físicas, así como la inversión y gastos de operación presentados en la Tabla 14.

Tabla 14. Actividades físicas y costos contemplados en la Modificación del Plan de desarrollo para la Asignación A-0296-M-Campo Samaria. (Fuente: CNH).

Actividad	2019¹	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Perforación	-	5	2	-	-	-	-	-	-	-	-	•
Terminación	6	5	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ductos	-	1	-		-	-	-	-	-	-	-	-
Infraestructura	-		-	-	-	-	-	-	-	-	~	-
RMA <sup>2</sup>	11	32	34	27	15	22	13	15	10	7	3	4
RME <sup>3</sup>	60	299	353	358	339	330	274	261	206	132	112	82
Taponamientos	-	10	37	17	27	26	27	32	45	47	26	27
Abandono <sup>4</sup>	-	-		-	-	-	-	-		-	-	-
Inversión <sup>5</sup> (Mmusd)	31.10	151.10	154.30	115.40	83.10	76.60	46.80	64.80	53.20	58.10	31.60	41.20
Gastos de Op. (MMusd)	69.00	253.20	242.50	224.70	200.00	173.70	151.00	128,60	105.90	78.50	60.80	46.50

Actividad	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Total
Perforación	-	-		-	-		=	-	-	-	7
Terminación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13
Ductos	-		-	-	-	-	-	-	-	-	1
Infraestructura	-		-		-	-	-	-	=	-	-
RMA <sup>2</sup>	7	2	-	-	-	-	-	-	-	-	202
RME <sup>2</sup>	73	55	34	21	9	5	. 1	2	-		3006
Taponamientos	21	20	16	17	15	11	8	18	17	11	475
Abandono <sup>4</sup>	-	-	-	-	11	8	21	16	22	12	90
Inversión <sup>5</sup> (Mmusd)	31.00	12.20	8.80	9.10	7.30	5.50	4.00	6.00	4.90	5.40	1,001.40
Gastos de Op. (MMusd)	37.70	27.60	19.80	14.10	10.40	8.00	5.80	4.40	3.00	0.60	1,865.80

<sup>1</sup> Considera el periodo octubre-diciembre de 2019.

<sup>2</sup> Cambios de intervalo y rentradas en Cretácico y Cambios de intervalo para Mioceno-Plioceno

<sup>3</sup> Incluye limpiezas de aparejo, estimulaciones, cambios de SAP y cambios de aparejos.

\* Incluye desmantelamiento de ductos, desmantelamiento y recuperación de plantas, equipos y estaciones

<sup>5</sup> Cifras referidas a pesos corrientes @2019, tipo de cambio 20.5 pesos/usd Las cifras pueden variar por redondeo.

## Capacidad de Manejo de la Producción

De acuerdo con el pronóstico de producción de gas de la Asignación A-0296-M Campo Samaria y la capacidad instalada presente y futura de equipos para Transferencia de la Asignación A-0296-M Campo Samaria, sí se cuenta con disponibilidad para el manejo futuro de la producción de dicha asignación, como se muestra en la figura 11. La producción del campo Samaria se maneja a través de líneas de descarga que fluyen a los

plant -

1

J 4

cabezales de recolección Samaria que se indican en la siguiente tabla 15, para ser enviados a la Batería de Separación Samaria II y III. La capacidad de manejo de gas de 400 MMPCD corresponde a la Batería de Separación Samaria II. En la Tabla 16 se muestra el desglose de aprovechamiento de gas correspondiente al Campo Samaria.

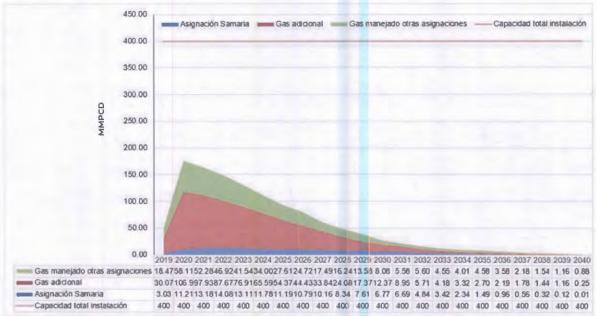


Figura 11. Capacidad de manejo de gas de la Asignación A-0296-M-Campo Samaria para el horizonte 2019-2040. (Fuente: PEP).

Tabla 15. Cálculo de la capacidad de manejo de gas de la infraestructura para la Asignación A-0296-M Campo Samaria, para el periodo 2019-2040. (Fuente: PEP).

Descripción	Concepto	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	Gas producido en la Asignación (MMpcd)	3.028	11.207	13.176	14.077	13.115	11.780	11.195	10.790	10.159	8.343	7.614
Gas total a	Gas adicional manejado en la Asignación (MMpcd)	30.069	106.994	97.928	87.671	76.906	65.591	54.367	44.426	33.838	24.084	17.372
manejar	Gas manejado en la instalación por otras asignaciones (Producción de Asignación (ride y Platanal)	18,465	58.111	52.275	46.916	41.540	34.000	27.606	24.723	17.493	16.239	13.575
Aprovechamiento de gas mediante Transferencia	Nombre, diámetro de linea	Linea 36"Φ x 14.9 km	Línea 36"Φ x 14.9 km	Línea 36"Φ x 14.9 km	Línea 36"Ф x 14.9 km	Linea 36"Φ x 14.9 km	Linea 36"Ф х 14.9 km	Línea 36"Φ x 14.9 km	Línea 36"Φ x 14.9 km	Línea 36"Φ x 14.9 km	Línea 36"Ф x 14.9 km	Línea 36"Ф x 14.9 km
Capacidad total de manejo de gas	(MMpcd)	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Capacidad to aprovechamie (MMpcd)-Gas tot (MMpc	nto de gas al a manejar	348	224	237	251	268	289	307	320	339	351	361

Descripción	Concepto	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Gas producido en la Asignación (MMpcd)	6.768	6.688	4.843	3.423	2.341	1.494	0.955	0.559	0.321	0.124	0.007
Gas total a	Gas adicional manejado en la Asignación (MMpcd)	12.368	8.955	5.712	4.180	3.320	2.697	2.190	1.779	1.445	1.161	0.253
manejar	Gas manejado en la instalación por otras asignaciones (Producción de Asignación Iride y Platanal)	8.082	5.580	5.597	4.548	4.006	4.576	3.583	2.175	1.537	1.161	0.880
Aprovechamiento de gas mediante Transferencia	Nombre, diámetro de línea	Línea 36"Φ x 14.9 km	Línea 36"Ф x 14.9 km	Linea 36"Φ x 14.9 km	Linea 36"Ф x 14.9 km	Linea 36"Ф x 14.9 km	Linea 36"Φ x 14.9 km	Linea 36"Ф x 14.9 km	Línea 36"Φ x 14.9 km	Línea 36"Φ x 14.9 km	Linea 36"Ф x 14.9 km	Linea 36"Φ x 14.9 km
Capacidad total de manejo de gas	(MMpcd)	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Capacidad to aprovechamie (MMpcd)-Gas tot (MMpc	nto de gas al a manejar	373	379	384	388	390	391	393	395	397	398	399

Tabla 16. Desglose de aprovechamiento de gas correspondiente al Campo Samaria

Concepto	PAGNA /a	Plan de Desarrollo	Evaluación Económica	
Producción de gas (MMMPC)	52.44	51.87	51.87	
Transferencia (MMMPC)	299.37	298.80	262.88 <sup>/b</sup>	
Gas Adicional (MMMPC)	249.58	249.58	N/A	
Gas Natural no aprovechado (MMMPC)	2.64	2.64	N/A	

- a. Considerando un factor de conversión de 365.25 días/año
- b. Considera gas de venta más producción de gas de BN

Considerando el pronóstico de producción de aceite y gas en todo el horizonte de extracción de la Asignación A-0296-M Campo Samaria y del resto de las asignaciones manejadas en dicho Centro de Proceso, se observa que la capacidad instalada es suficiente para el manejo de la producción de gas para el resto del pronóstico de producción del campo Samaria.

En el Centro de Proceso Batería de Separación Samaria II, se dispone con la capacidad suficiente para aprovechar el 98% del gas manejado de la Asignación A-0296-M Campo Samaria, las acciones para mantener el aprovechamiento de gas en el 98%, durante el resto de la vigencia de la Asignación A-0296-M Campo Samaria, están orientadas a cumplir con los programas de mantenimiento de los equipos de compresión de gas, a fin

Add to the second secon

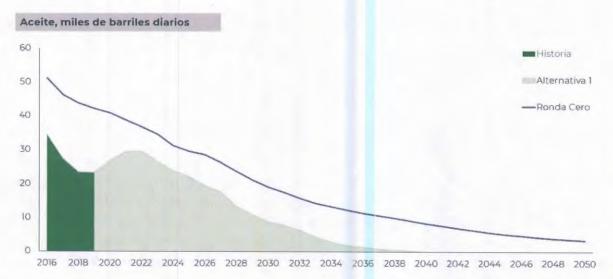
It

de garantizar la disponibilidad de la infraestructura actual para el aprovechamiento de gas.

#### Esquema de explotación propuesto

El título de Asignación vigente considera como Compromiso Mínimo de Trabajo (CMT): 58 perforaciones y terminaciones, de las cuales se ejecutaron 68 perforaciones y 65 terminaciones. Asimismo, el título considera 136 reparaciones mayores, de las cuales se ejecutaron 117. Tanto para las perforaciones, como las terminaciones y reparaciones se considera el periodo 2015-2019.

La presente modificación, apunta al desarrollo de la totalidad de las reservas (1P=2P=3P) de la Asignación para ambos yacimientos, tanto para el Cretácico como para el Mioceno-Plioceno. Se consideran 7 perforaciones, 13 terminaciones, 202 reparaciones mayores, 3006 reparaciones menores, la instalación de 1 ducto y 475 taponamientos, el posterior abandono de instalaciones como líneas de descarga e instalaciones para el año 2040. En la figura 12, se observa de manera comparativa los perfiles de producción de aceite y gas del Plan Vigente y lo contemplado como parte de la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo.



777

J 26 4

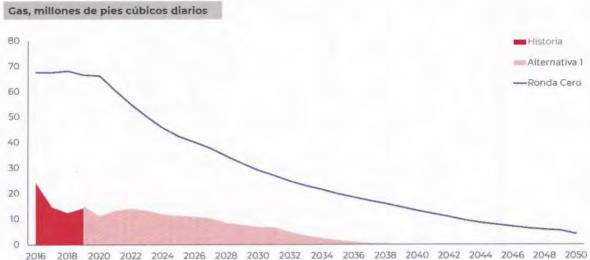


Figura 12. Producción histórica, comparativo con Plan vigente y pronóstico de producción de lo solicitud de modificación del Plan de Desarrollo, Asignación A-0296-M Campo Samaria.

