



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

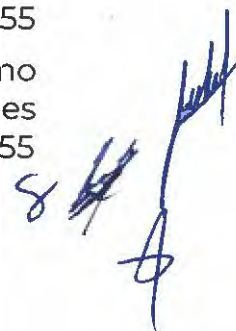
# Dictamen Técnico de la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo Para la Extracción de Hidrocarburos

**Asignación A-0340-M-Campo Tizón**  
Pemex Exploración y Producción

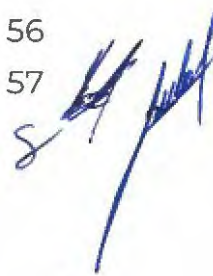
Marzo 2020

## CONTENIDO

Asignación A-0340-M-Campo Tizón.....	1
Dictamen Técnico de la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo Para la Extracción de Hidrocarburos	1
I. Identificación del Operador y del Área Asignada	4
II. Elementos generales del Plan	5
III. Relación Cronológica del Proceso de revisión	7
IV. Criterios de Evaluación	8
V. Análisis y Evaluación de los Elementos del Plan	9
a) Características Generales y propiedades de los yacimientos de la Asignación.....	9
b) Motivo y Justificación de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción.....	14
c) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos.....	14
d) Comparativo de la actividad física del Plan vigente contra la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo.....	16
e) Pozos perforados y pozos a perforar.....	19
f) Comparativo de las alternativas evaluadas para la modificación del PDE.....	20
g) Análisis técnico de la solicitud de modificación al PDE.....	23
h) Evaluación económica.....	26
i) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.....	33
j) Comercialización de Hidrocarburos.....	42
k) Programa Aprovechamiento del Gas Natural.....	49
VI. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y métricas de evaluación de la modificación al Plan	50
VII. Sistema de Administración de Riesgos	54
VIII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional	54
IX. Sentido del dictamen técnico	55
a) Acelerar el Desarrollo del conocimiento del Potencial Petrolero del país.....	55
b) Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables.....	55



b) Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables .....	55
c) Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país .....	55
d) La tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables.....	56
e) El programa de aprovechamiento del gas natural.....	56
f) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.....	57



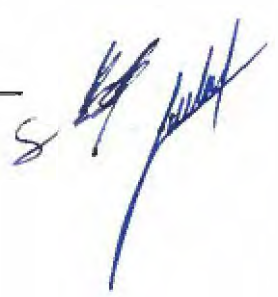


## I. Identificación del Operador y del Área Asignada

El Asignatario promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en la Asignación A-0340-M-Campo Tizón (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 respecto del cual cabe hacer mención que la liga electrónica de consulta oficial en el Diario Oficial de la Federación (DOF) fue publicada el 26 de julio de 2019.

<b>Concepto</b>	<b>DATOS DE LA ASIGNACIÓN</b>
<b>Nombre</b>	A-0340-M - Campo Tizón
<b>Estado y municipio</b>	Tabasco, Centla
<b>Área de Asignación</b>	54.99 km <sup>2</sup>
<b>Fecha de modificación de Título</b>	26 de enero 2017
<b>Vigencia</b>	20 años a partir del 13 de agosto 2014
<b>Tipo de Asignación</b>	Extracción de Hidrocarburos Cretácico Medio (KM)
<b>Yacimientos y/o Campos</b>	Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK)
<b>Colindancias</b>	Campo Crater, Campo Koban

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



## II. Elementos generales del Plan

### Alcance

El Plan modificado de la Asignación A-0340-M-Campo Tizón, contempla actividades para el periodo de abril 2020 a agosto 2034 y considera el mantenimiento de la producción base con 11 pozos productores en el yacimiento JSK Bloque II, así como 1 Reparación Mayor (RMA) en el yacimiento JSK Bloque II y 5 RMA's que consisten en cambios de intervalo para recuperar las reservas del yacimiento KM Bloque II, además las actividades de Abandono.

Derivado de las actividades del párrafo anterior, el Plan modificado contempla recuperar un volumen de 93.5 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc) de gas y 15.1 millones de barriles (MMb) de condensado, con lo cual, los factores de recuperación finales serían de 51.6% para el condensado y 67.1% para el gas, en la categoría 2P.

Es importante mencionar que, el PEP presenta volúmenes de producción al Límite Económico en diciembre 2034, proponiendo recuperar 7.5 Mb de condensado y 52.8 MMpc de gas, posteriores a la vigencia de la Asignación.

La inversión y gasto de operación del Plan Modificado, se contempla de 117.8 MMUSD y 155.4 MMUSD, respectivamente a la vigencia de la Asignación.

Como se observa en la Figura 1, la Asignación en comento se localiza al Sureste de la República Mexicana, aproximadamente a 65 km al Noroeste (NW) de Villahermosa, Tabasco, en el municipio de Centla.

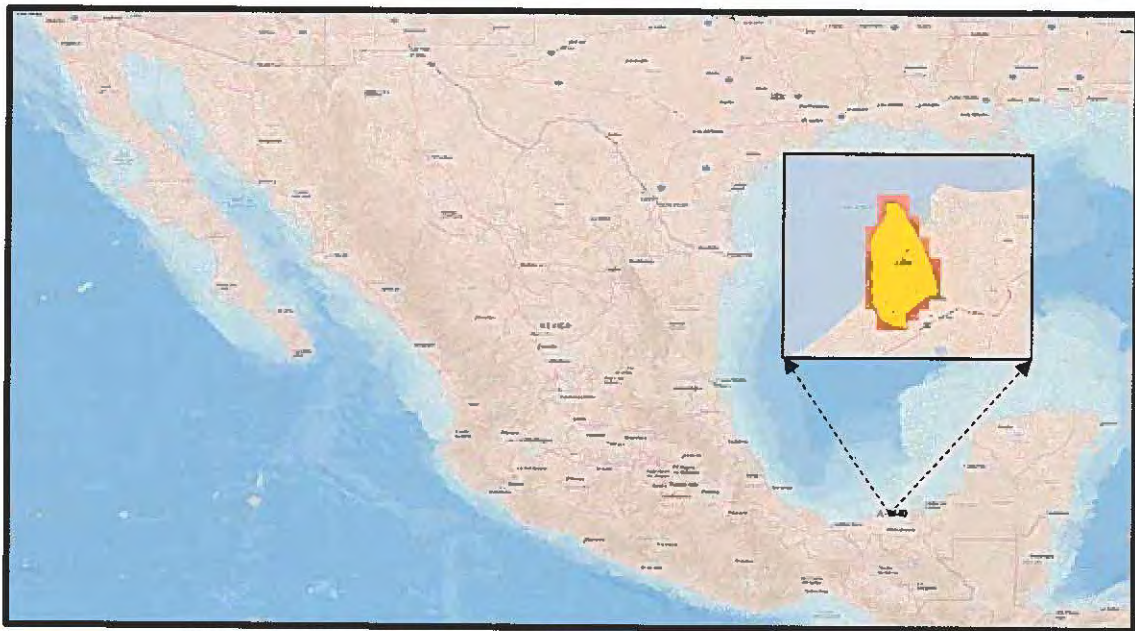


Figura 1. Ubicación de la Asignación A-0340-M - Campo Tizón.  
(Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, en adelante referida como Comisión o CNH)

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

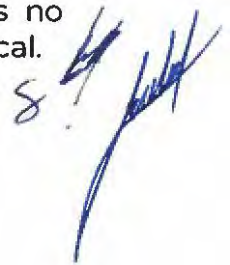
Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	92° 43' 00"	18° 35' 30"	11	92° 42' 30"	18° 30' 30"
2	92° 42' 30"	18° 35' 30"	12	92° 43' 00"	18° 30' 30"
3	92° 42' 30"	18° 34' 30"	13	92° 43' 00"	18° 30' 00"
4	92° 42' 00"	18° 34' 30"	14	92° 44' 30"	18° 30' 00"
5	92° 42' 00"	18° 33' 30"	15	92° 44' 30"	18° 31' 00"
6	92° 41' 30"	18° 33' 30"	16	92° 45' 00"	18° 31' 00"
7	92° 41' 30"	18° 31' 30"	17	92° 45' 00"	18° 35' 00"
8	92° 42' 00"	18° 31' 30"	18	92° 44' 30"	18° 35' 00"
9	92° 42' 00"	18° 31' 00"	19	92° 44' 30"	18° 36' 30"
10	92° 42' 30"	18° 31' 00"	20	92° 43' 00"	18° 36' 30"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación A-0340-M - Campo Tizón.  
(Fuente: Título de Asignación)

Cabe señalar que el Título de Asignación A-0340-Campo Tizón, fue adjudicado a Pemex el 13 de agosto de 2014; posteriormente el 26 de enero del 2017, el Título fue modificado a fin de incorporar el Anexo IV referente a la obligación de cumplir con un porcentaje mínimo de Contenido Nacional, quedando el Título de la Asignación A-0340-M-Campo Tizón.

Adicionalmente, PEP plantea un cambio en la cuantificación de las reservas de la Asignación para el año 2020, derivado de la naturaleza del fluido producido, dado que, la producción histórica del Campo se ha reportado oficialmente como aceite y gas asociado, derivado del manejo de la producción en superficie, ya que se mezcla con la producción de otros campos. Sin embargo, el yacimiento actualmente productor y los considerados en la propuesta de modificación, son de gas y condensado, por lo que, PEP propone la regularización de la producción de la Asignación A-0340-M - Campo Tizón como de condensado y gas no asociado, considerándolo en las evaluaciones económica y en el régimen fiscal.

8






### III. Relación Cronológica del Proceso de revisión

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

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto de la modificación al Plan de Desarrollo presentado por PEP para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:SS.7/3/10/2019 Modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0340-M - Campo Tizón, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

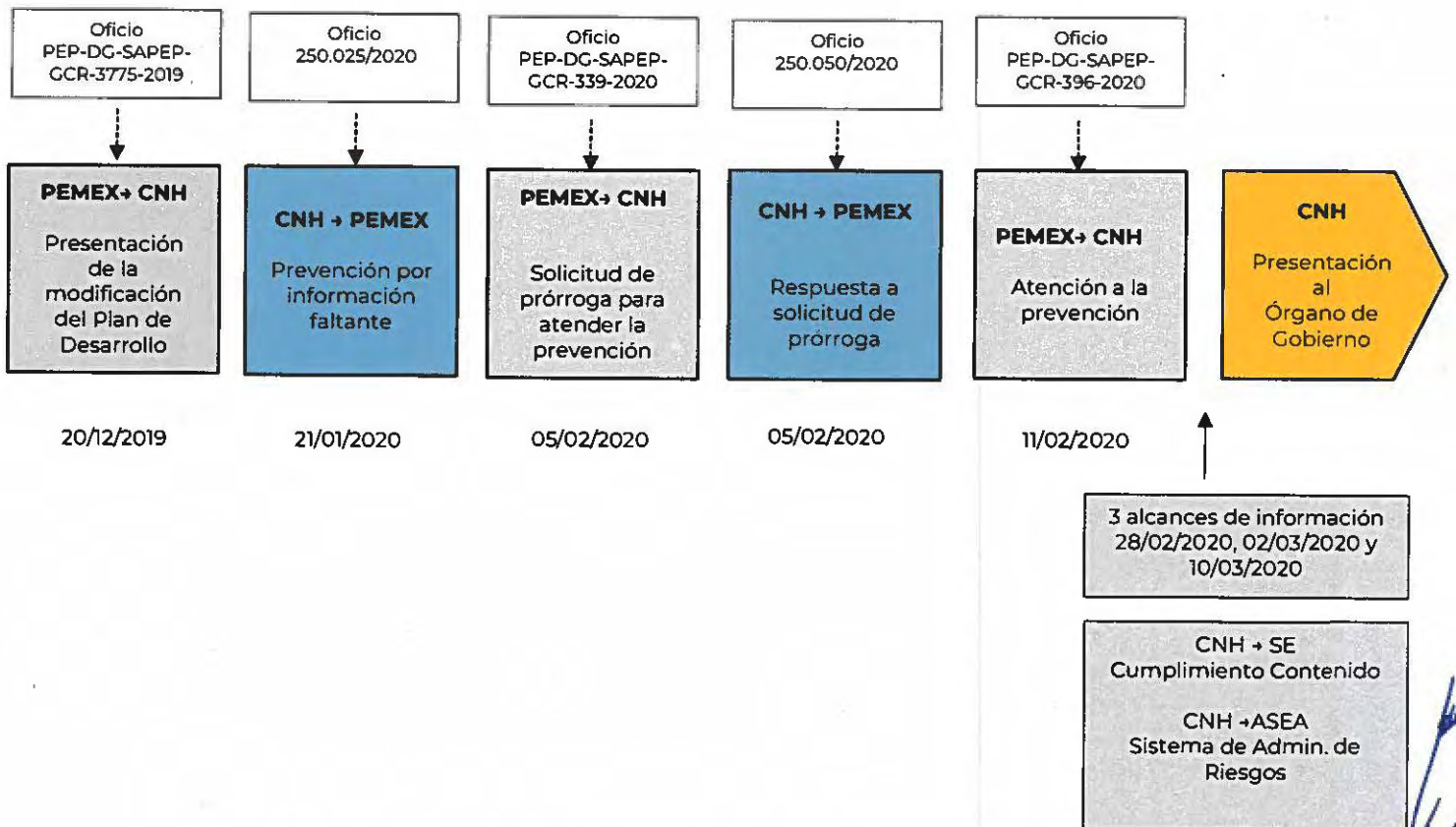


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución.  
(Fuente: Comisión)

## IV. Criterios de Evaluación

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

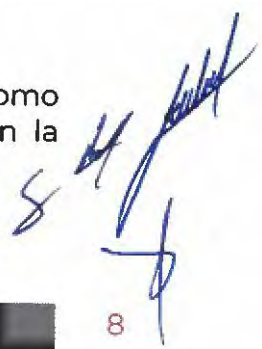
La Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 22, 25, 26, 59, 62, fracciones III y IV de los "Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos" (en adelante, Lineamientos) publicados en el DOF del 12 de abril de 2019.

Adicional a la modificación al Plan de Desarrollo, se realizó el estudio de al amparo de las consideraciones establecidas en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH), publicados en el DOF el 11 de diciembre de 2017, así como respecto de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos (Disposiciones para el aprovechamiento de gas) publicadas el 7 de enero de 2016.

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

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.





## V. Análisis y Evaluación de los Elementos del Plan

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

Como se puede observar en la Figura 3, la Asignación A-0340-M-Campo Tizón está conformada por 22 pozos, de los cuales 20 pertenecen al Campo Tizón y 2 pozos exploratorios (Troje-1 y Cosaco-1).

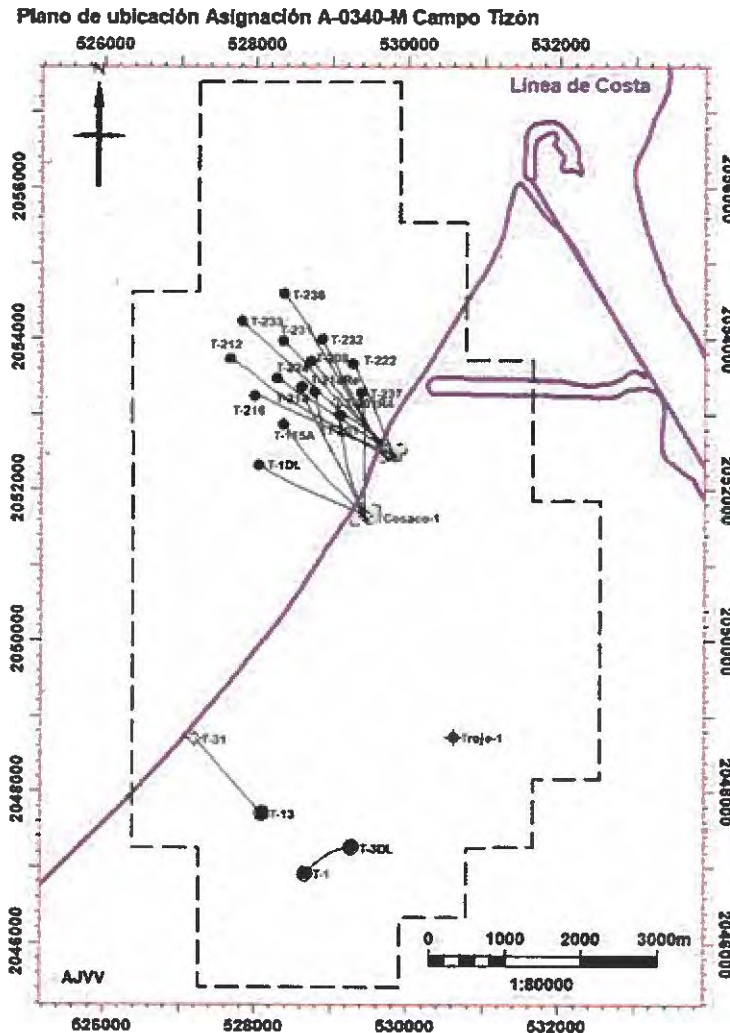


Figura 3. Asignación A-0340-M-Campo Tizón.  
(Fuente: PEP)

El campo Tizón consta de dos yacimientos, el primero en KM descubierto por el pozo Tizón-1 en agosto de 1991; el segundo en JSK, descubierto con la perforación del pozo Tizón-201 en noviembre de 2004. El campo se divide en 4 Bloques: el Bloque I, productor en KM, los Bloques II y III en JSK; y el Bloque IV donde se perforó un pozo exploratorio que resultó improductivo.