En la tabla 17 se presenta la comparación del volumen de hidrocarburos a producir anualmente para el plan vigente y el plan propuesto, donde se puede observar que para los años de 2019 a 2040, existe una variación mayor al treinta por ciento. Así, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción IV, de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

Tabla 17. Comparativo de producción entre Planes. (Fuente: CNH). Factor de conversión a BPCE: 5.15 MPC/BPCE

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Plan Vigente (MMbpce)	20.08	19.58	18.40	17.29	16.18	14.62	13.80	13.27	12.27	11.07	9.99	9.03
Plan Propuesto (MMbpce)	9.62	10.60	11.70	11.82	10.63	9.54	8.85	7.86	7.15	5.46	4.56	3.71
Variación (%)	52.10	45.87.	36,40	31.63	34.32	34.73	35.86	40.77	41.73	50.64	54.36	58.95

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Plan Vigente (MMbpce)	8.30	7.52	6.85	6.38	5.89	5.47	5.08	4.74	4.36	3.97
Plan Propuesto (MMbpce)	3.33	2.63	1.84	1.19	0.77	0.55	0.32	0.20	0.09	0.01
Variación (%)	59.89	65.06	73.15	81,41	86.93	89.98	93.74	95.81	97.87	99.79

A STATE OF THE STA

t F

#### e) Medición de Hidrocarburos

La Asignación A-0296-M Campo Samaria, se localiza aproximadamente a 20 kilómetros al sureste de la ciudad de Villahermosa, en el municipio de Cunduacán, Tabasco. La asignación A-0296-M-Campo Samaria contempla recuperar en el horizonte 2019-2040, una producción acumulada de 95.4MMb de aceite y 51.9 MMMpc de gas.

El campo Samaria se compone de 572 pozos perforados de los cuales 211 pertenecen al horizonte Cretácico y 361 al horizonte Terciario, cabe resaltar que 323 pozos son clasificados como útiles (155 cerrados con posibilidad y 186 productores) con un gasto de 24,817 bpd, 19.7 MMpcd de gas y 18,723 bpd de agua, datos del mes de octubre del año 2019.

El volumen y calidad de los hidrocarburos de la Asignación A-0296-M-Campo Samaria se determina y asigna de acuerdo con lo establecido en la metodología de balance aprobada mediante el Séptimo Transitorio de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante LTMMH), donde también son considerados como Puntos de Medición los presentados en el Anexo 3 de los mismos Lineamientos. Derivado de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0296-M-Campo Samaria y de conformidad con lo establecido en los artículos 19, 42, 43 y 44 de los LTMMH la Dirección General de Medición y Comercialización de la producción, llevó a cabo el análisis y revisión de la información presentada por Pemex Exploración y Producción (en adelante, Asignatario) con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos.

La Asignación A-0296-M-Campo Samaria cuenta con una red de recolección de pozos, para el acondicionamiento de las corrientes de producción, dichas instalaciones son las siguientes:

- Batería de Separación Samaria III
- Complejo Samaria II, el cual se encuentra constituido por la Batería de Separación Samaria II, Estación de Compresión Samaria II y Planta Deshidratadora Samaria II.

La Batería de Separación Samaria III maneja la producción de pozos del Campo Samaria y pozos de la Asignación A-0275-M-Campo Platanal, la separación de la mezcla se realiza en los separadores verticales de baja presión SVBP-1 y FA-102, asimismo los aforos en el separador de medición de baja presión FA-101, el aceite separado en el proceso previamente mencionado se descarga y envía por presión de separación mediante el

No de la constitución de la cons

FI

Oleoducto BS Samaria III BS Samaria II con direccion a la BS Samaria II, adicionalmente para estas corrientes se tiene la flexibilidad operativa de almacenamiento en los tanques TV-1 y TV-2, para su posterior envío a través del equipo de bombeo MBETH-01 hacia la Batería de Separación Samaria II.

El gas separado en las instalaciones previamente mencionadas y del rectificador FA-103 es enviado mediante un Gasoducto BS Samaria III - BS Samaria II hacia la batería de Separación Samaria II.

Por otro lado la Bateria de Separación Samaria II recolecta la mezcla de hidrocarburos pesados, extrapesados y ligeros de forma multifásica, para su separación en baja presión, recibiendo diferentes corrientes de producción, como: pozos mesozoicos y terciarios del campo Samaria; producción de pozos mesozoicos de la Asignación A-0159-M-Campo Íride; producción de los campos Cunduacán, Chocol, Tokal, Cibix, Cupaché, Tintal y Ayapa del Activo de Producción Bellota-Jujo (APBJ) que dejaran de enviar producción a partir del año 2020 de acuerdo a lo mencionado en el Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0296-M-Campo Samaria; adicionalmente se recibe la corriente proveniente de la Bateria de Separación Samaria III.

La corriente de los pozos previamente mencionada se recibe en el cabezal de carga que alimenta a los Separadores Trifásicos de baja presión FA-101A y FA-101B, con la finalidad de separar la mezcla gas-líquido, posterior a la etapa de separación primaria, el gas pasa a la etapa de rectificación a través de los Rectificadores Verticales FA-101 y FA-102.

El aceite se dirige a la Planta Deshidratadora Samaria II hacia los equipos eliminadores de agua libre para remover el agua, es aguí donde se incorporan las corrientes provenientes de la BS Samaria III, así como aquellas del bombeo intermitente de la BS Cunduacán, dicho aceite se envía a la etapa de estabilización, teniendo como finalidad separar los componentes ligeros y estabilizar el aceite desalojado hacia la succión de envío de crudo, que a su vez se entregan al proceso de Deshidratación y Desalado. En caso de tener alguna falla al proceso continuo de estabilización y como flexibilidad operativa, el crudo se transporta a los Tanques de Almacenamiento TV-1 y TV-2, dicho aceite posteriormente es trasegado a la sección de deshidratación y desalado mediante bombas de trasiego, que operan intermitentemente. Una vez realizado el proceso de deshidratación y desalado en la PD Samaria II, el aceite se reincorpora al Tanque de Balance TB-1 de la BS Samaria II, el cual descarga hacia el cabezal de succión de las motobombas de envío de crudo con dirección al



Centro Comercializador de Crudo Palomas, cabe señalar que el agua residual se envía hacia lo pozos inyectores, para su disposición final.

Para el caso del Gas, tanto el gas amargo obtenido de los separadores trifásicos FA-101A y FA-101B, así como el gas proveniente de los rectificadores de baja presión FA-101 y FA-102, además del recuperado en la torre estabilizadora DA-101 se manejan hacia un cabezal de succión general de la Estación de Compresión Samaria II. Asimismo, en este cabezal se recibe el gas amargo obtenido del separador bifásico FA-102 y rectificador vertical FA-103 provenientes de la Batería de Separación Samaria III. La descarga de gas en alta presión de la EC Samaria II se envía mediante un gasoducto de 24" Ø al área de Trampas Exteriores Samaria II, donde se mezcla con el gas amargo proveniente de la E.C. Cunduacán y E.C. Cunduacán II, teniendo como destino final el CPG Cactus y CPG Nuevo Pemex. En la figura 13, se ilustra la configuración de la red de recolección de la Asignación.

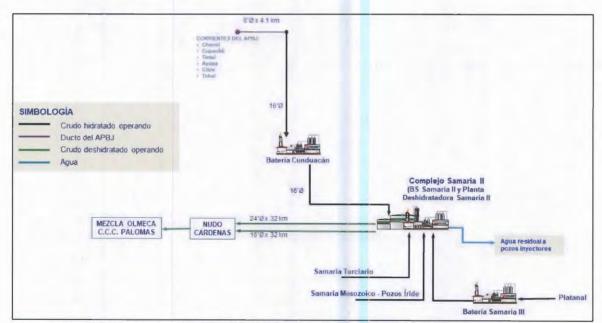


Figura 13. Red de recolección de aceite de la Asignación A-0296-M-Campo Samaria.

En complemento de lo anterior el Asignatario realiza la siguiente propuesta para los Puntos de Medición para el Aceite, Gas y Condensado de la Asignación A-0296-M-Campo Samaria:

#### Medición de Petróleo

Para la cuantificación del aceite, el Asignatario contempla mediciones de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal (Puntos de Medición),

N V

ver figura 14, la cual es un esquema en el que se identifica la medición correspondiente a esta Asignación.

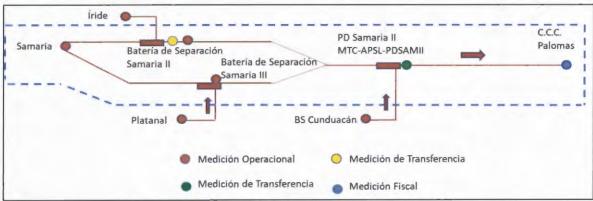


Figura 14. Manejo y Medición de aceite de la Asignación A-0296-M-Campo Samaria. (Fuente: PEP).

Con respecto a la medición de tipo operacional para el líquido de la Asignación A-0296-M-Campo Samaria, se realiza por medio de diferentes técnicas, las cuales consisten en medición en tanques de almacenamiento, medición a la salida del separador en la Batería de Separación Samaria II y medición convencional a boca de pozo, de la siguiente manera:

En la Batería de Separación Samaria II en los tanques de almacenamiento TV-1, TV-2 y TM-1 se realiza mide de forma manual a través de una cinta de medición (medición estática), al igual que en los tanques de almacenamiento TV-1, TV-2 y TM-1 ubicados en la Batería de Separación Samaria III.

Adicionalmente en la Batería de Separación Samaria II se cuenta con dos sistemas de medición localizados a la descarga de aceite de los Separadores Verticales, dichos Sistemas son: MDS-APSL-BSSAMII-MM-1 y MDS-APSL-BSSAMII-MM-3, los cuales cuentan con medidores de tipo Coriolis como Elementos Primarios de Medición.

La medición a boca de pozo para el aceite se realiza a través de un separador trifásico ANSI 300, el cual se encuentra instrumentado con un medidor másico Coriolis para cuantificar el líquido y con un medidor de placa de orificio para determinar la cantidad de gas producido, dicha instrumentación se encuentra instalada en una plataforma que facilita la movilización, instalación y desinstalación del equipo (separador portátil) en un periodo máxima de 5 horas por evento, cabe señalar que la medición de flujo de los pozos será por un periodo mínimo de 8 horas y un máximo de 24 horas, se menciona una frecuencia semestral para realizar el aforo a los pozos.

777

D

I

La medición del tipo referencial se realiza en la Batería de Separación Samaria II, para lo cual se emplean los Sistemas de Medición: MRA-APSL-BSSAMII-1; MRA-APSL-BSSAMII-2 y MRA-APSL-BSSAMII-3, todos contando con medidores de flujo de Tipo Coriolis como elemento primario de medición.

La medición de transferencia se lleva a cabo en la Planta Deshidratadora Samaria II empleando el Sistema de Medición MTCA-APSL-PDSAMII, el cual cuenta con un medidor de flujo del tipo Ultrasónico como elemento primario de Medición.

Se propone como punto de medición de aceite para la Asignación A-0296-M-Campo Samaria el siguiente:

 Centro Comercializador de Crudo Palomas (C.C.C. Palomas): Sistemas de Medición PA-100, PA-200 y PA-300 con medidores de tipo Ultrasónico como elemento primario de medición.

#### Medición de Gas Natural

Para la cuantificación del gas, el Asignatario contempla mediciones de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal (Puntos de Medición), ver figura 15 la cual es un esquema en el que se identifica la medición correspondiente a esta Asignación.