Desde el inicio de producción en 1991 a la fecha, el yacimiento KM Bloque I ha alcanzado un factor de recuperación de condensado de 48.3% y de gas de 62.5%, hoy en día dicho bloque se encuentra cerrado.

Actualmente, el único yacimiento con producción en el Campo Tizón es el JSK Bloque II. Dicho yacimiento corresponde a una estructura anticlinal alargada con orientación N-S, limitada por fallas inversa al oeste, sur y este, con cierre natural al norte, como se puede apreciar en la Figura 4.

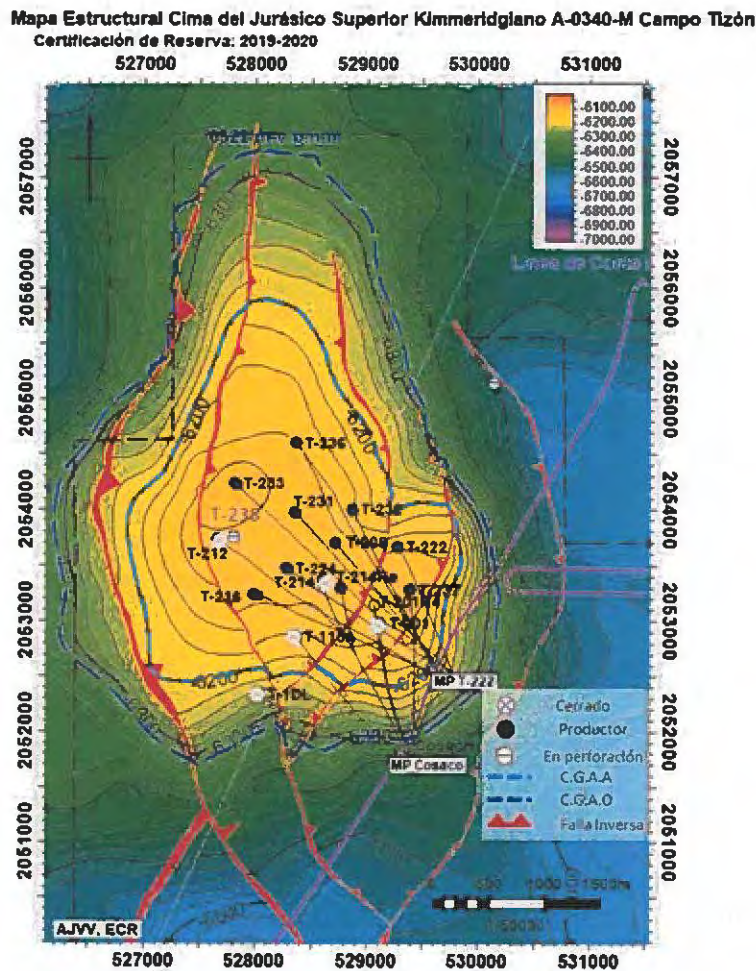


Figura 4. Mapa de configuración estructural correspondiente al yacimiento JSK.  
 (Fuente: PEP)

El yacimiento KM Bloque II aún no ha sido explotado, sin embargo, cuenta con una reserva catalogada como probable, la cual, está sustentada con la evaluación por registros geofísicos de los pozos que atravesaron el KM, así como manifestaciones durante la perforación de los pozos con objetivo JSK Bloque II.

8

Cabe destacar que, el Plan de Desarrollo modificado incluye actividades para iniciar la explotación del yacimiento KM Bloque II. La configuración estructural de dicho yacimiento se muestra en la Figura 5.

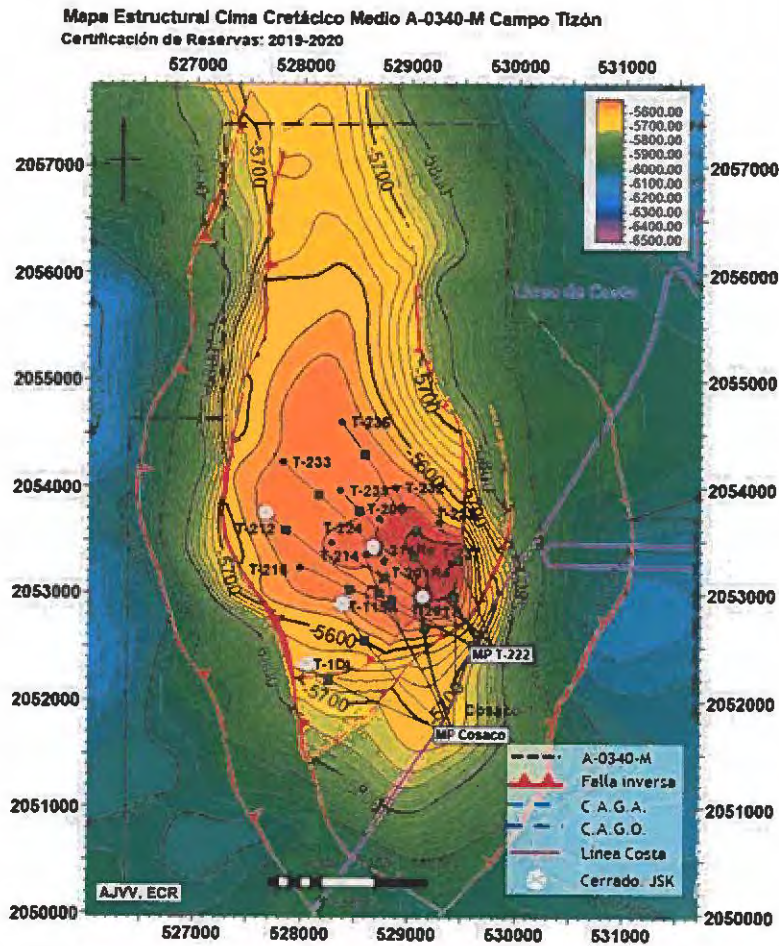


Figura 5. Mapa de configuración estructural correspondiente al yacimiento del KM.  
 (Fuente: PEP)

*[Handwritten signature]*



En la Tabla 3 se muestran las características de los yacimientos propuestos en la modificación al Plan del Campo Tizón:

<b>Asignación o Contrato</b>	<b>A-0340-M-Campo Tizón</b>	
Yacimiento	KM Bloque II	JSK Bloque II
Área km <sup>2</sup>	8.17	14.5
Año de Descubrimiento	N/A	2004
Fecha de inicio de producción	N/A	2004
Profundidad promedio (m)	5500	6500
Tipo de Yacimiento	Gas y Condensado	Gas y Condensado
<b>Pozos</b>		
Productores	--	10
Cerrados con posibilidades	N/A	0
Cerrados sin posibilidades	N/A	3
Taponados	N/A	2
<b>Marco geológico</b>		
Era	Mesozoico	Mesozoico
Periodo	Cretácico	Jurásico Superior
Época	Medio	Kimmeridgiano
Cuenca	Pilar Reforma-Akal	Pilar Reforma-Akal
Play	Samaria Luna	Samaria Luna
Régimen tectónico	Compresivo	Compresivo
Ambiente de depósito	Cuenca	Plataforma Interna
Litología	Calizas	Dolomías
<b>Propiedades petrofísicas</b>		
% Saturación inicial promedio de agua	43.9	22.36
Porosidad promedio %	4.8	5.4
Permeabilidad promedio (mD)	1.3	20
Espesor bruto promedio (m)	75	140
Espesor neto promedio (m)	10	110
Relación neta/bruto	0.13	0.78

847

Propiedades de los fluidos		
Densidad °API	N/A	44.6
Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento CP	N/A	0.02623
Contenido de azufre %	N/A	N/A
Factor de volumen de aceite inicial (Boi) (m <sup>3</sup> @cy/m <sup>3</sup> @cs)	N/A	N/A
Relación de solubilidad inicial (Rsi) (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	N/A	N/A
Factor de volumen de gas inicial (Bgi)	0.00035	0.00363025
Factor de volumen de gas en el punto de burbuja (Bgb)	N/A	0.00451298
Factor de volumen de gas actual (Bg actual)	N/A	0.00329386
Factor de compresibilidad del gas (Z)	N/A	1.025
Densidad relativa del gas	N/A	1.34
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	N/A	1090.8
Presión de saturación o rocío (Kg/cm <sup>2</sup> )	N/A	366.3
Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente (b/Mpc)	N/A	0.234840994
Relación condensado gas	268	227
Propiedades del Yacimiento		
Temperatura °C	N/A	185
Presión inicial (Kg/cm <sup>2</sup> )	N/A	879
Presión actual (Kg/cm <sup>2</sup> )	N/A	559
Mecanismo de empuje principal	N/A	Empuje hidráulico/expansión roca-fluidos

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

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

El Título de Asignación A-0340-Campo Tizón, fue adjudicado a Pemex el 13 de agosto de 2014; posteriormente el 26 de enero del 2017, el Título fue modificado a fin de incorporar el Anexo IV referente a la obligación de cumplir con un porcentaje mínimo de Contenido Nacional, quedando el Título de la Asignación A-0340-M-Campo Tizón.

Con base en el artículo 62 fracciones III y IV de los Lineamientos, el Plan de Desarrollo para la Extracción (PDE) de la Asignación A-0340-M-Campo Tizón se modifica debido a que:

- Existe una variación en el monto total de inversión de un incremento del 87.61 % respecto al total contemplado en el Plan Vigente contra lo erogado más lo contemplado en la modificación propuesta.
- Existe una variación mayor al treinta por ciento del volumen de Hidrocarburos a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo año.

Por lo anterior, de acuerdo con el artículo 62 de los Lineamientos, PEP solicita la modificación del PDE del área de Asignación A-0340-M-Campo Tizón.

## **c) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos**

La Asignación tiene una producción acumulada de 37.9 MMb de aceite y 217.1 MMMpc de gas natural desde el inicio de la vigencia de la Asignación al 1 de febrero del año 2020; la producción a enero de 2020 es de 16.7 miles de barriles por día (Mbd) de aceite y 101.9 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) de gas.

Los yacimientos considerados en la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción son Tizón JSK Bloque II y Tizón KM Bloque II.

Derivado del comportamiento actual del yacimiento JSK Bloque II, dado que su producción de aceite y gas ha sido mayor a la esperada en el Plan Vigente, fue necesaria una nueva reevaluación del volumen original, por lo que se realizó una actualización del modelo estático. Por lo tanto, en dicha actualización, se presentaron variaciones al alza de los volúmenes originales de aceite y gas, con respecto al Plan Vigente, dichas variaciones se encuentran asociadas a:

- Actualización de la posición del Contacto Agua-Gas Original (se estima 47 m por debajo de su posición establecida original), lo que originó un aumento en el área y en el espesor neto impregnado
- Aumento en la porosidad efectiva poblada en el modelo.

En la siguiente Tabla 4, se muestra la evolución de los volúmenes originales.





Yacimiento	Volumen original													
	2014		2015		2016		2017		2018		2019		MPD	
	Aceite	Gas natural	Aceite	Gas natural	Aceite	Gas natural	Aceite	Gas	Aceite	Gas	Aceite	Gas	Condensado	Gas
	MMb	MMMpc	MMb	MMMpc	MMb	MMMpc	MMb	MMMpc	MMb	MMMpc	MMb	MMMpc	MMb	MMMpc
KM Bloque II	17.3	64.6	17.3	64.6	17.3	64.6	17.3	64.6	17.3	64.6	17.3	64.6	17.3	64.6
JSK Bloque II	72.8	436.8	108.4	650.6	108.4	650.6	169.1	744.3	169.1	744.3	169.1	744.3	185.4	816.1

Tabla 4. Evolución del Volumen original.  
(Fuente: PEP)

Con respecto a las Reservas, PEP plantea la recuperación de las Reservas 2P=3P propuestas al 1 de abril de 2020. Para el yacimiento KM Bloque II son de 28.3 mmmpc de gas y 4 mmb de condensado, y para el yacimiento JSK Bloque II son de 65.2 mmmpc de gas y 11.1 mmb de condensado. Por lo anterior, la modificación propuesta plantea la recuperación de 15.1 mmb de condensado y 93.5 mmmpc de gas, a la vigencia de la Asignación.

A continuación, en la Figuras 6 se puede observar, el comparativo de las Reservas de aceite y gas al 1 de enero de 2019 y las propuestas al 1 de abril del 2020 para la Asignación A-0340-M-Campo Tizón.

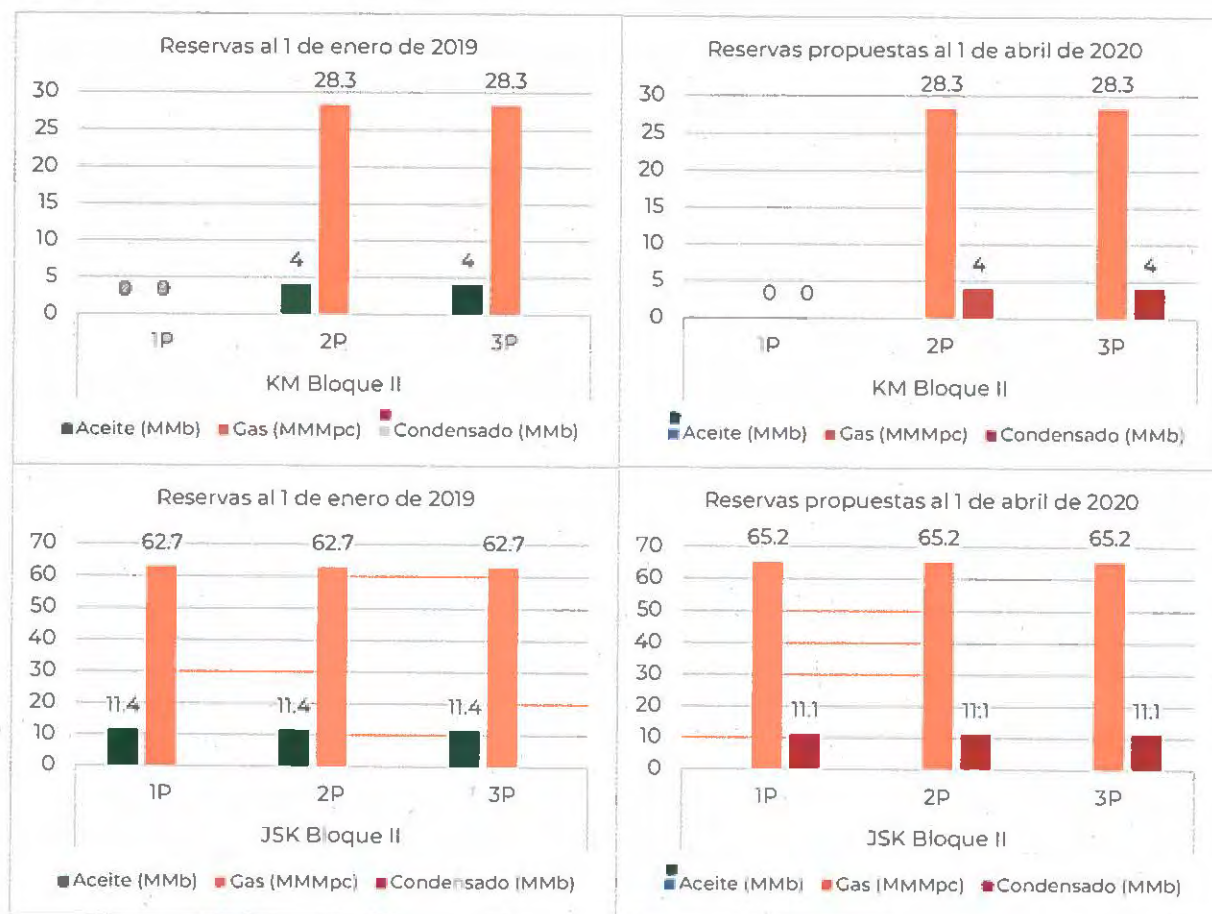


Figura 6. Comparativo de Reservas de la Asignación A-0340-M-Campo Tizón.  
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Handwritten signature and initials in blue ink, including the number '8' and a stylized signature.

Las reservas asociadas al yacimiento Tizón JSK Bloque II propuestas al 01 de abril de 2020, presentaron variaciones al alza con respecto a las cifras oficiales al 1 de enero de 2019, para las fases de gas y condensado. Lo anterior, asociado a un menor factor de declinación y a un decremento en la irrupción de agua, con respecto a lo esperado para los pozos Tizón-232 y Tizón-216.

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

En la Tabla 5 se muestra un comparativo entre la actividad contemplada en el Plan Vigente, lo real ejecutado y lo contemplado en la propuesta de modificación del Plan. En la Tabla 6 se presenta un comparativo de la actividad física del PDE vigente y la actividad física real llevada a cabo por el Asignatario a diciembre de 2019.