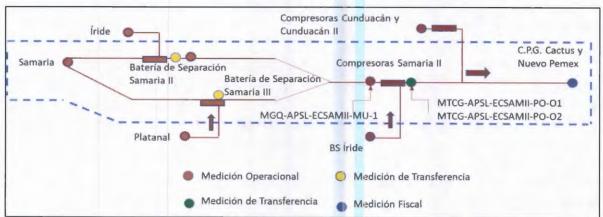


Figura 15. Manejo y Medición de Cas de la Asignación A-0296-M-Campo Samaria. (Fuente: PEP).

La medición de tipo operacional para el gas se realiza en la Batería de Separación Samaria II en la descarga de los Separadores Verticales, mediante dos Sistemas de Medición: MDS-APSL-BSSAMII-MM-2 y MDS-APSL-BSSAMII-MM-4, que cuentan con medidores tipo Vórtex como elemento primario de medición.

No contract of the contract of

F 4
32

La medición a boca de pozo para el gas se realiza de la misma forma que la medicion del líquido previamente descrita, empleando un medidor de placa de orificio ubicado a la salida del separador portátil ANSI 300.

La medición del tipo referencial se lleva a cabo en la Batería de Separación II y III: En la Batería de Separación Samaria II se realiza la medición a través de los Sistemas de Medición MRG-APSL-BSSAMII-PO-1, MRG-APSL-BSSAMII-PO-2 y MRG-APSL-BSSAMII-PO-3, los cuales cuentan con Placas de Orificio como elementos primarios de medición. En el caso de la Batería de Separación Samaria III se cuenta con el Sistema de Medición MRG-APSL-BSSAMIII-PO-1, que cuenta con medidores de Placa de Orificio como elemento primario de medición.

La medicion de transferencia de gas se efectúa en la Estación de Compresión Samaria II, donde se cuenta con los Sistemas de Medición MTCG-APSL-ECSAMII-PO-1 y MTCG-APSL-ECSAMII-PO-2, ambos contando con Placas de Orificio como elemento primario de medición. Cabe señalar que PEP manifiesta que el MTCG-APSL-ECSAMII-PO-2 se encuentra "en programa" para obtener el valor de incertidumbre de medida, teniendo como fechas senaladas para la estimación de incertidumbre el mes de octubre y diciembre del ano 2019, por lo que deberán ingresar dicha información con el fin de dar cumplimiento a los LTMMH.

Los Puntos de Medición de gas propuestos para la Asignación A-0296-M-Campo Samaria son dos, los cuales son los siguientes:

- Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex: Sistemas de Medición PM-11 con medidores de placa de orificio como elementos primarios de medicion
- Centro Procesador de Gas Cactus: Sistema de Medición PM-66 con medidores de placa de orificio como elementos primarios de medición.

#### Condensado

Los Puntos de Medición propuestos para realizar la medición de condensados líquidos para la Asignación A-0296-M-Campo Samaria son dos, los cuales son los siguientes.

• Centro Procesador de Gas Cactus: Sistema de Medición FE-420 con medidores másicos tipo Coriolis como elemento primario de medición, y Sistema de Medición FE-1420 con medidores de placa de orificio como elemento primario de medición.









Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex: Sistema de Medición FE-44201 y FE-4420 II con medidores del tipo placa de orificio como elemento primario de medición, y Sistema de Medición FE-4420 III y FE-4420 IV con medidores tipo Másico Coriolis como elemento primario de medición.

Los condensados cuantificados en los Puntos de Medicion propuestos se forman en el proceso de transporte

Adicional a los puntos de medición propuestos por el Asignatario, se menciona que se realizará la determinación teórica del condensado con base at API MPMS 14.5.

#### Manejo del Agua

En la medición convencional el agua se determina tomando una muestra de líquido (aceite-agua) y se le realizan pruebas de laboratorio con el fin de determinar el contenido de esta.

Posteriormente el agua se mide en la Planta Deshidratadora Samaria II en los tanques de almacenamiento, empleando el método manual, donde se inserta la cinta de medición con una pasta marcadora de agua, con el fin de determinar el volumen de dicho fluido, cabe señalar que la totalidad de agua se envia a inyección en pozos inyectores del campo.

#### 1. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

Una vez revisada la información e identificada la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para la A-0296-M-Campo Samaria se llevo a cabo la siguiente evaluación:

#### **Datos Generales:**

Tipo de Plan a evaluar:

Nombre del Asignatario o Contratista. No. de Contrato o Ayanoción: Nambre de la Asianación o Área Contractual:

Pemex Exploración y Producción

Plan de Desarrollo

A-0296-M Campo Samaria Campo Samana



Articulo de los Presentó Cumplimient Requerimiento Criterio de evaluación Descripción breve de la información presentada Observaciones o Si/No LTMMH/Contrato/Gu Sillin El. Asignatario presenta y describe la propuesta El asignatario manifiesta que considera la para el manejo de los hidrocarburos del Área contractual con la finalidad de mantener la construcción y puesta en operación de Propuesta de maneio determinación y asignación de producción base y seguir modificando el factor de infraestructura de manejo y transporte, de los hidrocarburos 5 Si LTMMH. Capitulo III y IV volumen y calidad de los desde pozo hasta el declinación e incrementar los facotres de resallando que no se modifica la hidrocarburos PM recuperación, optimizando la infraestructura y el infraestructura relacionada a los procesos de mantenimiento a ductos, información ubicada en el medición de fluio documento pdf del PDE Presenta como propuesta de Puntos de Medición Presentó la descripción e información para hidrocarburos liquidos los ubicados en CCC relacionada con los sistemas de medición Palomas, para Gas y Condensado los CPG Cactus Propuesta de Puntos ubicados en los Puntos de Medición, y 2 LTMMH, Capitulo II De los sistemas de medición Si Si de Medición y Muevo Pernex, siendo medición dinámica en adicionalmente lo relacionado con mediciones estos puntos mediante sistemas descritos en la de transferencia, referencia y operacional. opinión lécnica. El Asignatario presenta su política de medición la De acuerdo a la información oresentada se cual se encuentra basada en la aplicación y identifica que la política de medición se cumplimiento a la normatividad aplicable, así como a encuentra sustentada en un documento Deberà dar cumplimiento al artículo 3 42 fracción l Política de medición Si Si la adopción de un sistema de gestión basado en la conocido como plan rector, con la finalidad de 6 de los LTMMH norma iso 10012, información ubicada en el implementaria y difundirla al interior de la documento POF presentado. compañía. **Procedimientos**: Presenta el procedimiento para mantenimiento a los P ienta los programas de mantenimiento para los Puntos de Medición y mediciones sistemas de medición, el cual se encuentra ubicado Si Mantenimiento Si en los anexos, carpeta 2 de anexos del artículo 42 existentes, además del programa de LTHANH implementación de los procedimientos. Presenta el procedimiento para confirmación Presenta los programas de confirmación metrológica para los Puntos de Medición y metrológica a los sistemas de medición, el cual se Confirmación Si Si mediciones existentes, además del programa etrológica Presentar los procedimientos y encuentra ubicado en los anexos, carpeta 2 de anexos del artículo 42 LTMMH. de implementación de estos procedimientos. programas de actividades elacionados con la implementació 4 42, fracción II de los procedimientos solicitados. es decir programas de calibración Presenta el procedimiento para la elaboración del Elaboración de de confirmación metrológica, de balance de aceile y gas, el cual se encuentra Si 9 Ver apartado de producción y balance ubicado en los anexos, carpeta 2 de anexos del mantenimiento. balance articulo Q LTMMH Presenta el procedimiento para calibración a los Presenta los programas de calibración para Calibración de los los Puntos de Medición y mediciones sistemas de medición e instrumentos que los S S instrumentos de existentes, además del programa de conforman, el cual se encuentra ubicado en los nedida anexos, carpeta 2 de anexos del artículo 42 LTIMMH implementación de estos procedimientos Adicionalmente a los diagramas a El Asignatario presenta los diagramas generales del presentar (DTI's, isométricos), se proceso para aceite y gas, donde se identifican los incluirá un diagrama general con la Adicionalmente a los diagramas se presenta la diferentes tipos de medición a realizar, así mismo descripción de la conformación de los sistemas descripción del manejo de los también se presenta los diagramas Diagramas generales de medición tanto para hidrocarburos líquidos 5 42 fracción III hidrocarburos desde los pozos. Si Si correspondientes a las instalaciones que conforman de infraestructura como para gas que se encuentran a lo largo de hasta el punto de medición. el Mecanismos de Medición desde el pozo hasta el la travectoria del maneio de estos ndicando los sistemas de medición Punto de Medición, esta información se encuentra operacional, referencial y de en el documento PDF Mecanismos de Medición transferencia existentes. estas ubicaciones y cambios deberán Se presenta la ubicación de los sistemas de mantenerse actualizados y deberán formar Ubicación de los medición mediante coordenadas geograficas, Cumplimiento al articulo 19, parte del censo que se entrega anualmente de 9 Si 6 42 fracción IV instrumentos de fracción I de los LTMMH además de su categoria o uso, información ubicada conformidad con los LTMMH y utilizando los medicion en los anexos del PDE, carpeta 2, documento odf. formatos correspondientes Presentar los diagramas de los De acuerdo a la información presentada se instrumentos de medida (DTI's identifican los diagramas isométricos Adicionalmente presenta algunos DTI's, estos isométricos) Adicionalmente Diagramas de los correspondientes a los sistemas de medición diagramas deberan mantener actualizados ya especificar si se cuenta con 5 existentes, en los cuales se observa la 7 47. fracción V instrumentos de Si que forman parte de la información documenta patrones de referencia en sitio o conformación de los sistemas de medición, medida bien los a utilizar en caso de no de los Mecanismos de Medición. información ubicada en el documento pdf contar con ellos, de conformidad mecanismos de medición y carpeta anexa con el articulo 22 de los LTMMH