Concepto	Unidades	Plan Vigente	Real	Plan Nuevo
		2015-2029	2015-2020	2020-2034
<b>Perforaciones</b>	Número	3	3	0
<b>Terminaciones</b>		3	3	0
<b>Reparación mayor</b>		0	3	6
<b>Reparación menor</b>		0	1	36
<b>Reserva (1P)</b>	MMbpce	49.4 <sup>1</sup>	26 <sup>2</sup>	26.2 <sup>3</sup>
<b>Reserva (2P)</b>		60 <sup>1</sup>	36.6 <sup>2</sup>	36.8 <sup>3</sup>
<b>Reserva (3P)</b>		60 <sup>1</sup>	36.6 <sup>2</sup>	36.8 <sup>3</sup>
<b>Volumen de aceite/condensado a extraer</b>	MMb	16.1	37.9	15.1
<b>Volumen de gas a extraer</b>	MMMpc	97.1	217.1	93.5
<b>Inversión</b>	MMUSD	112.6	98.03	117.8
<b>Gasto de Operación</b>		102.1	31.44	155.4

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

1. La reserva del Plan Aprobado son las reservas certificadas al 1º de enero de 2014.
2. La reserva real corresponde a las reservas certificadas al 1º de enero de 2019.
3. La reserva remanente del Plan Propuesto corresponde a la reserva proyectada a partir de abril de 2020.
4. De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Operador.

*Tabla 5. Comparativa de actividad física entre el Plan Vigente y el Plan Modificado de la Asignación A-0340-M-Campo Tizón.*

*(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)*

Del análisis de la actividad física ejecutada contra la aprobada en el Plan Vigente, se advierte que a la fecha PEP realizó 3 perforaciones, 3 RMA y 1 RME dentro de la Asignación y actualmente se encuentra perforando 1 localización más al amparo del Plan vigente.



Año	Qo (mbd)		Qg (mmpcd)		Perforaciones (número)		Terminaciones (número)		RMA (número)		RME (número)		Inversión (MMUSD)		Gastos de Op. (MMUSD)	
	Plan	Real	Plan	Real*	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan	Real	Plan <sup>1</sup>	Real <sup>2</sup>	Plan <sup>1</sup>	Real <sup>2</sup>
2015	16.00	26.98	99.00	155.43	3	2	3	2	0	0	0	0	106.51	32.98	38.49	7.15
2016	11.00	28.48	70.00	153.86	0	1	0	1	0	2	0	0	2.55	22.69	24.79	0.00
2017	7.00	23.55	39.00	122.85	0	0	0	0	0	0	0	0	0.58	13.23	14.87	4.52
2018	4.00	19.14	22.00	99.79	0	0	0	0	0	0	0	1	0.58	11.06	8.97	8.70
2019	3.00	16.22	13.00	93.23	0	0	0	0	0	1	0	0	0.36	18.07	5.25	11.07

Tabla 6. Comparación de avance entre el Plan vigente vs real ejecutado, en la Asignación A-0340.

Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

\*Se considera únicamente gas Hidrocarburo.

<sup>1</sup>Inversiones y gastos de operación del Plan vigente actualizados a pesos@2019 (Factor para la actualización es 0.962318841). El T.C. utilizado es de 13.1998 pesos/usd.

<sup>2</sup>Inversiones y gastos de operación de lo real ejecutado actualizados a pesos@2019. los factores de actualización y tipos de cambio utilizados son:

Factores:	Tipos de Cambio pesos/usd
2015 = 1.046	2015 = 15.8541
2016 = 1.074	2016 = 18.6567
2017 = 1.029	2017 = 18.9291
2018 = 0.986	2018 = 19.2380
2019 = 0.997	2019 = 19.2617

Tabla 6. Comparación de avance entre el Plan vigente vs real ejecutado, en la Asignación A-0340-M-Campo Tizón.

(Fuente: Comisión)

En la Tabla 7, se presentan las actividades físicas propuestas en para la modificación del Plan de Desarrollo.

Propuesta de Modificación al PDE (Vigencia de la Asignación)																
Actividad	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Subtotal 2019-2034
Perforación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Terminación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ductos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RMA	1	1	0	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6
RME	9	4	7	2	2	2	1	2	1	2	2	1	1	0	0	36
Taponamientos	3	2	1	0	4	1	0	0	0	2	0	0	1	1	2	17
Abandono	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	8*

\*El Abandono de 8 ductos se contempla dentro de la vigencia de la Asignación.

Tabla 7. Propuesta de actividad para la Modificación del PDE.

(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

En la Figura 8 y 9 se observa el comparativo de los escenarios del Plan Vigente y el escenario propuesto en la Modificación del PDE, para gas y condensado y gas.

Aceite/Condensado	Plan Vigente 2015-2029	Plan Modificado 2020-2034
Volumen a recuperar [MMb]	16.1	15.1*

\*Volumen a producir desde el 1 de abril del 2020.





Figura 7. Histórico y pronóstico de producción de aceite.  
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

Gas	Plan Vigente 2015-2029	Plan Modificado 2020-2034
Volumen a recuperar [MMMpc]	97.1	93.5*

\*Volumen a producir desde el 1 de abril del 2020.

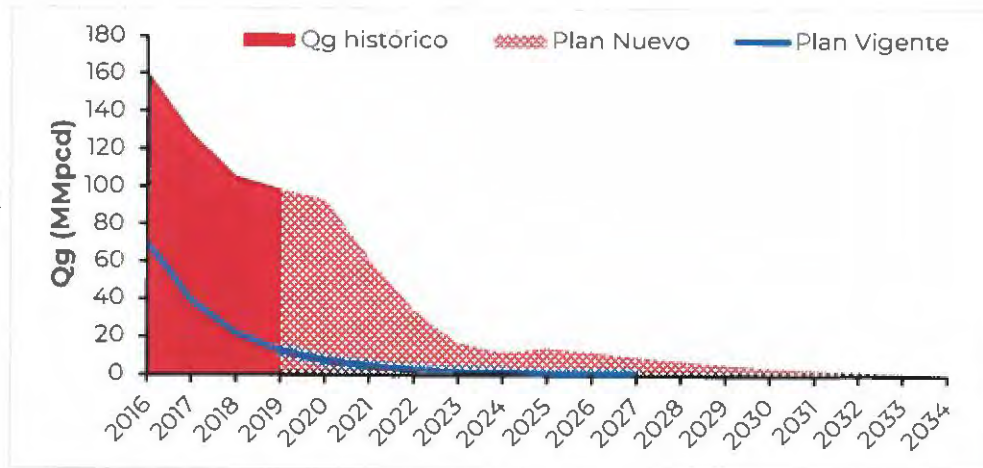


Figura 8. Histórico y pronóstico de producción de gas.  
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

*[Firma manuscrita]*

*[Firma manuscrita]*

Hidrocarburo	2020*	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Volumen a recuperar** (2020-2034)
Producción de condensado (Mbd)	15.5	10.3	5.9	2.9	1.8	2.1	1.8	1.4	1.1	0.9	0.6	0.4	0.3	0.2	0.1	15.1 MMb
Producción de gas (MMpcd)	93.1	61.5	33.8	17	12	14.2	12.4	9.9	7.9	6	4.3	3.1	2.2	1.1	0.6	93.5 MMMpc

\*Para 2020 se está considerando la producción promedio de aceite y gas, de los meses de abril a diciembre.

\*\*Volumen a recuperar a partir de la fecha de corte propuesta (01 de abril del 2020).

Tabla 8. Pronóstico de producción de aceite y gas de la modificación al Plan.

(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

Dos de los supuestos de modificación al PDE son los siguientes:

- Existe una variación del 30% o más del volumen de Hidrocarburos a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo año.

En la Tabla 9 se presenta la comparación del volumen de Hidrocarburos a producir anualmente para el Plan Vigente y en la modificación al PDE propuesto, donde se puede observar que para los años de 2020 a 2027, existe una variación mayor al treinta por ciento. Así, la solicitud de modificación al PDE actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción IV, de los Lineamientos.

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Plan Vigente (MMbpce)	0.8	0.7	0.5	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	-	-	-	-	-	-	-
Plan Propuesto (MMbpce)	11.3	7.5	4.2	2.1	1.4	1.6	1.4	1.1	0.9	0.7	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1
Variación (%)	+1,312	+971	+740	+2000	-1300	-1500	-1300	+1000	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA

Factor de conversión a BPCE: 6.07 MPC/BPCE.

Tabla 9. Comparativo de producción entre Planes.

(Fuente: Comisión)

- Existe una variación en el monto total de inversión de un incremento del 87.61 % respecto al total contemplado en el Plan Vigente contra lo erogado más lo contemplado en la modificación propuesta.

### e) Pozos perforados y pozos a perforar

La Asignación A-0340-M - Campo Tizón no contempla desarrollo adicional, por lo que no se tiene programadas perforaciones adicionales de pozos, únicamente se tienen programadas reparaciones mayores, reparaciones menores y taponamiento de pozos.

## **f) Comparativo de las alternativas evaluadas para la modificación del PDE**

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

Los criterios que llevaron a la selección de la mejor alternativa son:

- Menor riesgo técnico;
- Mayor recuperación de Reservas de Hidrocarburos;
- Mejores indicadores económicos.

A continuación, se describen las alternativas de explotación analizadas:

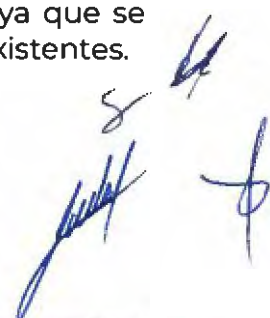
### **Alternativa 1 (Alternativa seleccionada)**

Considera el mantenimiento a la producción base de 11 pozos productores y 1 reparación mayor para drenar la reserva de hidrocarburos del yacimiento JSK Bloque II, así como 5 reparaciones mayores para la recuperación de las reservas del yacimiento KM Bloque II. Todo lo anterior para recuperar un volumen total de 93.5 MMMpc de gas y 15.1 MMb de condensado, así mismo se considera el abandono de pozos y ductos todo esto cumpliendo con el mejoramiento y protección ambiental.

Las reparaciones mayores fueron consideradas en los pozos que presentan mejores propiedades petrofísicas en la parte del KM Bloque II y se realizarán posterior a que agoten su reserva en JSK Bloque II.

### **Alternativa 2**

Considera el mantenimiento a la producción base de 11 pozos productores dentro del yacimiento JSK Bloque II, 1 perforación y dos reparaciones mayores, para explotar la reserva de hidrocarburos del yacimiento KM Bloque II, la perforación se contempló para acelerar la explotación de la reserva y las reparaciones en pozos actualmente productores, lo que implica esperar a que se agote la reserva del JSK Bloque II para su realización, lo anterior para recuperar un volumen total de 82.1 MMMpc de gas y 13.4 MMb de condensado, así mismo se considera el abandono de pozos y ductos, todo esto cumpliendo con el mejoramiento y la protección ambiental. En este escenario la inversión se incrementa ya que se tendría que realizar el acondicionamiento de una de las macroperas existentes.





### Alternativa 3

Considera el mantenimiento a la producción base de 11 pozos productores del yacimiento JSK Bloque II, tres perforaciones y dos reparaciones para explotar la reserva de hidrocarburos del yacimiento KM Bloque II así como 2 reparaciones en pozos actualmente productores en el yacimiento JSK Bloque II, lo que implica que se agote la reserva del JSK Bloque II para su realización, lo anterior para recuperar un volumen total de 89.8 MMMpc de gas y 14.5 MMb de condensado, así mismo se considera el abandono de pozos y ductos todo esto cumpliendo con el mejoramiento y la protección ambiental. Sin embargo, para poder realizar los 3 pozos se requeriría del acondicionamiento de una de las macroperas, camino e infraestructura de producción lo cual eleva el costo de esta alternativa.

En consecuencia, después del análisis realizado a las alternativas contempladas, el Asignatario opta por la alternativa 1 como propuesta de desarrollo para la Asignación, ya que ofrece el balance óptimo entre promesa de valor y la eficiencia de inversión.

Características	Alternativa 1 (Plan modificado)	Alternativa 2	Alternativa 3
<b>Metas Físicas (Número)</b>			
Perforación de Pozos de Desarrollo	0	1	3
Reparaciones mayores	6	2	2
Reparaciones menores	36	27	27
Instalaciones	0	0	0
Ductos	0	0	0
<b>Producción</b>			
Condensado (MMb)	15.1	13.4	14.5
Gas (MMMpc)	93.5	82.1	89.8
<b>Gastos de operación (MMUSD)</b>	155.4	142.9	151
<b>Inversiones (MMUSD)</b>	117.8	134.8	181.1
<b>Indicadores económicos</b>			
VPN AI (MMUSD)	1,112.6	984.1	1,030.7
VPN DI (MMUSD)	792.4	734	750.5
VPI (MMUSD)	91.5	110.2	152.1
VPN/VPI AI	12.2	8.9	6.8
VPN/VPI DI	8.7	6.7	4.9

Tabla 10. Resumen de las alternativas propuestas para la extracción.

(Fuente: PEP)

A continuación, en las Figuras 9 y 10 se presentan los pronósticos de producción de condensado y gas, respectivamente, de las tres alternativas analizadas por el Asignatario.

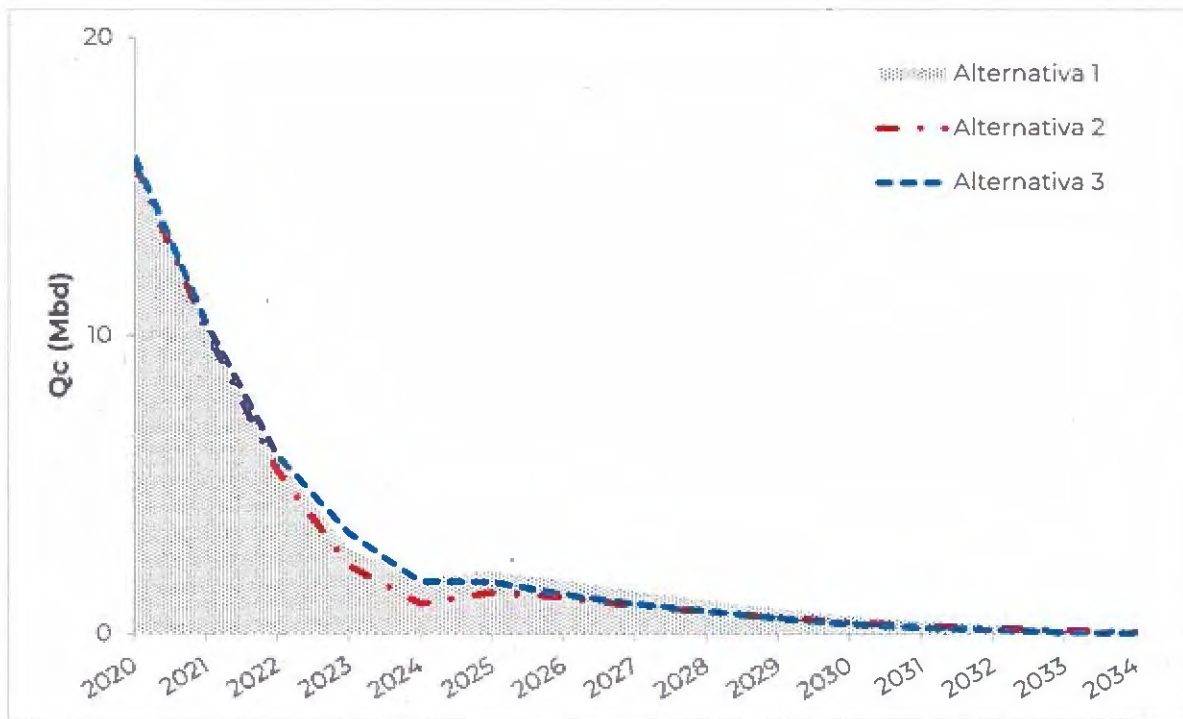


Figura 9. Pronóstico de producción de condensado de las alternativas.  
(Fuente: CNH con información de PEP)

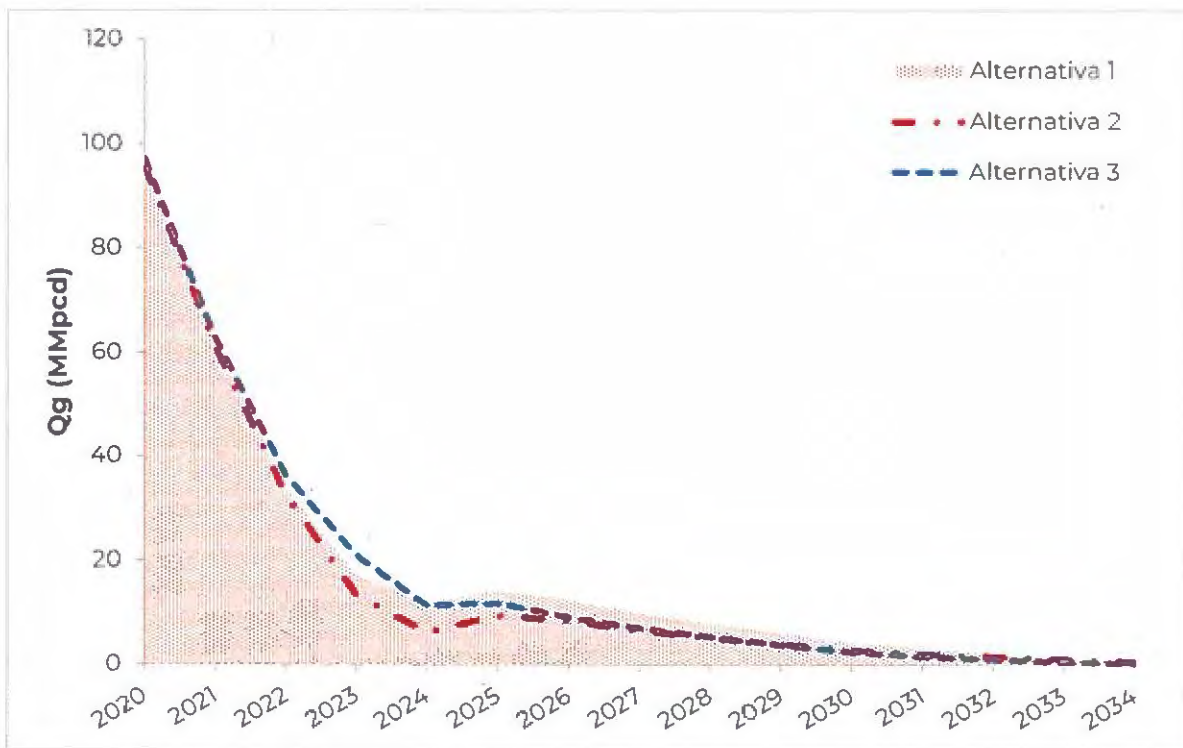


Figura 10. Pronóstico de producción de gas de las alternativas.  
(Fuente: CNH con información de PEP)

Handwritten signature in blue ink.

Plan	Pronóstico de condensado															Vol. A recuperar** (MMb)
	2020*	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
Alternativa 1 (Mbd)	15.78	10.29	5.85	2.85	1.84	2.08	1.79	1.42	1.12	0.86	0.61	0.45	0.31	0.16	0.08	15.1
Alternativa 2 (Mbd)	15.79	10.18	5.47	2.28	1.01	1.39	1.23	0.95	0.74	0.56	0.39	0.29	0.21	0.15	0.08	13.4
Alternativa 3 (Mbd)	15.99	10.42	5.99	3.37	1.75	1.74	1.32	1.01	0.77	0.54	0.34	0.22	0.15	0.07	0.04	14.5

\*Para 2020 se está considerando la producción promedio de condensado por pozo, de los meses de abril a diciembre (producción pronosticada a partir de la fecha de corte).

\*\*Volumen a recuperar a partir de la fecha de corte.

Tabla 11. Pronóstico de producción de condensado de alternativas.

(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

## g) Análisis técnico de la solicitud de modificación al PDE

### Factores de recuperación

Con relación a los factores de recuperación, en la Tabla 11 se presentan los actuales y aquellos estimados a la vigencia de la Asignación, que se obtendrían con la implementación de la modificación al PDE. Se puede observar que, se tendría un incremento de 6.8% y 9.4% para condensado y gas, respectivamente.

Bloque	Yacimiento	Al 01 de abril de 2020		A la vigencia de la Asignación		Incremento	
		F.R Condensado %	F.R Gas %	F.R Condensado %	F.R Gas %	F.R Condensado %	F.R Gas %
Bloque I	KM	48.3	62.5	48.3	62.5	0.0	0.0
Bloque II	KM	0.0	0.0	23.2	43.8	23.2	43.8
	JSK	48.6	61.6	54.6	69.6	6.0	8.0
	Campo	44.8	57.7	51.6	67.1	6.8	9.4

Tabla 12. Factores de recuperación de la modificación al PDE.

(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

### Comportamiento Presión – Producción

Con base en la información remitida por PEP se procedió al análisis del comportamiento histórico de presión y producción del campo Tizón, como se muestra en la Figura 10 para el periodo 1991-2019, donde se precisa lo siguiente:

En la historia de producción del campo Tizón se detectaron siete etapas principales con características específicas:



**Etapa I (1991-1999):** Corresponde al descubrimiento del yacimiento KM Bloque I con el pozo Tizón-1, posteriormente se desarrolló dicho bloque con la perforación de más pozos.

**Etapa II (1999-2002):** Los pozos comenzaron a invadirse de agua hasta llegar a cortes mayores al 30%; derivado de lo anterior, se tuvieron que cerrar varios de ellos, lo que ocasionó una caída en la producción presente en la **Etapa III (2002-2005).**

**Etapa IV (2005-2006):** Inicia con el descubrimiento de JSK Bloque II, sin embargo, fue hasta la **Etapa V (2006-2014)** donde se intensifica el desarrollo de dicho yacimiento.

**Etapa VI (2014-2016):** Consiste en la apertura de estrangulador de los pozos, lo que originó un incremento considerable en la producción del campo y, por consiguiente, la aparición del agua en el JSK Bloque II.

Como consecuencia de la extracción de JSK bloque II, el campo llegó a su máximo histórico de producción en junio de 2016, alcanzando 29.5 mbpd de condensado y 166.7 mmpcd de gas, posterior a esta fecha, inicia la **Etapa VII (2016-actual)** que consiste en la franca declinación del yacimiento JSK Bloque II.



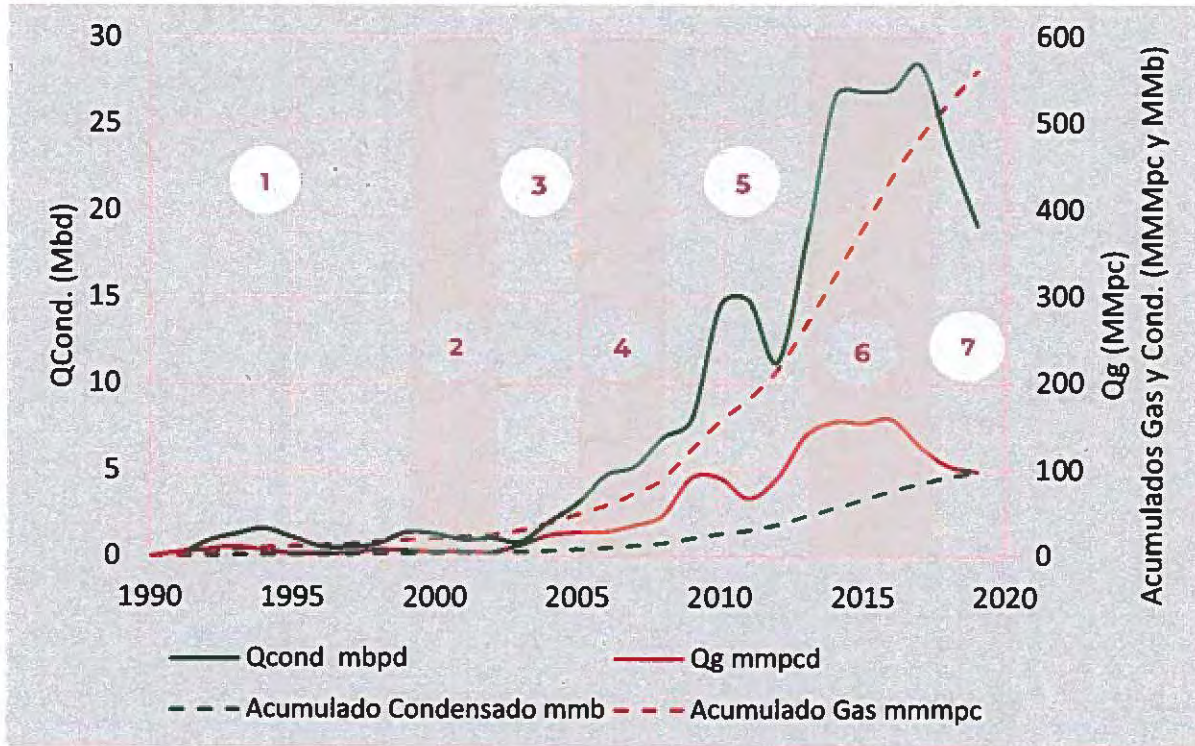


Figura 10. Historia de producción del Campo Tizón  
 (Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

Con respecto al comportamiento histórico de la presión del yacimiento JSK Bloque II, en la Figura 11 se puede observar que esta ha caído 315 kg/cm<sup>2</sup> en 16 años de producción (20 kg/cm<sup>2</sup>/año). Es importante destacar que con base en el PVT validado del yacimiento, este se encuentra 200 kg/cm<sup>2</sup> por arriba de la presión de rocío.

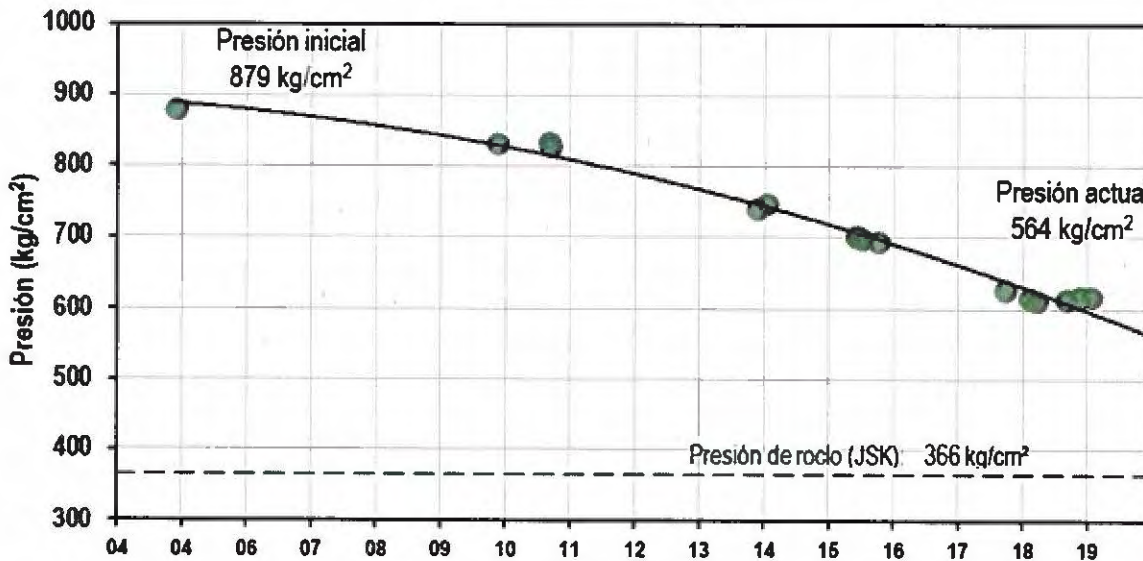


Figura 10. Historia de producción del Campo Tizón  
 (Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

*Handwritten signature and initials in blue ink.*

## Toma de Información

Aunado a las actividades contempladas relacionadas para el desarrollo de la Asignación, la información que el Asignatario pretende adquirir con el objetivo de actualizar los estudios de yacimientos para disminuir los riesgos asociados a la actividad e incrementar la certidumbre en la Extracción de Hidrocarburos, es la siguiente:

- Aforos;
- Análisis PVT;
- Caracterización fisicoquímica del crudo;
- Estudios y/o actualización de los modelos estático/dinámico;
- Modelos integrales yacimiento-pozo-superficie;
- Monitoreo de variables operativas de pozos;
- Modelos de simulación;
- Registros de presión-producción;
- Registros de presión-temperatura;

## h) Evaluación económica<sup>1</sup>

La opinión económica relativa a la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0340-M-Campo Tizón (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 del 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.

<sup>1</sup> La totalidad de los montos contenidos en el presente apartado se presentan en dólares de diciembre de 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 de Estados Unidos del mes de diciembre de 2019.



### a. 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 214.56 millones de dólares, correspondientes al período 2015 a 2034<sup>2</sup>, de los cuales:

- 112.42 millones de dólares (52% del total) corresponden a inversiones, y
- 102.14 millones de dólares (48% del total) corresponden a gastos operativos.

Como referencia, durante los primeros 5 años de implementación del Plan de Desarrollo vigente (de 2015 a 2019), el Operador reporta<sup>3</sup> un monto erogado del orden de **129.39** millones de dólares, (**97.97** millones de dólares de inversiones y **31.42** millones de dólares de gasto operativo), lo que representa aproximadamente el 60% del monto previsto en el Plan de Desarrollo vigente.

Como parte de la Solicitud de Modificación, el Operador propone, para el periodo de 2020 a 2034, una inversión de **117.77** millones de dólares, así como **155.36** millones de dólares de gastos operativos; para un monto total del orden de **273.13** millones de dólares.

Tal y como se muestra en la Figura 11 siguiente, lo anterior representa un incremento cercano al 88%, 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.

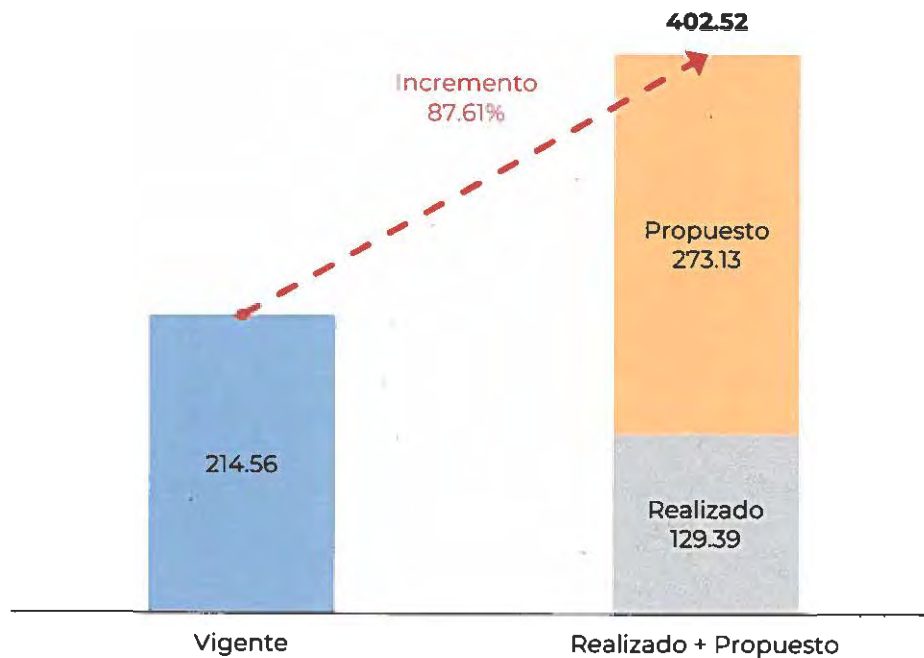


<sup>2</sup> El año 2034 corresponde a la vigencia de la Asignación

<sup>3</sup> De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Asignatario en sus reportes mensuales.



**Comparativo de Inversión y Gasto Operativo  
Vigente vs. Modificación  
(millones de dólares)**



*Figura 11. 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)*

**b. Desglose del Programa de Inversiones y Otros Egresos**

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

Los 273.13 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 (7.48%), Producción (89.65%) y Abandono (2.87%).

Asimismo, se destaca que, como parte de la Solicitud de Modificación el Operador presupuestó un rubro denominado "Otros Egresos", por un total de 7.02 millones de dólares, mismo que se refiere a erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones externas al Campo Tizón.

*S H*  
*[Handwritten signature]*

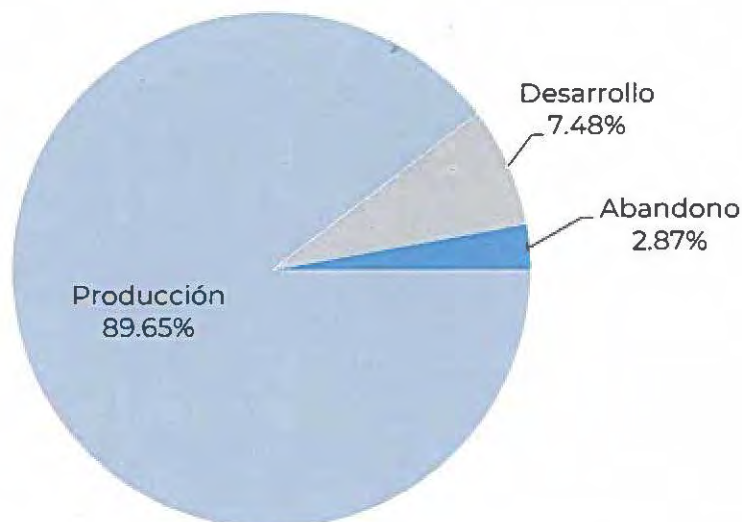


Figura 12. Distribución del Programa de Inversiones por Actividad  
(Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por el Operador)

Actividad	Sub-Actividad	Total (millones de dólares)
Desarrollo	Perforación de Pozos <sup>/a</sup>	\$20.42
Producción	Construcción Instalaciones	\$3.08
	Ductos	\$2.39
	General <sup>/b</sup>	\$205.10
	Intervención de Pozos	\$23.08
	Operación de Instalaciones de Producción	\$0.10
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$11.13
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$7.83
<b>Total Programa de Inversiones</b>		<b>\$273.13</b>
Otros Egresos <sup>/c</sup>		\$7.02
<b>Costos Totales</b>		<b>\$280.15</b>

Tabla 12. Desglose del Costo Total del proyecto  
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Notas:

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

- Monto correspondiente a un saldo pendiente de la perforación y terminación del pozo Tizón-238. Lo anterior, a decir del Asignatario, debido a las políticas de pago que maneja, que en algunos casos puede llegar a ser de hasta 180 días para cada contrato.
- Incluye, entre otros, gastos administrativos, mano de obra, materiales, servicios generales y compras de gas.
- Monto que el Operador refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera de Tizón.