8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a los establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre	54	S	De acuento a la información presentada no se identifica el uso compartido de los puntos de medición propuestos.	Sin observaciones
9	42, franción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las imstalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos.	operadores.  Todos aquedos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	Si	Si	El contratista presenta los programas correspondientes a la implementación de los requestico para el cumplemiento de los LTMIM- Información ubicada en la carpeta la dell anexo Mecanismos de Medición	Entre los programas se encuentran los relacionados con la implementación de los procedimientos, así cemo el desamrollo de actividades para el cumplimiento a los requerimientos de implementación de los Mecanismos de Medición de la Asignación
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capitalo VI de los LTMIRH, y se deberán reportar los vidores de inceridambre estimada para los sistemas de medición que conformen el Mecanismo de Medición de la Augnación, incluyendo los presupuestos de inceridambre y evidencia de lo intrazibilidad de los sistemas de recedición correspondientes como socorte.	Si	5	Se presenta presupuestos de incertidumbre correspondentes a los Pratos Medición, así como los programas refacionados para su actualización, con la finalitud de mantiener una mejora continua a los sistemas, información ubicada en los anexos, carpeta 2 anículo 42 LTMMH.	Adicionalmente a esto presentan el program de actualización de los incentidumbres pera todas las mediciones que conforman los Mecanismos de Medición
11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones econômicas relacionadas con las actividades de implementación, niamientmiento y aseguramiento de la medición durante el Plan de Desamolio, los cuales tendián como finalidad el dar cumplimiento a los valores de incerdidumbre estableccios en los LTMBH.	54	Si	De acuerdo a la información presentada por el Asignatarios es identifica un análisas técnico- económico, en el cual se incluyen las inversiones y gastos o perativos relacionados con medición e implementación de los Mecanismos de Medición hasta el año 2040.	Estos gastos e inversiones de acuerdo a lo observado garantizará):ri los parámetros de incendumbre solicitados en los LTMBH; siempre y cuando se lieve a cabo el correcto seguimiento a las mismas.
12	42 fracción X	Programa de implementación de la Bitácora de registro	Deberá dar cumplemiento at articulo 7, tracción f/ articulo 10, articulo 42 fracción X, articulo 50	9	Si	De acusrdo a la información presentada, se identifica que la blácora de registro ya se encuentra en proceso de implementación, y que esta cumple can fos traquerimientos minimos de información a contener de acuerdo a lo establecido en los LTMMH.	Cabe resultar que la información a contener dará cumprimiento a lo indicitado en los LTMMH, residando que durante el año 2019 a mantendrá en actualización de los registros i senirá como repositorio para la implementacións del sistema de gesidar y genenciamiento de la medición que propone e operador, presentiando el programa correspondiento.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	5	5/	El Asignatario presenta los programas de diagnós toos a los sistemas de medición que conforman los Mecanismos de Medición, información que se encuentra ubicado en el documento PDE Hecanismos de Medición y en los enesos, carpeta 2 mícilido 42 LTMMH.	Sin observaciones
14	42, fracción XII	Compelencias técnicas	Se tendrán que incluir certificados, reconocimentos, endencias que dernuestran que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalador Adicionalmente se debe inclur el organigarma y OV's del personal involucirado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación.	58	5	Se presenta evidencia de las competencias técnicas del personal relacionado con medición, incluyendo los CV's correspondientes:	Adicionalmenile presenta el programa de capacitación del personal en el cual se encuentra incluido el Rissponsable Oficial propuesto
15	42, fracción XIII	indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 29, 29, 30, 31, 32 y 33	S	9	Presenta propuesta de cinco indicadores de desemperlo, información que se encuentra en los anexas ce medición, los cuales cumplen con la información minima a contener de acuerdo a lo establecido en los LTMMH.	Se identifica que manifiesta con estos indicadores el complimento a lo salicitado en los LTMAH para los indicadores, sin embargo una vez implementados estos deberan ser evaluados en su ejecución y cumplimiento. Adicionalmente presenta las guaise para la implementación de estos indicadores propuestos.
16	42, Iracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al articulo 9, incluyendo sus datus generales como es el puesto que ocupa en la empresa y sus datos de contacto	Si	Si	Presenta la designación del Responsable Oficial	Se identifica al Administrador del activo integri de producción bloque SO2, como responsable oficial ante CMH
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tuberia, verificar en diagramas.	5	Si	De acuerdo a los diagramas presentados no se identifican derivisciones en los sistemas de medición	+
18	19, fracción III	Telemetria	Presentar la descripción de los sistemas telemetricos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar cun ellos	9	Si	El Operador Petrolero presenta la descripción de los sistemas telemetricos con que cuenta en los Puntos de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19	Sin Observaciones
19	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petroliero deberá garantezar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinor en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el articulo 28 de los presentes Lineamientos.	Si	Si	De acuendo a los procedimientos presentados para la determinación de calidad y su asignación el Operador Petrolero asegura su determinación en los Puntos de Medición	Se identifica que para el acete y gas los punto propuestos cumpliran con la calidad, dilizand la infraestructura existente de permex
20	19, fracción V	Computation de flujo	El Punto de Medición deberá inchar un computador de flujo con las funciones de segundad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resiguardor la información.	si	Si	Los Puntos de Medición propuestos cuentan con- eiermetros tercianos (computador de flajo), los cuates cuentan con seguridad para su acceso y contineme los algoritmos de calculo para la deferminación de los volumenes netos.	

21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o mernacionales	Şı	No	Se presentan certificados de cafibración como evidencia de la trazabilidad de los intrumentos de medida, información obicada en los anesos, carpeta 2 artículo 42 LTMMH, incertidumbre de medida.	Se derrifica que hay programas asociados a la calibración con lo cual el Operador Petrolero asegura la trazoltalidad de los inofrumentos, programas que deberán ser actualizados anualmente, y resiguardados sus resultados en el sistema de gestión y genenciamiento de la medición.
22	22	patrones de referencia ripo lubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos legidos, incluyendo los condensados, debe án estar dispuestos con un patrón de referencia legio toberás permante. En casos excepcionales, Patrones portáfiles	Si	54	Se identifican en los diagramas de instrumentación algunos patrones tipo tuberla enstalados en siño, para algunos de los sistemas instalados en los Puntos de Medición.	Presenta la descripción e identificación de los patrones, así como la exidencia de su trazabilidad para poder ser utilizados, por lo que servia virgostante que esta información se encuentre respando mediante su sidema de gestión y genericamento, por otra parten se resulta que donde no ser cuenta con estus patrones lo trazabilidad se dará a tráves dercenta acceptados. Cabo señalar que el patron bidreccional se encuentra obicado en el COC Palomas.
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y illi del articulo 23. Presentiar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o caliculo para el balance del área	S	Sı	Para el agua congenita, se cuenta con una pienta de deshidratación y envira a pozos lemma, la cual es medida de manera estática en tanques deshibratadores	Presenta procedimiento de medición estática en tanques verticales.
24	24	De la medición multifásica, fracciones (, 8 y 8	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Estracción	No	No	No presenta propoesta de medición multifásica, para ta medición operacional de pozos	El Operador munibesta que no empleará la tecnología de medición multifásica en los pozos de la Asignación A-0296-M-Campo Samara.
25	VI 9 anexo I guía de planes	Medición en pruebas de pozo	Presentar la descripción breve de los puntos de medición, tipo y especificaciones de medición, incerdidumbre asociada, y adiada de los hatrocarburos, adicional la ubicación en la que se entregarán al comercializador los hatrocarburos.	No	No	No presenta propuesta para pruebas de pozo de conformidad con el artículo 36 de los LTABIH.	Sin abservaciones

## Producción y Balance

El operador petrolero presento los procedimientos para la asignación de la producción, de petróleo y gas con base en las mediciones fiscales, de transferencia, de referencia y operacionales. Estos procedimientos describen los pasos para asignar la producción a la asignación A-0296-M - Campo Samaria y sus respectivos pozos considerando el porcentaje de aportación de cada una de las corrientes que confluyen a la Batería de Separación Samaria II donde se tiene medición de referencia, estas corrientes corresponden a la Batería Cunduacán y a los campos Íride y Platanal. En lo que respecta a la determinación del volumen de condensados el operador también presenta el procedimiento para estimar el contenido de líquido teórico de una corriente de gas mediante el estándar API 14.5.

El proceso de balance se realiza con los datos diarios de producción, de distribución y los puntos de venta, al fin de mes se verifica la información operativa y oficial, haciendo una nueva iteración en el cálculo de las redes con los datos oficiales se determina la asignación de la producción en función de los resultados provenientes de los sistemas de medición fiscal, los cuales son el Centro Comercializador de Crudo Palomas para el petróleo y los Centros Procesadores de Gas Cactus y Nuevo Pemex para el gas.

Los puntos de muestreo para determinar la calidad de los hidrocarburos de la Asignación A-0296-M-Campo Samaria se encuentran en la bajante de cada uno de los pozos de la asignación, donde se tiene un arreglo para llevar a cabo mensualmente el muestreo de los hidrocarburos líquidos

And I want to the second secon

DE T

conforme a la práctica ASTM D 4057 y GPA 2166 para el muestreo de los hidrocarburos gaseosos.

## Solicitud de Opinión Secretaria 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 No. 250.776/2019** de fecha 03 de diciembre de 2019, respectivamente a lo cual mediante el **Oficio No. 352-A-I-054** de fecha 10 de diciembre de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador y correspondiente a la Asignación A-0296-M-Campo Samaria"...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta.", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

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

A STORY

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

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

## f) Comercialización

La estrategia del Asignatario respecto al petróleo producido en el área de Asignación tiene como prioridad satisfacer el requerimiento del Sistema Nacional de Refinación (SNR), por otro lado, de existir volumen excedente de producción de petróleo acondicionado y en especificaciones de calidad para venta será exportado a través de Petróleos Mexicanos Internacional (PMI) mediante contratos evergreen o mercado spot.

Para el gas húmedo amargo producto de la separación y estabilización, la estrategia comercial del Asignatario es venderlo a Pemex Transformación Industrial (PTRI) por medio de los Centros Procesadores de Gas Cactus y Ciudad Pemex.

Por otra parte, en el Plan presentado se prevé que el limite económico de la Asignación se alcanzará en el ano 2040, sin embargo, en los perfiles de producción presentados por el Operador se visualiza que el campo estará produciendo hasta el año 2035, con una calidad que oscila entre los 21-23 API, no obstante, el petróleo producido será mezclado con el petróleo de otras Asignaciones para ser comercializado como crudo Istmo (32-33 API y un 1.8 S%).

Por otra parte, tratandose del gas, la calidad esperada a producir en la Asignación se visualiza en la tabla 18:

Tabla 18. Calidad esperada a producir en la Asignación A-0296-M-Campo Samaria, (Fuente: PEP).

	Asignación	A-0296-M Campo Samaria
	Fecha de muestra	sep-19
	Ácido Clorhídrico	0
	Ácido sulfhídrico	0.16
	Dióxido de Azufre	0
0	Dióxido de Carbono	0.32
Ε	Etano	3.46
de	Hexanos	0.17
Componentes en % de mol	Hidrógeno	Ú
en	i-Butano	0 12
e S	i-Pentano	0.01
'n	Metano	<b>79</b> .82
пe	Monóxido de Carbono	0
ğ	n-Butano	0.34
E	Nitrógeno	14.57
ŭ	Nonanos	0
	n-Pentano	0.12
	Propano	0.9
	Total	100
	Peso Específico (kg/m³)	0
fes	Peso Molecular (g/mol)	19 057
Propiedades	Poder Calorífico (BTU/FT³)	919 601
ob	Presión (Kg/cm²)	80.2
P	Temperatura (°C)	48
	Densidad (kg/m³)	0.6577

Sin embargo, es importante señalar que el gas producido en la Asignación sera mezclado con el gas de otras Asignaciones, por lo cual, será procesado para llevarlo a las especificaciones comerciales predominantes en los CPG's Cactus y Nuevo Pemex.

Por lo que respecta a los precios del petróleo, este se obtiene tomando como base el precio de venta del crudo maya, al cual se le realizan ajustes por diferencial de calidad y se le restan los costos de transporte.

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

realizando un comparativo entre el Poder Calorífico del Gas producido en la Asignación y el Poder Calorífico de las RNG.

En cuanto a la tarifa de transporte del Aceite esta es igual a 0.002 usd / barril, mientras que el Gas producido no tiene costos asociados al transporte, almacenamiento o logística.

a.