Handwritten signatures and initials in blue ink.



### c. Consistencia de la información económico-financiera

Derivado del análisis realizado por la Comisión, se corroboró que la información económico-financiera presentada como parte de la Solicitud de Modificación es consistente con las actividades físicas propuestas en el Campo. Asimismo, el Operador presentó dicha información de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Costos.

### d. Evaluación económica del proyecto de desarrollo del Campo Tizón

#### d.1 Premisas de la evaluación económica

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

Premisas	Valor	Unidades
Producción del condensado	15.11	millones de barriles
Producción de gas	93.48	miles de millones de pies cúbicos
Precio del condensado <sup>1a</sup>	42.87	dólares por barril
Precio del gas <sup>1b</sup>	3.90	dólares por millar de pie cúbico
Inversiones <sup>1c</sup>	111.00	millones de dólares
Gasto operativo <sup>1d</sup>	155.36	millones de dólares
Otros egresos <sup>1e</sup>	7.02	millones de dólares
Tasa de descuento	10.00	%
Tipo de cambio	20.5	pesos / dólar

Tabla 13. Premisas de la evaluación económica  
(Fuente: Información presentada por el Operador)

#### Notas:

- Aplicando la fórmula para la determinación del precio de los condensados, acorde con el reporte anual por el que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público establece los rangos de valores de los términos económicos de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos para el año 2020.
- Índice de Referencia de Precios de Gas Natural publicado por la Comisión Reguladora de Energía para la Región VI (donde se ubica el Campo Tizón) en noviembre de 2019.
- Corresponde al valor de 117.77 MMUSD, asumiendo que el Asignatario consideró durante el periodo de producción del campo una partida de Abandono, por lo que en la presente evaluación sólo se contempla el monto de abandono proporcional correspondiente a la producción remanente, es decir 13.62%. Para efectos del cálculo del Derecho por la Utilidad Compartida, se asume que los montos erogados por Abandono del Campo son deducidos al 100% cada año. El resto de las inversiones se deducen a tasas del 25% y 10%.
- Considera un monto por 18.90 millones de dólares asociados al concepto "Reserva laboral" el cual, fue considerado como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
- Otros Egresos es el monto que el Operador refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera del Campo Tizón. En tal virtud, éste se consideró como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.

#### d.2 Resultados de la evaluación económica

Como resultado de la evaluación económica realizada por la Comisión respecto a la Solicitud de Modificación, se observa que, asumiendo una tasa de descuento

del 10%, el valor presente neto (VPN) del proyecto antes del pago de derechos e impuestos, es equivalente a un total de 617.10 millones de dólares, mientras que el valor presente de las inversiones (VPI) es equivalente a 81.87 millones de dólares. Lo anterior representa una relación de VPN/VPI de 7.54, así como una relación beneficio costo (RBC) equivalente a 4.02.

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 512.38 millones de dólares, lo que significa que el Estado capturará cerca del 17% de los flujos remanentes asociados con el Campo Tizón. 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 6.26, así como una RBC de 2.66.

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 de 350.79 millones de dólares, lo que representa una relación VPN/VPI de 4.28, así como una RBC de 1.75.

A continuación, se muestran los resultados descritos:

Indicador	Antes del Pago de Derechos e ISR	Después del Pago de Derechos	Después del Pago de Derechos e ISR
IVA (mm USD)	617.10	512.38	350.79
VPI (mmUSD)		81.87	
VPN/VPI (USD/USD)	7.54	6.26	4.28
RBC (USD/USD)	4.02	2.66	1.75

*Tabla 14. Resultados de la evaluación económica  
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)*

*Nota: El asignatario manifestó un valor fiscal remanente en el área equivalente a 624.5 millones de dólares; dicho valor se considera como parte de las deducciones para el cálculo del Derecho por la Utilidad Compartida.*

- Considera el pago del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida (tasas de 58% en 2020 y 54% para el periodo restante) y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.*
- Considera el cobro del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida (tasas de 58% en 2020 y 54% para el periodo restante), el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como el Impuesto Sobre la Renta (ISR).*
- Considera Otros Egresos por 7.02 millones de dólares.*

Ahora bien, de igual forma se realizó una evaluación económica considerando un valor fiscal igual a cero, dando como resultado lo siguiente:

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 246.32 millones de dólares, lo que significa que el Estado capturará cerca del 60.08% de los flujos remanentes asociados con el Campo Tizón. 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 3.01, así como una RBC de 1.43.

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 de 164.55 millones de dólares, lo que representa una relación VPN/VPI de 2.01, así como una RBC de 1.25.

A continuación, se muestran los resultados descritos:

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 <sup>c</sup> (mmUSD)	617.10	246.32	164.55
VPI (mmUSD)	81.87		
VPN/VPI (USD/USD)	7.54	3.01	2.01
RBC (USD/USD)	4.02	1.43	1.25

*Tabla 15. Resultados de la evaluación económica  
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)*

*Nota: El Asignatario manifestó un valor fiscal remanente en el área equivalente a 624.5 millones de dólares. Al respecto, se le solicitaron aclaraciones al Asignatario correspondientes a los componentes de dicho valor, mismas que no fueron atendidas satisfactoriamente. Por tal motivo, el valor referido no se consideró en el ejercicio de evaluación económica.*

- a. *Considera el pago del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida (tasas de 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 58% en 2020 y 54% para el periodo restante), el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como el Impuesto Sobre la Renta (ISR).*
- c. *Considero Otros Egresos por 7.02 millones de dólares.*

### **d.3 Consideraciones**

Con base en los resultados del análisis realizado, esta Comisión considera que la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción para el Campo Tizón permitirá al Operador la realización de las actividades petroleras de forma oportuna y segura, atendiendo la normativa vigente en materia.

Finalmente, se destaca que, bajo los supuestos discutidos anteriormente y bajo las disposiciones previstas en la LISH y demás normativa aplicable, el proyecto analizado resulta viable y supone un flujo de recursos para el Estado durante el periodo de 2020 a 2031.



## **i) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos**

La Asignación A-0340-M-Campo Tizón, pertenece al Activo de Producción Samaria Luna de la Subdirección de Producción Región Sur de Pemex Exploración y Producción.

Es importante resaltar que PEP manifestó que, la propuesta del nuevo Plan considera el cambio de tipo de fluido en el yacimiento JSK Bloque II de aceite volátil a gas y condensado (el cual se aplicará al primer día del mes de abril 2020), y será manejado mediante la infraestructura de recolección y de tratamiento existentes, para el manejo y medición del hidrocarburo petróleo y gas.

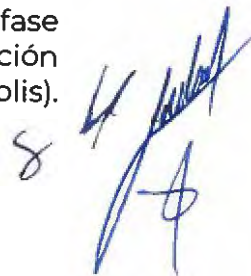
De conformidad con lo establecido en los artículos 6, 9, 19, 21, 22, 23, 24, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40, 42, 43 y 44, de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH), la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción llevó a cabo el análisis y evaluación de la información presentada por el Asignatario, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Por consiguiente, se describe a continuación el resumen del recorrido de la molécula del hidrocarburo y su respectiva medición definidos dentro de la implementación de los Mecanismos de Medición correspondiente a la Asignación A-0340-M-Campo Tizón:

Los hidrocarburos producidos por los pozos que están en operación se manejan principalmente en tres cabezales de recolección, denominados Tizón 222, Tizón 201 y Tizón 1; de los cuales los cabezales de recolección Tizón 222 y Tizón 201 se interconectan por 3 oleogasoductos de 8" al cabezal de recolección Tizón 1 y mediante 2 oleogasoductos de 16" al área de trampas cabezal Tizón, donde se recibe la producción de todo el campo Tizón.

La medición de la producción de cada pozo se realiza con sistema de medición tipo multifásica conectado a boca de pozo, para cuantificar el volumen de líquido, gas y agua producidos, y se determina su calidad de estos hidrocarburos conforme a la normatividad aplicable, adicionalmente el Asignatario manifiesta que esta medición individual, es derivada de que no se cuenta con infraestructura convencional para separar y medir las fases del hidrocarburo condensado-gas-agua, ya que los pozos se encuentran muy alejados de alguna instalación de recolección.

La producción de los pozos es enviada por ductos recolectores a la Batería de Separación Luna, donde se incorporan otras corrientes de hidrocarburos proveniente de distintas Asignaciones, el proceso de separación se efectúa con 3 separadores horizontales trifásicos donde se separan las fases líquido-gas; la fase líquida obtenida del proceso de separación es enviada a la Batería de Separación Oxiacaque previamente medida con sistemas de medición tipo másico (Coriolis).



El gas obtenido de la fase de separación y rectificación es medido previo a su incorporación a la infraestructura alterna de transporte de gas del corredor Luna-Pijije-Sen-Oxiacaque, mediante los sistemas de medición tipo placa de orificio, cónicos y vórtex. El gas es enviado mediante un gasoducto de 36" x 59 km de la Batería de Separación Luna al área de trampas Oxiacaque; posteriormente llega a la succión de las Estaciones de Compresión Cunduacán I y II mediante un gasoducto de 24" x 6 km para su compresión de baja a alta presión.

En la Batería de Separación Oxiacaque se realiza el proceso de separación de las fases gas-líquido en los equipos separadores horizontales bifásicos, mediante el proceso de choque, cambio de velocidad y expansión de gas.

Cada uno de los separadores horizontales bifásicos cuentan con medidores tipo másico (Coriolis) donde se estima el flujo de la emulsión hidrocarburo líquido-agua en la descarga de líquido, el cual es enviado a la Batería de Separación Íride donde se mezcla con la producción de la Asignación Íride, esta mezcla fluye hacia la llegada de la torre estabilizadora de crudo.

Posteriormente la producción de aceite hidratado se transporta a través de un oleoducto de 20" x 2 km de la Batería de Separación Íride a la Central de Almacenamiento y Bombeo Cunduacán, donde se realiza el proceso de deshidratación y desalado de la producción recibida, esta instalación contiene tanques deshidratadores atmosféricos, los cuales, son recipientes cilíndricos verticales con capacidad de 200,000 bls, que permiten la separación del hidrocarburo aceite-agua por medio de un difusor que se encarga de distribuir de la mezcla de manera uniforme, actuando por efecto de densidad, poniendo en condiciones de calidad de conformidad con lo establecido en el artículo 28 de los LTMMH, subsiguientemente el crudo es enviado al tanque de almacenamiento TA-2, para finalmente ser descargado hacia el cabezal de succión de las motobombas de trasiego, donde es cuantificado por los sistemas de medición tipo ultrasónicos previo envío al Punto de Medición propuesto por el Asignatario ubicado en la instalación del Centro Comercializador de Crudo Palomas.

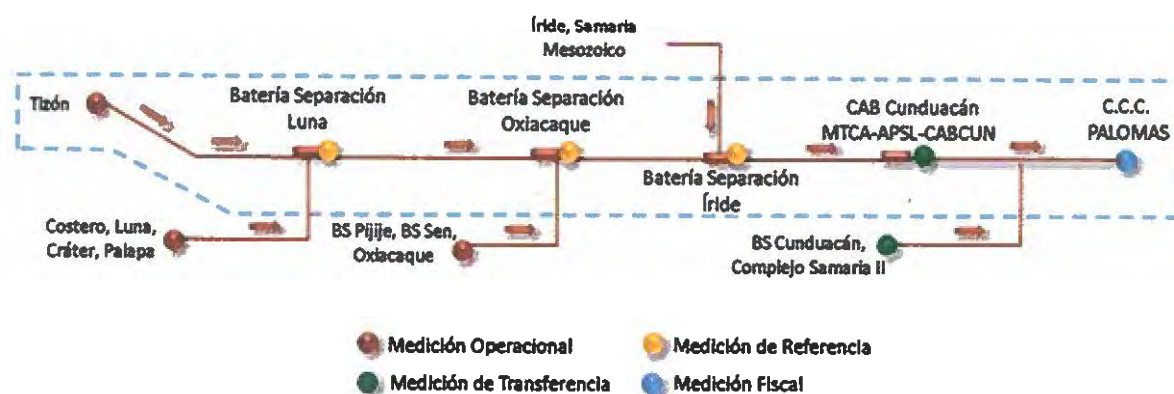


Figura 13.- Manejo y Medición de aceite de la Asignación A-0340-M-Campo Tizón, (Fuente: Asignatario).

S  
4  
*[Firma manuscrita]*  
A

En cuanto al seguimiento del manejo de la producción del gas de la Asignación A-0340-M-Campo Tizón, a su arribo a las Estaciones de Compresión Cunduacán I y II, donde se acondiciona el total de las corrientes de gas que llegan a esta instalación, el gas es comprimido y cuantificado en los sistemas de medición tipo ultrasónicos para ser enviado por un gasoducto de 24" x 7.1 km del área de trampas de la Estación de Compresión Cunduacán al área de trampas Samaria II, donde se mezcla con el gas recibido de la Estación de Compresión Samaria, de la cual finalmente se transporta en una sola corriente mediante un gasoducto de 36" x 14.7 km con destino final a los Puntos de Medición propuestos por el Asignatario ubicados en las instalaciones de los Centros de Proceso de Gas Cactus y Nuevo Pemex.

En las Estaciones de Compresión Cunduacán I y II, se cuenta con infraestructura para reincorporar los líquidos recuperados al proceso de aceite a la Batería de Separación Cunduacán. Así mismo, para el líquido que se genera durante la trayectoria de transporte del gas desde las Estaciones de Compresión Cunduacán I y II, hacia los Centros Procesadores de Gas Cactus y Nuevo Pemex, el Asignatario propone los Puntos de Medición de Condensado ubicados en estos Centros de Proceso antes mencionados para la Asignación A-0340-M-Campo Tizón.

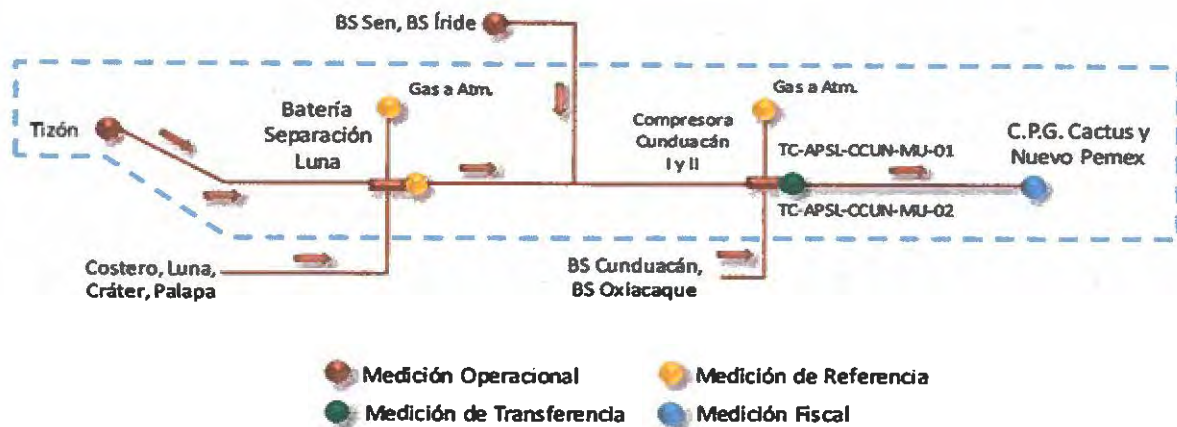


Figura 14.- Manejo y Medición de gas de la Asignación A-0340-M-Campo Tizón, fuente del Asignatario.

La Batería de Separación Luna y la Estación de Compresión Cunduacán, cuentan con paquetes de regulación de gas a quemador, en caso de presentarse eventualidades no programadas, pasando por medidores de tipo ultrasónicos para cuantificar el flujo volumétrico de gas.

Con respecto a la determinación del condensado teórico del gas, el Asignatario manifiesta que derivado de la filosofía de operación presentada dentro del Mecanismo de Medición de esta Asignación, los condensados serán determinados a través del estándar API MPMS 14.5 y GPA 2145, para lo cual, utilizará como insumo los resultados de los análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado por los sistemas de medición ubicados a boca de pozo para

*[Firma manuscrita]*



la medición operacional, así mismo, utilizará los análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificados en los Puntos de Medición de gas propuestos.

La determinación de valores de % agua y densidad, son provistos por los instrumentos instalados en los sistemas de medición y como una mejor práctica se realizan las actividades de trazabilidad del instrumento y otra a través de la validación de muestras de fluidos para su análisis en laboratorios. En cuanto al manejo y medición del agua congénita obtenida en los procesos de deshidratación de la Central de Almacenamiento y Bombeo Cunduacán, esta es procesada para retirar el aceite que pueda contener antes de ser enviada a pozos inyectoros, esta agua obtenida es medida de manera manual (estática) en los tanques verticales, cumpliendo así con lo establecido en el artículo 23 de los Lineamientos.

Conforme a lo descrito anteriormente, para la medición y determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos, el Asignatario propone los siguientes Puntos y Sistemas de Medición.

### **Medición de Petróleo**

- ⊖ **Sistema de Medición Fiscal**
  - C.C.C. Palomas: medidores del tipo Ultrasónicos PA-100, PA-200 y PA-300.
- ⊖ **Sistema de Medición de Transferencia:**
  - Central de Almacenamiento y Bombeo Cunduacán: medidores del tipo Ultrasónicos MTCA-APSL-CABCUN-1, MTCA-APSL-CABCUN-2.
- ⊖ **Sistema de Medición de Referencia:**
  - Batería de Separación Luna: medidores del tipo Másico (Coriolis) MTCA-APSL-BSLUN, MRA-APSL-BSLUN-1, MRA-APSL-BSLUN-2.
  - Batería de Separación Oxiacaque: medidores del tipo Másico (Coriolis) MRA-APSL-BSOXI-1, MRA-APSL-BSOXI-3, MRA-APSL-BSOXI-4, MRA-APSL-BSOXI-5, MRA-APSL-BSOXI-6.
  - Batería de Separación Íride: medidores del tipo Másico (Coriolis) MRA-APSL-BSIRI-1, MRA-APSL-BSIRI-2, MRA-APSL-BSIRI-3, MRA-APSL-BSIRI-5.
- ⊖ **Sistema de Medición de Operacional:**
  - Pozos Tizón: medición con tecnología Multifásica.

### **Medición de Gas Natural**

- ⊖ **Sistema de Medición Fiscal**
  - C.P.G. Cactus: medidores del tipo Placa de Orificio PM-66.

- C.P.G. Nuevo Pemex: medidores del tipo Placa de Orificio PM-11.
- ⊕ **Sistema de Medición de Transferencia:**
  - Estación de Compresión Cunduacán I: medidores del tipo Ultrasónicos TC-APSL-CCUN-MU-01.
  - Estación de Compresión Cunduacán II: medidores del tipo Ultrasónicos TC-APSL-CCUN-MU-02.
- ⊕ **Sistema de Medición de Referencia:**
  - Batería de Separación Luna: medidores del tipo Placa de Orificio MTCG-APSL-BSLUN-PO-1, MRG-APSL-BSLUN-PO-1 y tipo Cónico MRG-APSL-BSLUN-VC-1, MRG-APSL-BSLUN-VC-2 y tipo Vórtex MRG-APSL-BSLUN-VOX-1.
- ⊕ **Sistema de Medición de Operacional:**
  - Pozos Tizón: medición con tecnología Multifásica.

### **Medición de Condensado**


- C.P.G. Cactus: medidores del tipo Coriolis FE-420 y tipo Placa de Orificio FE-1420.
- C.P.G. Nuevo Pemex: medidores del tipo Placa de Oficio FE-4420 I, FE-4420 II y tipo Coriolis FE-4420 III y FE-4420 IV.

84



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

Una vez revisada la información e identificada la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para la Asignación A-0340-M Campo Tizón se llevó a cabo la siguiente evaluación:

<b>Datos Generales:</b> Nombre del Asignatario o Contratista: No. de Contrato o Asignación: Nombre de la Asignación o Área Contractual: Tipo de Plan a evaluar:		Pemex Exploración y Producción A-0340-M-Campo Tizón Campo Tizón Plan de Desarrollo				 Comisión Nacional de Hidrocarburos	
No.	Artículo de los LTI/MIH/Contrato/Gula	Requerimiento	Criterio de evaluación	Presentó SI/No	Cumplimiento SI/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.M	LTI/MIH, Capítulo II y IV	Determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	Si	Si	El Asignatario presenta y describe la propuesta para el manejo de los hidrocarburos de la Asignación Tizón en cada uno de los mediciones de tipo Operacional, Referencial, Transferencia y Fiscal, así como el proceso para la determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos manejados de esta Asignación.	Debe resaltar que esta Asignación solo prevé producción hasta el año 2034, esta se mezcla con la corriente de otras Asignaciones, las cuales fluyen hacia la Central de Almacenamiento y Bombeo Condensación en donde se realiza su proceso de separación, estabilizado, bombeo, compresión y medición, para posteriormente ser enviado al acea y gas a los Puntos de Medición propuestos por el Asignatario.
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTI/MIH, Capítulo I	De los sistemas de medición	Si	Si	El Asignatario presenta la propuesta de los Sistemas de Medición utilizados durante el recorrido de la molécula del hidrocarburo de la Asignación Tizón desde los Pozos que utiliza medición tipo Operacional, pasando por los mediciones de Referencia y de Transferencia, llegando a la medición Fiscal en los Puntos de Medición propuestos para el hidrocarburo Aceite ubicado en el Centro Comercializado de Crudo Pastores, y para el hidrocarburo Gas en los Centros de Proceso de Gas Ciudad Pemex y Cactus; así mismo para el hidrocarburo condensado los ubicados en los Centros de Proceso de Gas Cactus y Nuevo Pemex.	El Asignatario deberá cumplir con lo establecido en los LTI/MIH conforme a la implementación de los Mecanismos de Medición, para mantener contables las mediciones de los Puntos de Medición propuestos.
3	42 fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTI/MIH	Si	Si	El Asignatario presenta su política de medición la cual se encuentra basada en la aplicación y cumplimiento a la normatividad aplicable así como a la adopción de un sistema de gestión basado en la norma ISO 10012, asegurando su confiabilidad metrológica a través de las mejores prácticas y estándares establecidos en su Plan Rector de Medición 2016-2020.	De acuerdo a la información presentada se identifica que la política de medición se encuentra sustentada en un documento conocido como Plan Rector de Medición 2016-2020 presentado por el Asignatario, el cual comenta que es implementado y difundido al interior de la organización.
4	42, fracción II	Procedimientos:					
		Mantenimiento	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, así como programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.	Si	Si	El Asignatario presenta el procedimiento para el mantenimiento a los sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción, el cual se encuentra dentro de los anexos del Mecanismo de Medición de esta Asignación.	Del procedimiento presentado de mantenimiento por parte del Asignatario, su objetivo establece las actividades, roles y responsabilidades del proceso de mantenimiento a los sistemas de medición de hidrocarburos líquidos y gaseosos en PEP para conservar la confiabilidad metrológica y operativa de estos.
		Confirmación metrológica		Si	Si	El Asignatario presenta el procedimiento para la confirmación metrológica a sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción, el cual se encuentra dentro de los anexos del Mecanismo de Medición de esta Asignación.	Del procedimiento presentado de confirmación metrológica por parte del Asignatario, su objetivo establece el mecanismo para la confirmación metrológica de sistemas de medición de hidrocarburos correspondientes a PEP a fin de asegurar que las características metrológicas del equipo de medición cumplan con los requisitos metrológicos del proceso de medición.
		Elaboración de balance		Si	Si	El Asignatario presenta los procedimientos para la aplicación y elaboración de los balances del hidrocarburo producido de la Asignación, el cual se encuentra dentro de los anexos del Mecanismo de Medición de esta Asignación.	Del procedimiento presentado para la elaboración de balance por parte del Asignatario, su objetivo establece la secuencia de actividades que se deben de realizar en el proceso de balance de producción, para calcular e integrar en los sistemas establecidos los volúmenes de los hidrocarburos. Así mismo, dentro del apartado de producción y balance, presentado en el Mecanismo de Medición, se especifican pormenorizadas de los balances utilizados para esta Asignación.
Calibración de los instrumentos de medida		Si	Si	El Asignatario presenta el procedimiento para la calibración a los sistemas de medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción, el cual se encuentra dentro de los anexos del Mecanismo de Medición de esta Asignación.	Del procedimiento presentado de calibración por parte del Asignatario, su objetivo establece las actividades específicas, roles y responsabilidades que deberán aplicarse al proceso de calibración de los sistemas de medición de hidrocarburos en PEP para asegurar la trazabilidad metrológica a patrones nacionales y/o internacionales.		
5	42, fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTI, geométricos), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacionales, referencial y de transferencia existentes.	Si	Si	El Asignatario presenta el diagrama general del proceso donde se identifican los diferentes tipos de medición que se realizan para esta Asignación, así mismo también se presenta los diagramas correspondientes a los instalaciones que conforman el Mecanismo de Medición desde la Medición Operacional hasta los Puntos de Medición propuestos, esta información se encuentra dentro de los anexos del Mecanismo de Medición de esta Asignación.	Adicionalmente de los diagramas presentados, se describen e identifican las características de los sistemas de medición tanto para hidrocarburos líquidos, gaseosos y condensados, incluyendo los mediciones de transferencia, referencia y operacional.
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 10, fracción I de los LTI/MIH	Si	Si	El Asignatario presenta la ubicación de los sistemas de medición incluyendo los Puntos de Medición propuestos mediante coordenadas geográficas conforme al formato solicitado en el Plan de Desarrollo para la Estracción, así también se presenta su tipo de medición, imagen satelital o diagrama donde se identifican los sistemas de medición dentro de las instalaciones, la información se encuentra dentro de los anexos del Mecanismo de Medición de esta Asignación.	Estas ubicaciones y posibles cambios deberán mantenerse actualizados y deberán formar parte del caso que se envía usualmente de conformidad con los LTI/MIH y utilizando los formatos correspondientes.

8





7	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTI's, termómetros). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia in situ o bien se a utilizar en caso de no contar con ellos, de conformidad con el artículo 22 de los LTMMH	Si	Si	De acuerdo a la información presentada por el Asignatario, se identifican los instrumentos correspondientes a los sistemas de medición que intervienen en la cuantificación de los hidrocarburos provenientes de la Asignación, en los cuales se observa la conformación de los elementos considerados de los sistemas de medición, la información se encuentra dentro de los anexos del Mecanismo de Medición de esta Asignación	Adicionalmente presenta algunos DTI's, estos diagramas deberán mantener actualizados ya que forman parte de la información documental de los Mecanismos de Medición de esta Asignación.
9	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo a acuerdos celebrados entre operadores.	Si	Si	El Asignatario presenta la descripción para esta Asignación, de la cual no dispone de un Punto de Medición compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero, según lo establece el Artículo 20 de los LTMMH vigentes	El Asignatario refiere que dentro del Mecanismo de Medición presentado, no se dispone de un Punto de Medición Compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero
8	42, fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos	Se deberá dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo a acuerdos celebrados entre operadores.	Si	Si	El Asignatario presenta los programas o cronogramas que dan cumplimiento a la implementación de los Mecanismos de Medición presentados conforme a lo establecido en los LTMMH, el cual están incluidos todos los sistemas de medición y Puntos de Medición propuestos para la cuantificación del hidrocarburo de esta Asignación, información que se encuentra dentro del anexo del Mecanismo de Medición de esta Asignación	En los programas o cronogramas se encuentran el desarrollo de actividades para el cumplimiento de los requerimientos de implementación de los Mecanismos de Medición de la Asignación, los cuales el Asignatario deberá de emitir al regulador los avances o reprogramaciones de estos.
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTMMH, y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conforman el Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición correspondientes como anexos.	Si	Si	El Asignatario presenta los presupuestos de incertidumbre correspondientes a los Puntos de Medición propuestos y de algunos sistemas de medición de relevancia y transferencia, así como los programas para su actualización de los presupuestos de incertidumbre asociada a los sistemas de medición que intervienen en la cuantificación del hidrocarburo de esta Asignación, con la finalidad de mantener una mejora continua a los sistemas de medición y cuenta con el sustento necesario para que sus elementos sean rastreables e identificados, información que se encuentra dentro de los anexos del Mecanismo de Medición de esta Asignación	Es importante resaltar que no todos los valores están dentro de lo establecido, sin embargo se identifica el compromiso de mejora a corto plazo por parte del Asignatario para tener un mejor aseguramiento de la medición, esto a través de un programa para la actualización del presupuesto de incertidumbre el cual ha presentado como parte de los programas de implementación de los Mecanismos de Medición de esta Asignación
11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y aseguramiento de la medición durante el Plan de Desarrollo, las cuales tendrán como finalidad el dar cumplimiento a los valores de incertidumbre establecidos en los LTMMH.	Si	Si	Se presenta por el Asignatario las inversiones y gastos operativos relacionados con medición hasta el año 2024, para los Puntos de Medición y sistemas de medición de esta Asignación, los cuales se describe que será un sustento para el cumplimiento de los programas de implementación de los Mecanismos de Medición.	Estas inversiones priorizadas por el Asignatario pretende mantener dentro de los límites establecidos en los LTMMH, los niveles de incertidumbre de los sistemas de medición y Puntos de Medición propuestos dentro del Mecanismo de Medición.
12	42, fracción X	Programa de implementación de la Bitácora de registro	Deberá dar cumplimiento al artículo 7, fracción IV artículo 10, artículo 42 fracción X, artículo 50	Si	Si	De acuerdo a la información presentada por el Asignatario, se identifica que la bitácora de registro (denominada por el Asignatario como Bitácora Electrónica) ya se encuentra implementada y se presenta el programa para el proceso de mejora y actualización, el cual está cumple con los requerimientos mínimos de información a contener de acuerdo a lo establecido en los LTMMH, información que se encuentra dentro de los anexos de los Mecanismos de Medición de esta Asignación	Cabe resaltar que la información a contener dará cumplimiento a lo solicitado en los LTMMH, resaltando que durante el periodo del 2019 al 2024 del Plan de Desarrollo para la Extradcción, se mantendrá en actualización los registros correspondientes a la información obtenida de las entidades programadas en la implementación de los Mecanismos de Medición de esta Asignación, además de iniciar con la implementación del sistema de gestión gerencializado de la medición, información que estará contenida en la bitácora de registro como repositorio electrónico.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Si	Si	El Asignatario presenta los programas de diagnósticos a los Puntos de Medición y sistemas de medición propuestos, que conforman la implementación de los Mecanismos de Medición, información que se encuentra dentro de los anexos de los Mecanismos de Medición de esta Asignación	Es sustancial que el Asignatario se compromete a dar seguimiento y cumplimiento a los programas de diagnósticos presentados dentro del Mecanismo de Medición, para asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición.
14	42, fracción XII	Competencias técnicas	Se tendrán que incluir certificaciones, reconocimientos, evidencias que demuestren que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalarse. Adicionalmente se debe incluir el organigrama y CV's del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación.	Si	Si	El Asignatario presenta la relación del personal que administra los Sistemas de Medición de hidrocarburos en donde se encuentra considerado el Responsable Oficial de la Asignación A-0340-M-Tzón, así mismo, muestra las evidencias de las competencias técnicas del personal que cuenta con capacitación y los CV's correspondientes de todo el personal, además de incluir un programa de capacitación, información que se encuentra dentro del anexo de los Mecanismos de Medición.	El Asignatario presenta el programa de capacitación del personal que administra los sistemas de medición, en el cual se encuentra incluido el Responsable Oficial de la Asignación A-0340-M-Tzón.
15	42, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 20, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	Si	Si	El Asignatario presenta la propuesta de cinco indicadores de desempeño, del cual entre los instrumentos para la aplicación de las fichas técnicas de cada uno de estos indicadores que se presenta como propuestas, información que se encuentra en los anexos de los Mecanismos de Medición de esta Asignación, los cuales cumplen con la información mínima a contener de acuerdo a lo establecido en el artículo 42, fracción XIII de los LTMMH.	El Asignatario manifiesta con estos indicadores el cumplimiento a lo solicitado en los LTMMH para los indicadores de desempeño propuestos para los Puntos de Medición y Sistemas de Medición presentados para esta Asignación, sin embargo una vez implementados estos deberán ser evaluados en su ejecución y cumplimiento
16	42, fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 9, incluyendo sus datos generales como es el puesto que ocupa en la empresa y sus datos de contacto	Si	Si	El Asignatario presenta los datos generales y evidencia documental de la designación del Responsable Oficial de la Asignación A-0340-M-Campo Tzón.	El Responsable Oficial de esta Asignación no presenta competencias técnicas en materia de medición de hidrocarburos, sin embargo, se presenta un programa de capacitación de competencias técnicas para el personal que administra los sistemas de medición en donde se encuentra considerado el Responsable Oficial de esta Asignación.
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, verificar en diagramas	Si	Si	El Asignatario presenta dentro del Mecanismo de Medición los diagramas correspondientes a los Puntos de Medición y Sistemas de Medición de transferencia, donde no se identifican alguna derivación o modificación de la medición de los hidrocarburos de esta Asignación	En caso que se tenga alguna derivación en los Puntos de Medición y Sistemas de Medición de transferencia, el Asignatario deberá asegurar que los elementos tales como válvulas y bridas ciegas deberán contar aseguradamente o candados, así como los medios adecuados para comprobar su hermeticidad, misma que serán verificados mediante Supervisiones y Auditorías.