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

En virtud de lo anterior, se señala que el Asignatario da cumplimiento a lo establecido en el numeral 4.2.5. de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

# g) Análisis Económico<sup>1</sup>

La opinión económica relativa a la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-296-M-Campo Samaria (la Solicitud de Modificación), se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente:

- a. La variación de los montos de inversión y gastos operativos del Plan vigente respecto a los presentados en la Solicitud de Modificación, y en los reportes mensuales presentados por el Asignatario.
- b. El desglose del Costo Total del proyecto (Programa de Inversiones y Otros Egresos), contenido en la Solicitud de Modificación.
- c. La consistencia de la información económico-financiera, incluida como parte de la Solicitud de Modificación.
- d. Una evaluación económica del proyecto de desarrollo del Campo, con base en la información presentada como parte de la Solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo.

Man Andrews

## Variación de los montos de inversión y gastos operativos

El Plan de Desarrollo vigente para la Asignación, considera inversiones y gastos operativos del orden de **6,014.14** millones de dólares², correspondientes al período 2015 a 2034³, de los cuales:

- **3,869.77** millones de dólares (64% del total) corresponden a inversiones, y
- 2,144.37 millones de dólares (36% del total) corresponden a gastos operativos.

Como referencia, en el año 2015 a 2018 de implementación del Plan de Desarrollo vigente, el Asignatario reporta<sup>4</sup> un monto erogado del orden de **960.17** millones de dólares, (**762.59** millones de dólares de inversiones y **197.57** millones de dólares de gasto operativo), lo que representa el 16% del monto previsto en el Plan de Desarrollo vigente.

Como parte de la Solicitud de Modificación, el Operador propone, para el periodo de 2019 a 2034, una inversión de **991.41** millones de dólares<sup>5</sup>, así como **1,833.63** millones de dólares de gastos operativos; para un monto total del orden de **2,825.04** millones de dólares.

Tal y como se muestra en la figura 16, lo anterior representa un decremento cercano al 37%, respecto de los montos totales esperados bajo el Plan de Desarrollo vigente, considerando los costos erogados con anterioridad.

Así, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción III, de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

d d

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Todos los montos señalados en esta opinión se presentan en dólares de septiembre del 2019: en su caso, los pesos se convierten a dólares de su fecha de registro, y posteriormente se actualizan considerando el INPP de Estados Unidos. Lo anterior, para poder realizar los comparativos correspondientes.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> La totalidad de los montos contenidos en el presente apartado se presentan en dólares de septiembre del 2019. En el caso de los montos erogados, éstos se calculan con base en el tipo de cambio promedio de cada año y, posteriormente, se actualizan considerando el INPP del mes de septiembre de Estados Unidos.

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> El año 2034 corresponde a la vigencia de la Asignación del Plan vigente.

<sup>&</sup>lt;sup>4</sup> De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Operador en sus reportes mensuales.

<sup>&</sup>lt;sup>5</sup> De esta cifra, 991.41 millones de dólares, 881.90 millones corresponden a inversión en el periodo 2019-2034; y 109.51 millones de dólares relacionados a la actividad de Abandono con un horizonte de tiempo a 2040.

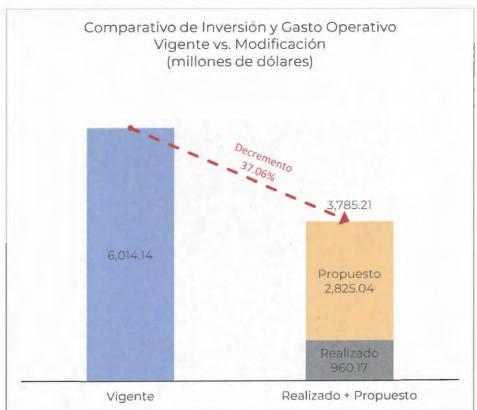


Figura 16. Comparativo de inversión y gasto operativo del Plan vigente respecto a la modificación del Plan. (Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por PEP)

# 2. Desglose del Costo Total del Proyecto

A continuación, se presenta el detalle del Costo Total del Proyecto el cual incluye el Programa de Inversiones. El Programa de Inversiones, se presenta desglosado por "Actividad" y "Sub-Actividad", de conformidad con lo establecido en los "Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos; de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público" (los Lineamientos de Costos).

Los **2,825.04** millones de dólares, contenidos en el Programa de Inversiones de la Solicitud de Modificación, se distribuyen en 3 Actividades, de conformidad con lo siguiente:

Desarrollo (3.48 %), Producción (92.65%), y Abandono (3.88%) (Figura 17). En la tabla 19 se muestra el desglose total del proyecto.

Audust 1

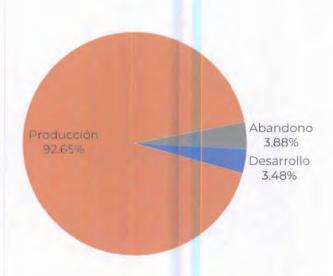


Figura 17. Distribución del Programa de Inversiones por Actividad (Fuente: Análisis de la CNH con base en la infarmación presentada por el PEP)

Tabla 19. Desglase del Costo Total del proyecto (Fuente: Información presentada por el Operador)

Actividad	Sub-Actividad	Total (millones de dólares)
	General a	33.63
Desarrollo	Perforación de Pozos	60.11
Desarrollo	Construcción Instalaciones	4.07
A.	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0.39
	General <sup>b</sup>	1,928.56
	Ingeniería de Yacimientos	0.78
	Construcción Instalaciones	29.08
Producción	Intervención de Pozos	585.26
	Operación de Instalaciones de Producción	50.26
	Ductos	12.35
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	11.05
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	109.51
Prograi	ma de Inversiones (Inversión y Gasto Operativo	2,825.04

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

- a. Considera 1.84 MMUSD en Inversiones en Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto; así como 31.80 MMUSD de Gasto Operativo.
- b. Considera 126.72 MMUSD en Inversiones asociadas a Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto y Servicios de soporte; así como 1,801.83 MMUSD de Gasto Operativo, de los cuales 1,231.51 corresponden a compras de gas.

## 3. Consistencia de la Información económico-financiera

Derivado del análisis realizado por la Comisión, se corroboró que la información económico-financiera presentada como parte de la Solicitud de Modificación es consistente con las actividades físicas propuestas en el

Plan. Asimismo, el Operador presentó dicha información de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Costos emitidos por la Secretaría de Hacienda.

# 4. Evaluación económica del proyecto de desarrollo del Campo Samaria

#### 4.1 Premisas de la evaluación económica

A continuación, en la tabla 20 se resumen las principales premisas utilizadas para la evaluación económica realizada por la Comisión, obtenidas a partir de los perfiles de inversión, gasto operativo, otros egresos y producción, así como la propuesta de tipo de cambio presentados por el Asignatario:

Tabla 20. Premisas de la evaluación económica (Fuente: Información presentada por el Operador

Premisas	Valor	Unidades
Producción de aceite	93.74	millones de barriles
Producción de gas	50.61	miles de millones de pies cúbicos
Gas transferido <sup>a</sup>	258.20	miles de millones de pies cúbicos
Precio del aceite <sup>b</sup>	53.17	dólares por barril
Precio del gas <sup>c</sup>	4.59	dólares por millar de pie cúbico
Inversiones	991.41	millones de dólares
Gasto operativo <sup>d</sup>	1,833.63	millones de dólares
Otros ingresos <sup>e</sup>	13.81	millones de dólares
Tasa de descuento	10	%
Tipo de cambio	20.5	pesos / dólar

#### Notas:

- a. Gas producido y adicional menos volumen no aprovechado y gas de sellos.
- b. Promedio simple del perfil de precios presentado por el Operador.
- c. Índice de Referencia de Precios de Gas Natural publicado por la Comisión Reguladora de Energía para la Región VI (donde se ubica el Campo) en septiembre de 2019.
- d. Considero un monto por 217.04 millones de dólares asociadas al concepta "Reserva laboral" el cual, fue considerado como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
- e. Manto que Pemex específica se refiere a los ingresos por concepto de manejo de la producción de otros Campos en las instalaciones de Samaria.

#### 4.2 Resultados de la Evaluación Económica

Como resultado de la evaluación económica realizada por la Comisión respecto a la Solicitud de Modificación, se observa que, asumiendo una tasa de descuento del 10%, el valor presente neto (VPN) del proyecto antes del pago de derechos e impuestos, es equivalente a un total de **2,006.09** millones de dólares, mientras que el valor presente de las inversiones (VPI) es equivalente a **646.13** millones de dólares. Lo anterior representa una

J J I -

relación de VPN/VPI de **3.10** así como una relación beneficio costo (RBC) equivalente a **2.11.** 

Una vez incorporado el régimen fiscal para asignaciones previsto en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH), se obtiene que, después del pago de derechos y del pago del Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH), el VPN para el Operador es de 427.80 millones de dólares. En ese sentido, bajo las premisas económicas realizadas como parte de la evaluación, se espera que el Operador obtenga una relación VPN/VPI equivalente a 0.66, así como una RBC de 1.13.

Finalmente, como parte de la evaluación económica se hizo una estimación del VPN del Operador, asumiendo el pago del Impuesto sobre la Renta (ISR) bajo las reglas establecidas en la LISH y la Ley del ISR. Bajo dicho ejercicio, el Operador obtiene un VPN 255.72 millones de dólares, lo que representa una relación VPN/VPI de 0.40, así como una RBC de 1.07.

A continuación, en la tabla 21 se muestran los resultados descritos:

Tabla 21. Resultados de la evaluación económica (Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operadar)

Indicador	Antes del Pago de Derechos e ISR	Después del Pago de Derechos <sup>a</sup>	Después del Pago de Derechos e ISR <sup>b</sup>
VPN (mmUSD)	2,006.09	427.80	255.72
VPI (mmUSD)		646.13	
VPN/VPI (USD/USD)	3.10	0.66	0.40
RBC (USD/USD)	2.11	1.13	1.07

- a. Considera el cobro del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida (tasas de 65% en 2019, 58% en 2020 y 54% para el periodo restante) y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
- b. Considera el cobro del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida (tasas de 65% en 2019, 58% en 2020 y 54% para el periodo restante), el Impuesto par la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, osí como el Impuesto Sobre la Renta (ISR).

#### 4.3 Consideraciones

Con base en los resultados del análisis, se destaca que, bajo los supuestos discutidos anteriormente y bajo las disposiciones previstas en la LISH y

The state of the s

y Ff

demás normativa aplicable, el proyecto analizado resulta viable y supone un flujo de recursos para el Estado durante el periodo de 2019 a 2034.

A partir de la información presentada en esta sección Análisis económico considerando las premisas expuestas, se concluye que los montos estimados permitirían realizar las actividades contempladas en el Plan de Desarrollo bajo condiciones económicamente viables considerando el régimen fiscal aplicable.

## h) Programa de Aprovechamiento de Gas Natural

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación fue aprobado el 20 de junio de 2018 mediante la Resolución CNH.E.37.002/18, en dicha resolución se solicitó la actualización de los calendarios de actividades de las 70 asignaciones que a la fecha de la Resolución cumplian con la Meta de aprovechamiento de Gas en los términos referidos en el Considerando Sexto fraccion II de la Resolución citada. incluida la Asignación A-0296-M - Campo Samaria.