18	19, fracción II	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemáticos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	Si	Si	El Asignatario presenta el estado de los sistemas telemáticos con que cuenta en los Puntos de Medición propuestos de conformidad con lo establecido en el artículo 19, así mismo presenta el estado de los sistemas telemáticos de los sistemas de medición de transferencia.	El Asignatario deberá de verificar constantemente el funcionamiento de los sistemas telemáticos para monitorear en tiempo real la medición de los Puntos de Medición y Sistemas de Medición de Medición y transferencia
19	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de la Ley de Metrología y Pesados.	Si	Si	El Asignatario presenta los procedimientos para la determinación de calidad y asignación del hidrocarburo de esta Asignación.	Se identifica que para el aceite, gas y condensado los Puntos de Medición propuestos cumplirán con la calidad, utilizando la infraestructura existente de Pemex, restándole la que la producción solo llegará hasta el año 2034.
20	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operación y flujos que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de recuperar la información.	Si	Si	Los Puntos de Medición propuestos por el Asignatario cuentan con elementos terceros (computador de flujo), los cuales cuentan con seguridad para su acceso y contienen los algoritmos de cálculo para la determinación de los volúmenes.	Adicionalmente se presenta las referencias con que sustentan la aplicación de los algoritmos de cálculo para determinar el volumen.
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	Si	Se presenta por parte del Asignatario los certificados de calibración como evidencia de la trazabilidad metrológica de los resultados de los instrumentos de medida, información que se encuentra en los anexos de los Mecanismos de Medición de esta Asignación.	El Asignatario presenta dentro de la implementación de los Mecanismos de Medición de esta Asignación programas asociados a la calibración de los sistemas de medición y sus instrumentos de medida asociados, en la cual asegura la trazabilidad de los resultados de los instrumentos de medida asociados a los Puntos de Medición y Sistemas de Medición propuestos.
22	22	Patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permanente. En casos excepcionales, Patrones portátiles.	Si	Si	El Asignatario presentó las características técnicas de los diferentes proveedores bidireccionales empleados en los Puntos de Medición propuestos de esta Asignación.	El Asignatario deberá de mantener la información actualizada, por lo que será oportuno que esta información se encuentre resguardada mediante su sistema de gestión y mantenimiento de la medición, por otra parte se resalta que donde no se cuenta con estos patrones la trazabilidad se dará a través de terceros acreditados.
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balance del área.	Si	Si	El Asignatario presenta la determinación de valores de % agua y densidad, son obtenidos por los instrumentos instalados en los sistemas de medición y como una mejor práctica se realizan las actividades de trazabilidad metrológica de los instrumentos de medida, y otra a través de la validación de muestras de fluidos para su análisis en laboratorios. Así mismo, para el agua condensada es manejada y procesada en la Central de Almacenamiento y Bombeo Cansucán, para posteriormente se envía a los pozos de captación.	Dentro del Mecanismo de Medición de esta Asignación, se identifica que se aplicará conforme a la Normatividad, la realización de muestras de fluidos para el análisis en laboratorio, para determinar el % de agua y sedimentos, ubicados en los Puntos de Medición y Sistemas de Medición propuestos.
24	24	De la medición multibásica, fracciones I y II	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multibásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	Si	Si	El Asignatario especifica dentro del Mecanismo de Medición de esta Asignación la realización de la Medición Operacional con un sistema de medición multibásica a boca de pozo, del cual presenta su justificación en la cual se especifica que es la más acorde para esta Asignación.	Los medidores de flujo multibásico realizan mediciones de velocidad y composición, siendo los parámetros típicos de salida la presión, temperatura, flujo métrico, flujo volumétrico, fracción del volumen de gas y corte de agua en el Punto de Medición a condiciones de flujo real.
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 medidor, incertidumbre asociada, y calidad de los hidrocarburos, adicional la ubicación en la que se entregarán el comercializador los hidrocarburos	Si	Si	La Asignación A-0340-M - Campo Tizón no contempla desarrollo adicional, por lo que no se han programado perforaciones adicionales de pozos, únicamente se tienen programadas reparaciones mayores, reparaciones menores, por lo cual, con el objetivo de evaluar el estado de las reparaciones menores y mayores se realiza el flujo de hidrocarburos del pozo mediante la cuantificación del aceite y gas por medio de los sistemas de medición operacionales disponibles en sitio, que para este caso es mediante medición multibásica	El Asignatario deberá de remitir a la Comisión los datos de producción por pozo de acuerdo con lo establecido en los L.T.M.M.

Figura 15. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos.

## Producción y Balance

La metodología de balance volumétrico de los fluidos producidos en el campo Tizón perteneciente a la Asignación A-0340-M-Campo Tizón presentada por PEP es consistente.

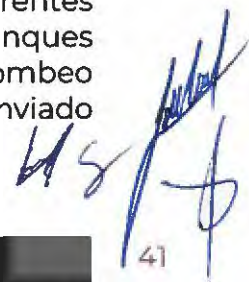
El procedimiento operativo para elaborar el balance volumétrico de líquidos y gas de la producción se basa en el Sistema Informático de la Administración de la Producción de PEP, SIAPPEP, el cual considera el ajuste volumétrico desde Puntos de Medición hacia Asignaciones de producción calculado a partir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

La medición de la producción individual de cada uno de los pozos ubicados en el campo Tizón se realiza con medidor multifásico ubicado a boca de pozo (medición operacional) con una frecuencia semestral por pozo. La producción gas-líquido de los pozos del campo Tizón fluye a través de ductos desde las macroperas del campo hacia el área de trampas del cabezal Tizón, donde se incorporan las corrientes de las asignaciones A-0108-M-Campo Cráter y A-0104-M-Campo Costero. Posteriormente, la corriente de hidrocarburos es enviada hasta la Batería de Separación Luna (medición referencial), donde se incorpora la producción de la Asignación A-0197-M-Campo Luna-Palapa, para después realizar el proceso de separación en dos fases (líquido y gas) mediante el uso de separadores que operan a presión intermedia. La corriente líquida se envía a la Batería de Separación Oxiacaque (medición referencial) para una segunda etapa de separación en baja presión y, por último, es enviada a la Batería de Separación Íride (medición referencial) para una tercera etapa de separación, nuevamente, en baja presión. La corriente líquida se recibe en la Central de Almacenamiento y Bombeo Cunduacán (medición de transferencia) para realizar los procesos de deshidratación y desalado. Finalmente, la corriente de petróleo es enviada al Punto de Medición ubicado en el Centro Comercializador de Crudo Palomas.

Por otra parte, la fase gaseosa, producto de la separación y rectificación en la B.S. Luna (medición referencial), es transportada a través del corredor de gas Luna-Pijje-Sen-Oxiacaque a la succión de la Estación de Compresión Cunduacán I y Cunduacán II (medición de transferencia) y, por último, enviada al Punto de Medición para gas ubicado en el Centro Procesador de Gas Cactus y Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex.

Con relación a la medición de condensados, una vez enviado el gas a las Estaciones de Compresión Cunduacán I y Cunduacán II y producto de los procesos de filtración, compresión, enfriamiento y transporte, se genera un volumen de condensado integrado por diferentes corrientes, en la cual se incluye la Asignación Tizón, el cual es recolectado en recuperadores de líquidos y medido en los Puntos de Medición para condensado ubicados en el Centro Procesador de Gas Cactus y Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex. Por otra parte, durante el proceso de rectificación primaria y secundaria en la B.S. Luna se obtienen líquidos conformados por condensados y agua, los cuales son marginales por lo que se disponen directamente al sistema de manejo de hidrocarburos líquidos (recirculación). El Asignatario determina el volumen de condensables bajo el sustento de la norma API MPMS 14.5 haciendo uso del análisis cromatográfico del gas medido en el Punto de Medición para gas ubicado en el C.P.G. Cactus y C.P.G. Nuevo Pemex, respecto de los cuales se realiza el balance y distribución del volumen producido por el campo Tizón conforme a la participación volumétrica de las corrientes que convergen en los Puntos de Medición de gas.

Con relación a la medición del agua, una vez recibida la corriente de hidrocarburo líquido-agua proveniente de la B.S. Íride, la cual está integrada por diferentes corrientes en la que se incluye la Asignación Tizón, es enviada a los tanques deshidratadores (TDA-2 y TD-4) en la Central de Almacenamiento y Bombeo Cunduacán. Posteriormente de la etapa de deshidratación, el crudo es enviado





al tanque de almacenamiento TA-2 para separar el agua remanente por efecto de densidad. La medición de los niveles de líquidos en los tanques de almacenamiento se realiza utilizando como instrumento de medición la cinta metálica métrica. Finalmente, el agua congénita producida es bombeada a los pozos letrina Cunduacán 60 y Cunduacán 61.

Respecto al reporte de balance de gas natural, el volumen de Gas Adicional utilizado como gas de sellos en la E.C. Cunduacán (gas residual de la red general de Bombeo Neumático) se cuantifica mediante balance con un volumen de gas asignado de 0.839 MMPCD en promedio para el año 2020. Para el caso del Gas Natural No Aprovechado, resultado de la destrucción controlada por mantenimiento a los equipos de compresión de la Asignación, se cuantifica mediante balance y se tiene asignado un volumen programado para el 2020 en promedio de 0.230 MMPCD.

La frecuencia para determinar la calidad a nivel asignación es de forma mensual tanto para los hidrocarburos líquidos como para los hidrocarburos gaseosos. La toma de muestra para determinar la calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos a nivel Asignación es en la línea de descarga, utilizando la práctica ASTM D 4057 y GPA 2166, respectivamente. Por su parte, el análisis de calidad de hidrocarburos en el Punto de Medición es diariamente.

La Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción contempla a partir del 01 de abril de 2020, el cambio en el tipo de fluido en el yacimiento JSK Bloque II de aceite volátil a gas y condensado. La producción de la Asignación A-0340-M-Campo Tizón tendrá el mismo recorrido para su manejo y sus sistemas de medición, debido a que no se cuenta a nivel Activo de Producción Samaria Luna con la infraestructura adicional para enviar los hidrocarburos producidos por líneas independientes a los Puntos de Medición de Gas y Condensado ubicados en el C.P.G. Nuevo Pemex y C.P.G. Cactus.

Debido a la mezcla de corrientes de diferentes Asignaciones es necesario la aplicación del prorrateo, distribución proporcional de un volumen de hidrocarburos en numerosas partes, para la asignación de los volúmenes de gas y líquidos perteneciente al campo Tizón. Esta asignación de volúmenes de hidrocarburos se sustenta en las mediciones de tipo operacional, referencial y transferencia, considerando la aportación volumétrica de cada una de estas mediciones de acuerdo con su incertidumbre de medida asociada.

## **j) Comercialización de Hidrocarburos**

La estrategia de comercialización presentada por el Asignatario contempla el envío desde las instalaciones propias de la Asignación, conjuntando la producción en superficie y enviándola de manera conjunta con 2 Asignaciones más (A-0108-M-Campo Cráter y A-0104-M-Campo Costero) a la Batería de Separación Luna. La producción tiene como destino final el Centro Comercializador de Crudo Palomas.



El hidrocarburo gaseoso se envía al Centro Procesador de Gas Cactus para ser comercializado en dicha instalación y Nuevo Pemex.

El hidrocarburo líquido producido en el área de Asignación se empleará en las dietas de elaboración de las mezclas de crudo que se realizan en el Centro Comercializador de Crudo Palomas, las cuales contienen las siguientes especificaciones para su Exportación y Refinación:

Análisis típico del Crudo "ISTMO"	
°API	32.0 – 33.0
Viscosidad (SSU100F)	55
Agua y Sedimento (%vol)	0.5
Azufre (%peso)	1.8
PVR (lb/in)	5.75
Punto de escurrimiento (F)	-35
Salinidad (lb/1000 bbl)	50
Temperatura (F)	90 - 105

Tabla 16.- Análisis

Para realizar la comercialización, los escenarios de precios de Hidrocarburos de largo plazo se definen considerando la información disponible en el momento de su emisión. La metodología empleada por el Asignatario parte de la proyección de precios de un crudo marcador, como el Brent Dated o West Texas Intermediate, así como el precio del gas natural en el sur de Texas.

En virtud de lo anterior, los precios de cada tipo de petróleo que componen la canasta mexicana de crudos de exportación se obtienen tomando en cuenta el diferencial histórico entre el precio de cada uno de ellos y los marcadores referidos en el párrafo anterior, incluyendo un ajuste en su comportamiento por las estimaciones de diferentes analistas del mercado.

En el caso particular de la determinación del precio de los hidrocarburos para el Área de Asignación, el Asignatario señala que se tiene un mecanismo de determinación de precio basado en el rendimiento de los hidrocarburos y de su relación con los productos comercializados (Crudo Istmo).

La tarifa de transporte por concepto de Logística es la tarifa ponderada por los puntos de venta y considera lo facturado por PEP por los servicios prestados por las Empresas Productivas Subsidiarias, resultando en una tarifa ponderada de 0.006\* [USD/bbl] para el aceite y de 0.0\* [USD/Mpc] para el gas.

Es importante reiterar que las tarifas señaladas son estimadas y preliminares, pues se encuentran a la espera de la revisión y validación u autorización por parte del Órgano Regulador correspondiente, así como al interior de Petróleos Mexicanos.

Por lo anteriormente expuesto, se considera que, con la información proporcionada por el Asignatario, se da cumplimiento al numeral 4.2.5 de los

Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos al ser consistente con la filosofía de operación de éste, considerando la infraestructura disponible y el aporte de producción para la elaboración de las mezclas mexicanas de exportación.

Finalmente, respecto al crudo marcador Brent Dated, se recomienda a PEP considerar identificar otro tipo de crudo marcador, pues las estadísticas del crudo Brent muestran tendencias a la baja respecto a su volumen de producción y uso en el mercado internacional.

### **Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)**

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.034/2020 de fecha 29 de enero de 2020, a lo cual mediante Oficio 352-A-I-001 con fecha del 31 de enero de 2020, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario y correspondiente a la Asignación A-0340-M-Campo Tizón, *"...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la Comisión relacionado con esta propuesta."*, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

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





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

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y los Puntos de Medición propuestos por el Asignatario, 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 de esta Asignación, en términos del presente análisis técnico y la evaluación de los Mecanismos de Medición correspondiente.

### **Obligaciones del Asignatario:**

1. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el Plan de Desarrollo para la Extracción por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen,
2. Dar aviso a esta Comisión – Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción cuando se finalice con cada una de las actividades programadas relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo para la Extracción,
3. Dar aviso a la Comisión de la entrada en funcionamiento, reparaciones, errores y del remplazo de los Sistemas de Medición como se estipula en los artículos 48, 49, 50 y 51 de los LTMMH,
4. Dar aviso a la Comisión cuando se presente alguno de los casos que se estipula en el artículo 52, fracciones I, II, III, IV y V de los LTMMH.
5. Los volúmenes y calidades del Petróleo, Agua, Gas Natural y Condensado producidos, así como los medidos en los Puntos de Medición, deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los formatos establecidos en el anexo I de los LTMMH y normatividad vigente. Asimismo el Asignatario deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno.
6. 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 de los Mecanismos de Medición,
7. Para el cumplimiento del artículo 10 de los LTMMH, deberá proporcionar el balance y los reportes de producción conforme a los formatos definidos por

8



45

la CNH, en el Anexo I de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial.

8. El Asignatario deberá mantener y actualizar el censo de los sistemas de medición e instrumentos de medida de los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición tipo operacional, de referencia y transferencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen,
9. 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,
10. El Asignatario deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en los Puntos de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH,
11. El Asignatario deberá reportar los condensados equivalentes calculados en los Puntos de Medición propuestos en los Centros de Proceso de Gas, 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 la Asignación.
12. El Asignatario deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico del Gas Natural producido en laboratorio acreditado, 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.
13. Deberá ser verificada, evaluada y actualizada la propuesta de los Indicadores de desempeño para su cumplimiento, con la finalidad de contar con evidencia de estos, para demostrar el desempeño de los instrumentos de los Mecanismos de Medición, dando cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33.
14. El Asignatario deberá asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, el cual deberá considerar un programa de autoverificación, a través de Diagnósticos "actividad de evaluación realizada por personal del Operador Petrolero o contratado por éste y que cuenta con las competencias suficientes como Auditor de primera parte conforme a la Norma NMX-CC-19011-IMNC-2012 Directrices a la Auditoria de los Sistemas de Gestión", sin menos cabo de lo anterior, el Asignatario deberá seguir presentando los Diagnósticos Metrológicos.
15. 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, así mismo como lo establecido en el Plan de Desarrollo para la Extracción, asociadas a los Sistemas de Medición de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición y por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.

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.

### **Conclusiones:**

De acuerdo con la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación A-0340-M-Campo Tizón contenidos en la solicitud de modificación de su Plan de Desarrollo para la Extracción, esta se evaluó conforme a los términos establecidos en los Lineamientos.

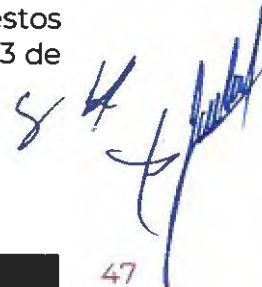
Por consiguiente y, en resumen, el manejo y medición de la producción de los hidrocarburos de la Asignación A-0340-M-Campo Tizón, se describen los sistemas de medición de volumen y calidad existentes utilizados desde los pozos hasta los Puntos de Medición propuestos ubicados en las instalaciones del Centro Comercializador de Crudo Palomas para el hidrocarburo petróleo, y en las instalaciones de los Centros de Proceso de Gas Cactus y Nuevo Pemex para los hidrocarburos gas y condensado.

El Asignatario se compromete a dar seguimiento y cumplimiento con los programas de implementación de los Mecanismos de Medición de los sistemas de medición y de las instalaciones de producción que influyan en la Medición de los Hidrocarburos presentados, cumpliendo así con la normatividad vigente para la medición conforme a lo establecido en los presentes Lineamientos.

Por lo que, derivado de lo anterior, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Asignatario, en atención a las siguientes consideraciones:

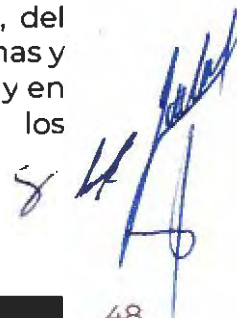
Respecto a las actividades propuestas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo, se concluye lo siguiente:

- a) 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 6, 9, 19, 21, 22, 23, 24, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
- ii. Se analizó la información proporcionada por el Asignatario respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
- iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario.
- iv. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.034/2020 de fecha 29 de enero de 2020, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-001 con fecha del 31 de enero de 2020, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario y correspondiente a la Asignación A-0340-M-Campo Tizón, "...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la Comisión relacionado con esta propuesta.", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:
  - 1) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
  - 2) Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los Lineamientos Técnicos.
  - 3) De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el Punto de Medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos, observando en todo momento lo indicado en este artículo.
  - 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los



estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos lineamientos.

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

b) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:

- a. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medición se concluye que es viable y adecuada en su implementación para la Asignación.
- b. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional y de Transferencia, la misma se encuentra definida en las Figuras 1 y 2 del presente dictamen.
- c. Se determina que deberá dar mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
- d. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte del Asignatario, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.
- e. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para la Asignación A-0340-M-Campo Tizón en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, el Asignatario deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo para la Extracción 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.

## **k) Programa Aprovechamiento del Gas Natural**

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación fue aprobado mediante la Resolución CNH.E.37.002/18, de fecha 20 de junio de 2018, junto con 61 asignaciones que a la fecha de la Resolución cumplían con la Meta de aprovechamiento de Gas en los términos referidos en el Considerando Sexto fracción II de la Resolución citada, incluida la Asignación A-0340-M-Campo Tizón.



PEP presentó en la modificación al Plan, la propuesta de reclasificación del tipo de hidrocarburo, derivado de los estudios realizados en la Asignación, de aceite volátil a gas y condensado.

En este sentido, las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos y el PAGNA al Campo Tizón, no serían aplicables para el Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación en cuanto dicha reclasificación se concluya respecto a la certificación de reservas ante la Comisión, al cambio de régimen fiscal y de reporte de fluidos ante el Fondo Mexicano del Petróleo y de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Por otra parte, de no realizarse el cambio en dicha reclasificación, y dado que el Asignatario presentó su PAGNA únicamente para el primer trimestre de 2020, aun cuando planea alcanzar su límite económico para el año 2034, el Asignatario deberá presentar la modificación del PAGNA hasta el límite económico de la Asignación y, en consecuencia, la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción.

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

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación del PDE, a continuación, en la Tabla 17 se muestran los indicadores clave de desempeño y evaluación del cumplimiento de los Planes conforme a los artículos 102 incisos a), b), d), e), f) y g) y 103 fracción I 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.

Característica	Gasto de operación	Inversión
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de avance del gasto de operación real con respecto a lo programado en el año	Porcentaje de avance de las inversiones reales con respecto a lo programado en el año
Unidad de medida		
Fórmula o descripción del indicador	$DGO = \frac{G_{oreal}}{G_{oplan}} * 100$	$DGO = \frac{I_{real}}{I_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Mensual
Característica	Producción	Aprovechamiento de Gas Natural
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada real del yacimiento real con respecto a la	Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado

8  




	pronosticada en un tiempo determinado	
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \frac{PA_{real}}{PA_{plan}} * 100$	$DAGN = \frac{AGN_{real} - AGN_{plan}}{AGN_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Mensual

Característica	Cumplimiento de los Planes
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada real (PA real) con respecto a la pronosticada (PA Plan) para 5 años
Unidad de medida	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \frac{PA_{real} - PA_{plan}}{PA_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Quinquenal
Periodo de reporte a la Comisión	Quinquenal

Característica	Factor de recuperación	Productividad
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Barriles por día (bpd)
Fórmula o descripción del indicador	$DFR = \frac{FR_{real} - FR_{plan}}{FR_{plan}} * 100$	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual

Característica	Contenido Nacional	Desarrollo de reservas
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DCN = \frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} * 100$	$DDR = \frac{DR_{real} - DR_{plan}}{DR_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Anual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Anual	Trimestral

8



Característica	Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Índice de Paros No Programados	Tomar acciones para eliminar los paros no programados	%	$IPNP = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Horas totales de paro no programado de equipo}}{\sum_{i=1}^n \text{Horas totales por equipo en un periodo de análisis}}$	Mensual	Mensual

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

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

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

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del PDE, se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 18.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
<b>Perforaciones</b>	<b>0</b>		
<b>Terminaciones</b>	<b>0</b>		
<b>Reparaciones mayores</b>	<b>6</b>		
<b>Reparaciones menores</b>	<b>36</b>		
Abandono			
<b>Abandono de ductos</b>	<b>8</b>		
<b>Taponamientos</b>	<b>17</b>		

Tabla 18. Indicadores de desempeño de las actividades ejercidas.  
(Fuente: Comisión)

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del PDE, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas, como se observa en la Tabla 19.

84  
A

Actividad	Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
	Perforación de Pozos	20.42		
Producción	Construcción de instalaciones	3.08		
	Ductos	2.39		
	General	205.10		
	Intervención de pozos	23.08		
	Operación de Instalaciones de Producción	0.10		
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	11.13		
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	7.83		
<b>Total, Programa de Inversiones</b>		<b>273.13</b>		

Tabla 19. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.  
(Fuente: Comisión)

- iii) Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas al incremento de la producción actual en la Asignación, mismo que está condicionado al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivada de la ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 20.

Hidrocarburo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Volumen por recuperar (2020-2034) MMb y MMMpc
Producción de condensado programada (Mbd)	15.5	10.3	5.9	2.9	1.8	2.1	1.8	1.4	1.1	0.9	0.6	0.4	0.3	0.2	0.1	15.1
Producción de condensado real (Mbd)																
Porcentaje de desviación																
Producción de gas programada (MMpcd)	93.1	61.5	33.8	17	12	14.2	12.4	9.9	7.9	6	4.3	3.1	2.2	1.1	0.6	93.5
Producción de gas real (MMpcd)																
Porcentaje de desviación																

Tabla 20. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada.  
(Fuente: Comisión)



## VII. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación al PDE de Hidrocarburos de la Asignación, 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 PDE.

Mediante oficio 250.111/2020 del 5 de marzo de 2020, la Comisión remitió a la Agencia la información asociada a la Solicitud, a fin de que fuera considerada en los trámites o autorizaciones iniciados por PEP, relacionados con el Sistema de Administración de Riesgos.

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.

Por tanto, el presente Dictamen se emite sin perjuicio de la obligación del PEP 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 LORCME.

## VIII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

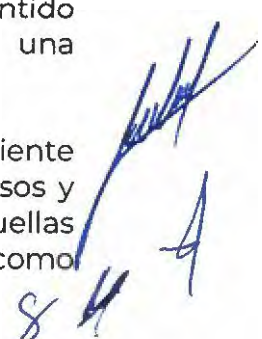
Mediante oficio 240.0112/2020 del 5 de marzo de 2020 la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía opinión respecto del programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional

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.

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, Pemex estará obligado a presentar una modificación al Plan.

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente al Plan, sin perjuicio de la obligación de Pemex de contar con los permisos y autorizaciones correspondientes en las materias reguladas por aquellas autoridades que, en el ámbito de sus atribuciones, resulten aplicables, así como



todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en los Planes aprobados por la Comisión, de conformidad con el artículo 7 de los Lineamientos.

## **IX. Sentido del dictamen técnico**

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la Modificación al PDE presentado por el Asignatario de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 fracciones I, II, IV, VI y VII de la LORCME, artículos 21, 22, 25, 59 fracciones I, II, III, IV, V, 62 fracciones III y IV de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el PDE dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación ya que la vigencia es de 20 años contados a partir del 13 de agosto de 2014.

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

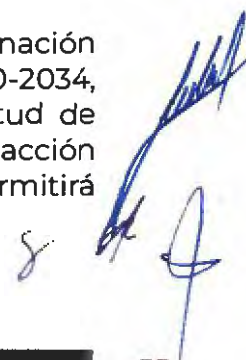
Con la toma de información como son registros de producción, registro presión-temperatura, registros de presión de fondo fluyente y cerrado, así como muestreo y análisis de fluidos, contribuirán a incrementar el conocimiento petrolero del país.

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

El PDE propuesto considera el mantenimiento de la producción base con 11 pozos productores en la formación JSK, así como 6 Reparaciones Mayores (RMA), que consideran cambios de intervalo para recuperar las reservas del yacimiento KM Bloque II y JSK Bloque II, lo cual contribuye a incrementar el factor de recuperación para los yacimientos del campo a 51.9% para gas y condensado y 67.7% para el gas. Es importante mencionar que la modificación al PDE presenta indicadores económicos positivos, para el Estado y para el Asignatario.

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

Las actividades planteadas por PEP para llevar a cabo dentro de la Asignación durante la ejecución de la modificación del PDE en el periodo 2020-2034, consisten en 6 RMA y 36 RME. Por lo que se determina que la solicitud de modificación del PDE promueve el desarrollo de las actividades de Extracción durante el desarrollo reparaciones y la información del yacimiento permitirá llevar a cabo un buen esquema de explotación en beneficio del país.



#### **d) La tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables**

Una vez analizada la información remitida por el Asignatario, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar por el Asignatario, como lo son la implementación de nuevos simuladores para la representación del comportamiento de flujo en medios porosos así, herramientas especiales para yacimientos de alta presión y temperatura, pruebas de presión e interferencia, pruebas en fluidos para análisis de miscibilidad, estimulaciones acidas con sistemas retardados, cementos microfinos y modificadores de permeabilidad, inhibidores y removedores de incrustaciones inorgánicas, sargas de limpieza y sondas resistentes a altas presiones y temperaturas, son adecuadas para dar continuidad al desarrollo de la Asignación y maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables.

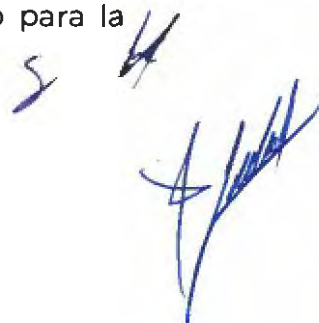
#### **e) El programa de aprovechamiento del gas natural**

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación fue aprobado mediante la Resolución CNH.E.37.002/18, de fecha 20 de junio de 2018, junto con 61 asignaciones que a la fecha de la Resolución cumplían con la Meta de aprovechamiento de Gas en los términos referidos en el Considerando Sexto fracción II de la Resolución citada, incluida la Asignación A-0340-M-Campo Tizón.

PEP presentó en la modificación al Plan, la propuesta de reclasificación del tipo de hidrocarburo, derivado de los estudios realizados en la Asignación, de aceite volátil a gas y condensado.

En este sentido, las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos y el PAGNA al Campo Tizón, no serían aplicables para el Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación en cuanto dicha reclasificación se concluya respecto a la certificación de reservas ante la Comisión, al cambio de régimen fiscal y de reporte de fluidos ante el Fondo Mexicano del Petróleo y de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Por otra parte, de no realizarse el cambio en dicha reclasificación, y dado que el Asignatario presentó su PAGNA únicamente para el primer trimestre de 2020, aun cuando planea alcanzar su límite económico para el año 2034, el Asignatario deberá presentar la modificación del PAGNA hasta el límite económico de la Asignación y, en consecuencia, la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción.





## **f) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos**

De acuerdo con la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación A-0340-M-Campo Tizón contenidos en la solicitud de modificación y aprobación de su Plan de Desarrollo para la Extracción, está se evaluó conforme a los términos establecidos en los Lineamientos.

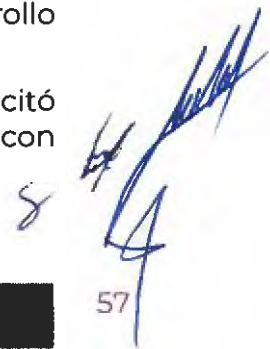
Por consiguiente y, en resumen, el manejo y medición de la producción de los hidrocarburos de la Asignación A-0340-M-Campo Tizón, se describen los sistemas de medición de volumen y calidad existentes utilizados desde los pozos hasta los Puntos de Medición propuestos ubicados en las instalaciones del Centro Comercializador de Crudo Palomas para el hidrocarburo petróleo, y en las instalaciones de los Centros de Proceso de Gas Cactus y Nuevo Pemex para los hidrocarburos gas y condensado.

El Asignatario se compromete a dar seguimiento y cumplimiento con los programas de implementación de los Mecanismos de Medición de los sistemas de medición y de las instalaciones de producción que influyan en la Medición de los Hidrocarburos presentados, cumpliendo así con la normatividad vigente para la medición conforme a lo establecido en los presentes Lineamientos.

Por lo que, derivado de lo anterior, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Asignatario, en atención a las siguientes consideraciones:

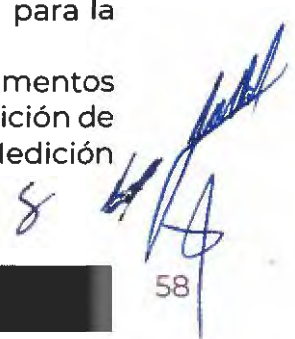
Respecto a las actividades propuestas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo, se concluye lo siguiente:

- c) 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:
  - v. 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 6, 9, 19, 21, 22, 23, 24, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
  - vi. Se analizó la información proporcionada por el Asignatario 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.
  - vii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario.
  - viii. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con



relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.034/2020 de fecha 29 de enero de 2020, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-001 con fecha del 31 de enero de 2020, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario y correspondiente a la Asignación A-0340-M-Campo Tizón, "...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la Comisión relacionado con esta propuesta.", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- 6) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
  - 7) 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.
  - 8) De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el Punto de Medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos, observando en todo momento lo indicado en este artículo.
  - 9) 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.
  - 10) 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.
- d) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:
- a. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medición se concluye que es viable y adecuada en su implementación para la Asignación.
  - b. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición



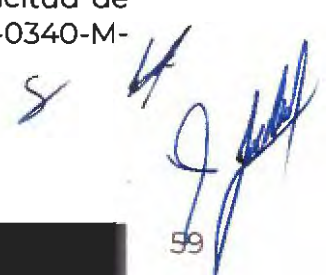
Operacional y de Transferencia, la misma se encuentra definida en las Figuras 1 y 2 del presente dictamen.

- c. Se determina que deberá dar mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
- d. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte del Asignatario, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.
- e. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para la Asignación A-0340-M-Campo Tizón en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, el Asignatario deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo para la Extracción 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.

## Recomendaciones

- Adquirir muestras representativas de los fluidos del yacimiento Cretácico para su correcta clasificación, realizar estudios PVT y reinterpretar otros existentes para ajustar los modelos composicionales.
- Adquirir información dinámica para evaluar las formaciones productoras y desarrollar estudios integrales que permitan actualizar las conceptualizaciones a nivel sectorial y de pozo en los yacimientos.
- Conforme se obtengan resultados de las actividades de producción, se deberán actualizar los volúmenes originales y de reservas que se estiman para el yacimiento KM Bloque II.
- Toma de información y monitoreo de la producción de agua para implementar un programa continuo de control de agua, que permita tomar acciones oportunas para evitar la irrupción abrupta en los pozos del campo Tizón y adaptar el ritmo de extracción para maximizar la recuperación.

Finalmente, se estima conveniente reiterar que el análisis que deriva en la opinión técnica expuesta en el presente Dictamen se realizó con base en la información que obra en el expediente CNH:5S.7/3/10/2019 entregada por el Asignatario a la Comisión, durante el proceso de evaluación de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0340-M-Campo Tizón.





**ELABORÓ**



**ING. SAMUEL ISAÍ VELÁZQUEZ  
PAREDES**  
Subdirector de Área  
Dirección General de Dictámenes  
de Extracción

**REVISÓ**



**ING. ALAN ISAAK BARKLEY  
VELASQUEZ**  
Director General Adjunto  
Dirección General de Dictámenes de  
Extracción

**REVISÓ**



**MTRO. FRANCISCO  
CASTELLANOS PAEZ**  
Director General de  
Dictámenes de Extracción

**AUTORIZÓ**



**ING. JULIO CÉSAR TREJO  
MARTÍNEZ**  
Titular de la Unidad  
Técnica de Extracción y su  
Supervisión

Los firmantes del presente dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, 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-0340-M-Campo Tizón.