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

El Asignatario presentó en la modificación al Plan de Desarrollo, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, el cual fue analizado por esta Comisión y se concluye que la solicitud considera una actualización debido a que la producción documentada abarca mayor tiempo comparado con la información presentada por PEP en agosto de 2018. (Tablas 22, 23, 24 y 25).

Tabla 22 Programa mensual de aprovechamiento de das 2019 (Fuente, PEP).

Programa de gas (MMPCD)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom. 2019
Producción de gas*	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	12.164	12.037	11.845	3.028
Autoconsumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo Neumático	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conservación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transferencia	0.000	0.000	0.000	0 000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	131.533	130.446	129.533	32.894
Gas Adicional	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	120.197	119.229	118.458	30.069
Gas Natural no aprovechado	0.000	0.000	0.000	0 000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.828	0.821	0.770	0.203
% de aprovechamiento	94 31 pt 3	N-3151	NA 2 N	N.A. Siri	N.A. Er p. 1	NA an Frid	ti q Azizii	ta A r€ r pri T	*, 5 50 CL :	99.4%	99.4%	99.4%	99.4%

gob.mx/cnh rondasmexico.gob.mx hidrocarburos.gob.mx

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

Programa de gas (MMPCD)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom. 2020
Producción de gas*	11.627	11.375	11.260	11.112	11.105	10.976	10.959	10.793	10.695	10.524	11.296	12.752	11.207
Autoconsumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo Neumático (propio)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conservación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transferencia	126.008	124.587	121.132	119.157	118.585	116.955	115.098	115.940	115.927	112.607	111.027	109.679	117.201
Gas Adicional	115.381	114.212	110.872	109.045	108.480	106.979	105,138	106.146	106.232	103.083	100.731	97.927	106.994
Gas Natural no aprovechado	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
% de aprovechamiento	99.2%	99.2%	99.2%	99.2%	99.2%	99.2%	99.1%	99.1%	99.1%	99.1%	99.1%	99.1%	99.2%

Tabla 24. Programa mensual de aprovechamiento de gas 2021 (Fuente: PEP).

Programa de gas (MMPCD)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom. 2021
Producción de gas*	12.792	12.882	12.700	12.651	12.996	13.322	13.258	13.832	13.710	13.434	13.220	13.287	13.176
Autoconsumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo Neumático (propio)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conservación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transferencia	112.274	113.079	110.280	108.554	111.434	112.624	110.625	110.805	109.053	109.323	107.024	106.353	110.104
Gas Adicional	100.482	101.197	98.580	96.903	99.438	100.302	98.367	97.973	96.343	96.889	94.805	94.066	97.928
Gas Natural no aprovechado	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
% de aprovechamiento	99.1%	99.1%	99.1%	99.1%	99.1%	99.1%	99.1%	99.1%	99.1%	99.1%	99.1%	99.1%	99.1%

Tabla 25. Programa mensual de aprovechamiento de gas 2022-2040 (Fuente: PEP).

Programa de gas (MMpcd)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Producción de gas*	14.077	13.115	11,780	11.195	10.790	10.159	8.343	7.614	6.768	6.688	4.843	3.423
Autoconsumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo Neumático (propio)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conservación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transferencia	100.948	89.220	76.671	64.962	54.715	43.597	32.127	24.735	18.936	15.493	10.445	7.528
Gas Adicional	87.671	76.906	65.591	54.367	44.426	33.838	24.084	17.372	12.368	8.955	5.712	4.180
Gas Natural no aprovechado	0.800	0.800	0.700	0.600	0.500	0.400	0.300	0.250	0.200	0.150	0.110	0.075
% de aprovechamiento	99.2%	99.1%	99.1%	99.1%	99.1%	99.1%	99.1%	99.0%	99.0%	99.0%	99.0%	99.0%

2034	2035	2036	2027	2020	2020	2040
2004	2033	2030	2037	2038	2039	2040
2.341	1.494	0.955	0.559	0.321	0.124	0.007
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0
5.606	4.151	3.115	2.314	1.766	1.285	0.260
3.320	2.697	2.190	1.779	1.445	1.161	0.253
0.055	0.040	0.030	0.023	0.000	0.000	0.000
99.0%	99.0%	99.0%	99.0%	100.0%	100.0%	100.0%
	0 0 0 5.606 3.320 0.055	2.341     1.494       0     0       0     0       0     0       5.606     4.151       3.320     2.697       0.055     0.040	2.341     1.494     0.955       0     0     0       0     0     0       0     0     0       5.606     4.151     3.115       3.320     2.697     2.190       0.055     0.040     0.030	2.341         1.494         0.955         0.559           0         0         0         0           0         0         0         0           0         0         0         0           0         0         0         0           5.606         4.151         3.115         2.314           3.320         2.697         2.190         1.779           0.055         0.040         0.030         0.023	2.341         1.494         0.955         0.559         0.321           0         0         0         0         0           0         0         0         0         0           0         0         0         0         0           0         0         0         0         0           5.606         4.151         3.115         2.314         1.766           3.320         2.697         2.190         1.779         1.445           0.055         0.040         0.030         0.023         0.000	2.341         1.494         0.955         0.559         0.321         0.124           0         0         0         0         0         0           0         0         0         0         0         0           0         0         0         0         0         0           0         0         0         0         0         0           5.606         4.151         3.115         2.314         1.766         1.285           3.320         2.697         2.190         1.779         1.445         1.161           0.055         0.040         0.030         0.023         0.000         0.000

Referente a las acciones y proyectos requeridos para el cumplimiento de la meta de aprovechamiento del gas, no se programan inversiones y actividad física en materia de adecuación o modificaciones de instalaciones para el Aprovechamiento y Destrucción Controlada, debido MA

a que, desde el inicio de la presente modificación, se contará con un aprovechamiento de gas de 99%. En atención al artículo 39, fracción VII de la LORCME, la meta de aprovechamiento de gas (MAG), iniciará y mantendrá de manera sostenida un nivel de aprovechamiento del 99% anual a partir del año 2019 hasta el año 2037, del año 2038 al año 2040 se pronóstica tener una MAG del 100% dentro de la Asignación A-0296-M-Campo Samaria. Dicho porcentaje, tal como manifiesta PEP se analizará con los indicadores de desempeño referidos dentro del Plan.

En las baterías de separación Samaria II y Samaria III y la estación de compresión Samaria II, en donde se aprovecha el gas de la Asignación A-0296-M Campo Samaria, se cuenta con capacidad instalada suficiente para el manejo total del gas de la asignación y de todas las corrientes que llegan a esta instalación, no obstante, la quema se tiene programada cuando se ejecuten ciertas actividades enlistadas a continuación:

- Quema rutinaria.
- Libranza y movimientos operativos.
- Mantenimiento de equipos de compresión.
- Causas no imputables o caso fortuito.

Lo anterior como se puede apreciar en la figura 18 y de acuerdo con lo establecido en el Artículo 6. De la Destrucción Controlada del Gas Natural Asociado, fracción II, de las DISPOSICIONES Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos. Asimismo, se hace mención que, con los valores programados de meta de aprovechamiento de gas natural asociado, se da cumplimiento al Artículo 14. Del establecimiento de la Meta de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, fracción II de las mencionadas Disposiciones Técnicas.

+7

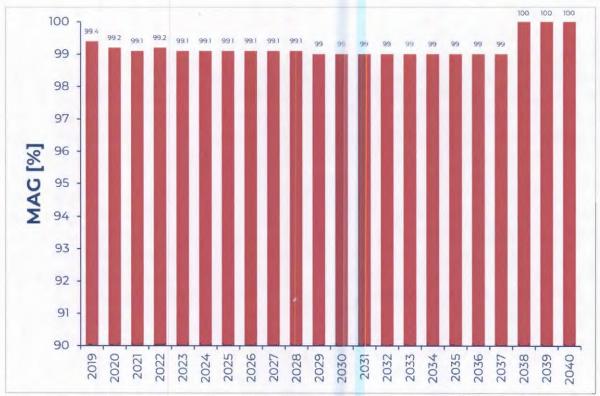


Figura 18. Meta de Aprovechamiento de Gas pronosticada (2019-2040) (Fuente: PEP)

# i) Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa en la extracción y métricas de evaluación del Plan

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación del Plan de Desarrollo, a continuación, en la tabla 26 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme al artículo 1, fracción VI de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 43 fracción III de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 102 de los Lineamientos.

Tabla 26. Indicadores de desempeño propuestos para la Asignación A-0296-M-Campo Samaria. (Fuente DED)

Indicador de gestión	Formula de medición	Unidad de Medida	Meta	Frecuencia de evaluación	Cu	adriles (%	Fuente de la información	
Índice de paros no programados	$\begin{aligned} \textbf{IPNP} &= \frac{\sum_{i=1}^{n} \text{Horas totales de paro no programado de equipo}}{\sum_{\ell=1}^{n} \text{Horas totales por equipo (24 horas por día)}} * 10 \end{aligned}$	%	≤ 4.0	Mensual	4.1-5.0	5.1-5.9	>6	Equipos de compresión

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 31 fracciones VI y VIII de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la LORCME, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Asignatario, 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.

ii. Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan se verificará el número por tipo de actividades programadas respecto de las ejercidas y erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la tabla 27.

Tabla 27. Actividades programadas respecto de las actividades a ejercer y erogaciones

contempladas en la Modificación del Plan.

Actividad Programada	20191	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Perforación	-	5	2	-	-	-	-	-	-	-	-	•
Terminación	6	5	2	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ductos	-	1	-	-	-	-	-	-		-	-	-
Infraestructura	-		-		-	-	-		-	-		-
RMA	n	32	34	27	15	22	13	15	10	7	3	4
RME <sup>2</sup>	60	299	353	358	339	330	274	261	206	132	112	82
Taponamientos	-	10	37	17	27	26	27	32	45	47	26	27
Abandono <sup>3</sup>	-		-	-			-		-	*	*	*
Inversión <sup>4</sup> (Mmusd)	31.10	151.10	154.30	115.40	83.10	76.60	46.80	64.80	53.20	58.10	31.60	41.20
Gastos de Op. (Mmusd)	69.00	253.20	242.50	224.70	200.00	173.70	151.00	128.60	105.90	78.50	60.80	46.50

Actividad	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Total	Ejercidas	% de Desviación
Perforación	-	-	-	-	-		-	-	-	-	7	+	
Terminación	-		-	-	-	-	-	-		-	13		
Ductos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1		
Infraestructura	-	-	-	-		-	-	-			*		
RMA	7	2	-	-	-	4	-	-	-	÷	202		
RME <sup>2</sup>	73	55	34	21	9	5	1	2	-	٠	3006		
Taponamientos	21	20	16	17	15	11	8	18	17	11	475		
Abandono <sup>3</sup>		-	-		11	8	21	16	22	12	90		
Inversión* (Mmusd)	31.00	12.20	8.80	9.10	7.30	5.50	4.00	6.00	4.90	5,40	1001.40		
Gastos de Op. (Mmusd)	37.70	27.60	19.80	14.10	10.40	8.00	5.80	4.40	3.00	0.60	1865.80		

iii. 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 28.

Tabla 28. Programa de inversiones desglosado por subactividad petrolera (Fuente: Comisión).

	Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
	Desarrollo			
1	General <sup>a</sup>	\$ 33.63		
- 11	Perforación de Pozos	\$ 60.11		
111	Construcción Instalaciones	\$ 4.07		
IV	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$ 0.39		
	Producción			
- 1	General <sup>b</sup>	\$ 1,928.56		
11	Ingeniería de Yacimientos	\$ 0.78		
111	Construcción de Instalaciones	\$ 29.08		
IV	Intervención de Pozos	\$ 585.26		
V	Operación de Instalaciones de producción	\$50.26		
VI	Ductos	\$ 12.35		
VII	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$ 11.05		
	Abandono			
1	Desmantelamiento de instalaciones	\$ 109.51		
Total I	Programa de Inversiones (inversión y Gasto operativo)	\$ 2,825.04		

iv. Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas a la producción de hidrocarburos en la Asignación (Tabla 29), misma que está condicionada al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de gas que se obtenga derivada de ejecución de las actividades.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Considera el periodo octubre-diciembre de 2019.

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> Incluye limpiezas de aparejo, estimulaciones, cambios de SAP y cambios de aparejos.

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> Incluye desmantelamiento de ductos, desmantelamiento y recuperación de plantas, equipos y estaciones.

<sup>4</sup> Cifras referidas a pesos corrientes @2019, tipo de cambio 20.5 pesos/usd

Tabla 29. Indicadores de desempeño de la producción de gas y aceite en función de los pronósticos de producción (Fuente: Comisión con información presentada por PEP).

Fluido	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Producción de aceite programada (Mbd)	24.66	26.87	29.50	29.65	26.57	23.86	22.08	19.44	17.62	13.35	11.02	8.85
Producción de gas programada (MMpcd)	13.116	11.207	13.176	14.077	13.115	11.780	11.195	10.790	10.159	8.343	7.614	6.768
Producción de gas real (MMpcd)												
Producción de aceite real (Mb)												
Porcentaje de desviación (%)												

Fluido	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Volumen por recuperar de aceite MMb (2019-2040)	Volumen por recuperar de gas MMMpc (2019-2040)
Producción de aceite programada (Mbd)	7.82	6.26	4.37	2.79	1.82	1.31	0.76	0.48	0.23	0.02	95.40	
Producción de gas programada (MMpcd)	6.688	4.843	3.423	2.341	1.494	0.955	0.559	0.321	0.124	0.007		51.90
Producción de gas real (MMpcd)												
Producción de aceite real (Mb)												
Porcentaje de desviación (%)												

El Asignatario deberá presentar a la Comisión aquellos reportes que permitan dar seguimiento y verificar el cumplimiento de la ejecución del Plan de Desarrollo, en los términos que establecen el artículo 43 de los Lineamientos, así como el artículo 24 de las Disposiciones.

# 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-0296-M Campo Samaria, sin perjuicio de la obligación de PEP de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el Plan.

Mediante oficio 250.004/2020 del 8 de enero de 2020, la Comisión remitió a la Agencia la información presentada por el Asignatario a efecto de que sea considerada en los trámites o autorizaciones que al efecto el Asignatario tenga iniciado ante dicha autoridad como parte del Sistema de Administración de riesgos correspondiente.

Cabe señalar que esta Comisión tiene conocimiento que mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 del 13 de julio de 2017, la Agencia otorgó a PEP el Sistema de Administración de Riesgos identificado con el número ASEA-PEM16001C/AI0417

La Comisión se encuentra en espera de la respuesta de la Agencia respecto de la **AUTORIZACIÓN** de las actividades planteadas por el REGULADO para ser realizadas en la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0296-M Campo Samaria.

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

# VI. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

Mediante oficio **250.003/2020** del 8 de enero de 2020, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión sobre el programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional.

Esta Comisión aún no cuenta con la opinión que corresponde emitir, en el ámbito de sus atribuciones, a la Secretaría de Economía sobre dicho programa, motivo por el cual una vez que, en su caso, esa autoridad emita la opinión en sentido favorable, se tendrá por aprobado y formará parte del Plan de Desarrollo para la Extracción.

Lo anterior en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos y tomando en consideración la competencia material de la Secretaría de Economía en materia de Contenido Nacional.

En el supuesto de que la Secretaría de Economía emita una opinión en sentido no favorable a dicho programa, PEP estará obligado a presentar una modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción.

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-0296-M Campo Samaria, 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.

# VII. Obligaciones de PEP

- 1. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el Plan de Desarrollo por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen.
- 2. El Asignatario deberá dar aviso a esta Comisión Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción con base al artículo 10, fracción IV y al artículo 48 de los LTMMH la información actualizada referente a los registros e información técnica derivada de la implementación y operacion de los Mecanismos de Medición y la entrada en funcionamiento de los Sistemas de Medición.
- 3. Los volúmenes y calidades del Petróleo, Gas Natural y Condensado producidos, así como los medidos en el Punto de Medición, deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los formatos del anexo l de los LTMMH y normatividad vigente. Asimismo, el Asignatario deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balance alguno.
- 4. El Asignatario 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.
  - 5. 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.
  - 6. Actualizar y mantener actualizado el censo de los sistemas de medición usados en los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición operacional, referencia y transferencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen.
- 7. El Asignatario deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición.
- 8. El Asignatario deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en el Punto de Medición de los hidro

Audiel ----

de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH.

- 9. El Asignatario deberá reportar la producción de condensados en el formato CNH\_DGM\_VHP de los LTMMH. En el formato CNH\_DGM\_VHPM de los LTMMH, PEP reportará los condensados líquidos medidos en los Puntos de Medición, así mismo se deberán de reportar los condensados equivalentes calculados, mismos que se deberán de calcular tomando como base el estándar API MPMS 14.5 utilizando como insumo los resultados de análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado para el área de asignación.
- 10. El Asignatario deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico en laboratorio del Gas Natural producido, así como un análisis cromatográfico en el Punto de Medición para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.
- 11. El Asignatario deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente. atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos tales como: diagnósticos; programas: procedimientos; presupuestos incertidumbre del volumen medido estimado sobre el volumen a condiciones de referencia; monitoreo y transmisión de los datos en tiempo real y de cada una de las variables asociadas a los sistemas de medición de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), debido a que son parte de los Mecanismos de Medición y del Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición, así como lo establecido en el presente Dictamen.
- 12. Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Asignatario deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el presente Dictamen, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados lineamientos.
- 13. El Asignatario deberá de informar a la Comisión cuando se tenga el presupuesto de incertidumbre del Sistema de Medición MTCG-APSL-ECSAMII-PO-2 de tipo Transferencia para Gas, ubicado en la Planta\_Deshidratadora Samaria II, con el fin de dar cumplimiento al contenido de los LTMMH.

Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, PEP deberá someter a consideración de la Comision la aprobacion de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el presente Dictamen, sin periuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados Lineamientos.

#### Opinión a la modificación al Anexo 2 del Título de VIII. **Asignación**

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

En ese sentido, el Anexo 2 indica que las actividades mínimas que debe realizar el Asignatario consisten en la perforación y terminación de 59 pozos y la ejecución de 209 reparaciones mayores.

Al respecto se advierte que el Plan propuesto por PEP no es coincidente con las actividades establecidas en el Compromiso Mínimo de Trabajo del Título de Asignación, esto debido al comportamiento actual del campo, así como a la aplicación de métodos de recuperación.

A fin de reflejar la realidad de la Asignación, PEP, requiere modificar las actividades que tenía contemplado ejecutar en el Plan vigente.

Con la modificación del Plan, se plantea recuperar un volumen de reserva que es de 95.4 MMb de aceite y 51.9 MMpc de gas y se estima a recuperar en el año 2040.

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

# COMPROMISO MÍNIMO DE TRABAJO (CMT) DEL TÍTULO VIGENTE

En la tabla 30, se muestran las Metas Físicas del CMT establecido en el Titulo de Asignación vigente de las Asignación.

Tabla 30. Metas Físicas, establecidas en el Título de Asignación Vigente de la Asignación A-0296-M -Campo Samaria.

Año	Perf.	Term.	RMA
2015	38	38	46
2016	12	12	36
2017	3	3	26
2018	3	3	13
2019	2	2	15
2020	1	1	14
2021	-	- 1	41
2022	-	-	16
2023	-	-	1
2024	-	-	0
2025	-	-	7
2026	-	-	-
Total	59	59	209

#### **ACTIVIDADES REALES**

En la tabla 31, se muestran las actividades **Reales Ejecutadas** por el Asignatario.

Tabla 31. Actividades Reales ejecutadas por el Asignatario en la Asignación A-0296-M -Campo Samaria.

	Sain	aria.	
Año	Perf.	Term.	RMA
20151	31	34	29
2016	0	0	22
2017	0	0	9
2018	8	7	30
2019 <sup>2</sup>	29	24	27
Total	68	65	1

Incluye las actividades realizadas por el Asignatario durante el periodo agosto 2014 a diciembre de 2015, de conformidad con los criterios acreditados por la Secretaria de Energía, mediante oficio 521.DGEEH.375/18 con fecha del 26 de junio de 2018.

#### **DIFERENCIA Y JUSTIFICACIONES**

A continuación, se muestran las desviaciones entre lo establecido como CMT en el Título de Asignación Vigente (2015 – 2019) y lo real ejecutado (en el periodo 14 de agosto de 2015 – septiembre de 2019), Tabla 32.

S LEES

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup>Incluye actividades ejecutadas por el Asignatario al 30 de septiembre de 2019.

Tabla 32. Desviaciones entre lo establecido como CMT en el Titulo de Asignación y lo real

Año	Real-CMT Perf.	Real-CMT Term.	Real-CMT RMA		
2015	-7	-4	-17		
2016	-12	-12	-14		
2017	-3	-3	-17		
2018	5	4	17		
2019	27	22	12		
Total	10	7	-19		

La Comisión solicito al Asignatario justificar la desviación de las actividades e inversiones para lo cual, el mismo presentó lo siguiente:

- Para el caso de las perforaciones, el Asignatario manifestó que, debido a una disminución en el ritmo de inversión, así como a un cambio de estrategia de explotación, se reemplazó la ejecución de estas actividades con reentradas en pozos existentes.
- Para el caso de las reparaciones mayores, la disminución de las actividades se debió también a la disminución en el ritmo de inversión.
- La variación entre los recursos de inversión plasmados en el CMT y los ejercidos se debió a que no se autorizaron los recursos totales programados en RO; por lo anterior y en consistencia con los puntos anteriores, se tuvieron diferencias en inversiones por cambio en la estrategia de explotación al reemplazar perforaciones por reentradas.
- Por otro lado, para el caso de la producción de hidrocarburos, se presentó un decremento debido al avance del contacto agua-aceite y la escasa actividad física.

Derivado del análisis anterior y tomando en consideración las actividades programadas en el Plan de Desarrollo vigente, se concluye:

- Para el caso de las perforaciones y terminaciones, PEP ha ejecutado 10 y 7 actividades adicionales, respectivamente, durante el periodo 2015-2019; sin embargo, en el rubro de las RMA, existe un rezago de 19 actividades no ejecutadas.
- Con el Plan modificado propuesto, (2019+), PEP considera realizar un mayor número de actividades; modificar el CMT para incluir el

full .

-22

J. A

incremento en dichas actividades conforme al Plan modificado propuesto para el periodo 2020-2026 y adecuarlo para en el periodo 2015-2019 conforme a las actividades físicas ya ejecutadas, dejaría al Título de Asignación con un excedente de perforaciones y terminaciones, situación que no representaría algún problema para el CMT.

 Mientras el Asignatario haya planteado justificaciones y aclaraciones respecto al aparente desfase de RMA, se recomienda proponer adecuar el CMT para el periodo 2015-2019, considerando las actividades físicas ya ejecutadas, y adicionar lo correspondiente al Plan modificado para el periodo 2020-2026, en los siguientes términos (Tabla 33):

Tabla 33. Propuesta de adecuación del CMT, en el periodo 2015-2026 al Título de la Asignación.

Metas físicas (número) <sup>1,2</sup>	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Perforaciones	31	0	0	8	29	5	2	-	-	-	-	-
Terminaciones	34	0	0	7	24	5	2	-	-	-	-	
Reparaciones mayores	29	22	9	30	27	32	34	27	15	22	13	15

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> 2015-2019 conforme a actividades físicas ejecutadas de agosto de 2014 a septiembre de 2019.

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

# IX. Opinión a la modificación del Término y Condición Cuarto del Título de la Asignación

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

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

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> 2020-2032 conforme a actividades físicas plasmadas en el Plan propuesta.

descrito y en atención a los términos contenidos en el presente Dictamen Técnico.

#### Resultado del dictamen técnico Χ.

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la LORCME, así como los artículos 21, 22, 25, 59 fracciones I, II, III, IV, V, 62 fracciones II, III y IV de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Titulo de Asignación

# a) Acelerar el Desarrollo del conocimiento del Potencial Petrolero del país

La caracterización estática y dinámica que se ha realizado a los vacimientos dentro de la Asignación, así como los resultados de los pozos perforados en los diferentes horizontes geológicos y la aplicación de diversos métodos de recuperación mejorada como la inyección alterna de vapor durante la explotación de los yacimientos del Plioceno-Mioceno y Cretácico, han aportado experiencia al Asignatario en el desarrollo del Campo Samaria lo cual mitiga la incertidumbre en campos vecinos.

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

El desarrollo de las actividades físicas propuestas en la modificación del Plan de Desarrollo por el Asignatario consistentes en la realización de 7 perforaciones, 13 Terminaciones, 202 RMA ´s, 3006 RME s, la instalación de 1 Ducto, el taponamiento de 475 pozos y el abandono de 90 instalaciones; coadyuvarán a incrementar la producción para recuperar un volumen de 95.4 MMb de aceite y 51.9 MMMpc de gas en el periodo de Octubre 2019 a diciembre de 2040; lo anterior permitirá un incremento en el Factor de Recuperación de la Asignación de 36.80% a 38.80% en aceite y de 38.60% a 39.60% en gas natural asociado.

# c) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación

El campo Samaria es un campo con una alta complejidad técnica, en el cual se han implementado métodos de recuperación mejorada como bombeo mecánico o inyección de vapor. En este sentido, el Asignatario plantea la recuperación del total de las reservas cuantificadas para la Asignación a través de la presente modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, el taponamiento de pozos y el abandono de infraestructura.

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

Las actividades planteadas por PEP para llevar a cabo dentro de la Asignación durante la ejecución de la modificación del Plan de Desarrollo consisten en 7 perforaciones, 13 Terminaciones, 202 RMA´s, 3006 RME´s, la instalación de 1 Ducto, el taponamiento de 475 pozos y el abandono de 90 instalaciones, dichas actividades están orientadas a la recuperación de la totalidad de las reservas remanentes. Por lo anterior, se determina que la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo promueve el desarrollo de las actividades de extracción y así, se considera viable continuar la producción de hidrocarburos a través de las actividades de desarrollo, producción y abandono planteadas por el Asignatario.

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

Una vez analizada la información remitida por el Asignatario, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar en el ámbito técnico para la consumación y abandono del campo propuesto en la presente modificación son adecuadas para realizar las actividades de Extracción de Hidrocarburos en la Asignación, las cuales, contribuirán a maximizar el factor de recuperación, llegando a un factor final de 38.80% de aceite y 39.30% de gas, en condiciones económicamente viables.

# f) El programa de aprovechamiento del Gas Natural

Previo a la presentación de la Solicitud, el 20 de junio de 2018, la Comisión aprobó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación mediante Resolución CNH.E.37.002/18, misma que en su Resolutivo Cuarto solicitó a PEP la actualización del calendario de actividades relacionado con dicho programa.

A Target

En atención a lo anterior, por escrito PEP-DG-SCOC-458-2018 recibido en la Comision el 13 de agosto de 2018, PEP presentó la actualización del Programa de Aprovechamiento. En consecuencia, mediante oficio 250.718/2018 del 12 de noviembre de 2018, la Comisión tuvo por actualizado dicho programa.

Ahora bien, se advierte que el Asignatario presentó en la solicitud de modificación al Plan diversa información relacionada con el PAGNA, la cual fue analizada por esta Comisión y se llegó a la conclusión que mantiene el cumplimiento del aprovechamiento del gas de 98 %.

Cabe hacer mención que la Solicitud considera actualizaciones respecto de dicho Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, por lo que se mantiene en los términos previamente aprobados por esta Comisión. Sin menos cabo a lo anterior. PEP deberá continuar con cumplimiento de cada una de las obligaciones establecidas en las Disposiciones para dar seguimiento al programa de aprovechamiento.

## q) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Asignatario, respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación A-0296-M-Campo Samaria en la solicitud de aprobación de la modificación de su Plan de Desarrollo, la cual consiste en manejar y medir la producción de los hidrocarburos desde los pozos hasta los Puntos de Medición mediante los sistemas de medición propuestos para aceite en el C.C.C. Palomas; para gas los CPG Cactus y Nuevo Pemex, y para Condensados los ubicados en el CPG Nuevo Pemex y CPG Cactus, los cuales fueron presentados como parte de los Mecanismos de Medición en el Plan de Desarrollo, comprometiéndose con esto a las fechas de ejecución y entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados, los cuales fueron revisados y evaluados para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, en los términos que establecen los LTMMH, cumpliendo así con la normatividad vigente para la medición dinámica de los hidrocarburos a producirse.

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

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

- Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Asignatario para el Plan de Desarrollo, con base en el artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:
- i. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 9, 19, 21, 22, 23, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
- ii. Se analizó la información proporcionada por PEP respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
- Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por PEP.
- iv. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio No. 250.776/2019 de fecha 03 de diciembre de 2019, respectivamente a lo cual mediante el Oficio No. 352-A-I-054 de fecha 10 de diciembre de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador y correspondiente a la Asignación A-0296-M-Campo Samaria"...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta.", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:
  - De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los Lineamientos, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
  - 2) Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los Lineamientos Técnicos.

777

1/1

- 3) De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los Lineamientos, que los hidrocarburos a evaluar en el punto de medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos. observando en todo momento lo indicado en este artículo.
- 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos lineamientos.
- 5) Dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.
- 2. Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:
  - a. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medición se concluye que es viable y adecuada en su implementación para la Asignación.
  - b. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional y de Transferencia. Se determina que deberá dar mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los sistemas de medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
  - c. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte de PEP, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.
  - d. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área de Asignación A-0296-M-Campo Samaria en los Puntos de Medición y

hidrocarburos.gob.mx

gob.mx/cnh rondasmexico.gob.mx

conforme a los Mecanismos, el Asignatario deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo presentado, por lo que ya no se deberá utilizar la metodología del Séptimo Transitorio ni considerar el Punto de Medición del Anexo III de los LTMMH.

## h) Recomendaciones

Derivado del análisis técnico realizado a la información presentada por el Asignatario se estima necesario realizar las siguientes recomendaciones:

Realizar la actualización de los modelos estático y dinámico a nivel Terciario con la finalidad de identificar zonas de interés o intervalos susceptibles de ser explotados con una estrategia de pozos in-fill. Realizar la actualización del cálculo del volumen original para cada yacimiento y por ende para la Asignación.

Realizar un programa continuo de toma de información a nivel Cretácico para determinar su comportamiento.

Para el control de la producción de agua de formación en los pozos productores del cretácico, analizar alternativas tecnológicas para mitigar sus efectos y en lo posible alargar la vida productiva del yacimiento.

Realizar una revisión de los procesos de inyección de agua y nitrógeno al yacimiento del cretácico, con objeto de evaluar sus beneficios, además de considerar la comunicación con el resto de los campos del Complejo Antonio J. Bermúdez con objeto de analizar la implementación de un proceso de Recuperación Mejorada de forma integral.

Para el caso del proceso de inyección de vapor en las arenas del terciario, analizar la implementación de nuevas tecnologías en terminación de pozos que permitan mejorar el alcance de las estimulaciones.

A nivel Terciario, se recomienda optimizar las condiciones de operación de los equipos de Bombeo Mecánico y Bombeo de Cavidades Progresivas, además, con el incremento en el corte de agua, se debe visualizar a mediano plazo la implementación de sistemas artificiales de menor costo.

A nivel Cretácico, se recomienda revisar y optimizar las condiciones de operación de los equipos BEC, así como realizar los análisis causa-raíz de las fallas. Así mismo, se deberán optimizar los costos por compra de gas de BN y se deberá mejorar la producción de aceite.

gastos de inyección de gas del Bombeo Neumático (BN), con lo cual se optimizarán los costos por compra de gas de BN.

The state of the s

Establecer una estrategia con diferentes escenarios para el taponamiento de pozos y desmantelamiento de infraestructura de la Asignación con objeto de optimizar costos de mantenimiento y propias de la actividad.

Presentar ante esta Comisión en tiempo y forma todos los datos adquiridos durante el desarrollo del campo (perforación, producción, monitoreo de parámetros del yacimiento, entre otros) con el fin de enriquecer y favorecer los procesos que se llevan a cabo en la misma.

En caso de que no se tengan los resultados esperados en el desarrollo de los yacimientos y se modifique la estrategia de extracción documentada en el Plan de Desarrollo para la Extracción, PEP deberá presentar para su aprobación la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción con base en los supuestos II, III, IV y XI del artículo 62, Capítulo II de los Lineamientos.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, asociado a la Asignación A-0296-M-Campo Samaria, mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características de la Asignación, toda vez que se cumple con lo establecido en los Lineamientos. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan permite evaluar de manera positiva los elementos considerados en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y se alinea con los principios establecidos en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

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

**ELABORÓ** 

ING. MIGUEL ANGEL IBARRA RANGEL

Director General Adjunto

Dirección General de Dictámenes de Extracción

**ELABORÓ** 

BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA

Directora General Adjunto Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica

**ELABORÓ** 

ING. JOSÉ FERNANDO MONTERO VEGA

Jefe de Departamento Dirección General de Medición y Comercialización De la Producción

REVISÓ

LIC. JORGE LUIS PÉREZ OLEA

Director General Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica REVISÓ

LIC. LUIS MORALES VALLES

Director General

Dirección General de Medición y

Comercialización De la Producción

MTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁE

Director General Dirección General de Dictámenes de Extracción

AUTORIZO

ING. JULIO CESAR TREJO MARTÍNEZ

Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos publicado en el Diario Oficial de la Federación el 27 de junio de 2019, 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-0296-M-Campo Samaria.