



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

## **Contrato CNH-R01-L03-A23/2015**

Dictamen Técnico para la Modificación  
al Plan de Evaluación del Área  
Contractual 23 Tajón

Contratista: Perseus Tajón, S.A. de C.V.

Julio 2018

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

	<b>Contenido</b>
<b>CONTENIDO .....</b>	<b>2</b>
<b>I. DATOS GENERALES DEL ÁREA CONTRACTUAL.....</b>	<b>3</b>
<b>II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN.....</b>	<b>5</b>
<b>III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS.....</b>	<b>7</b>
<b>IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL PLAN .....</b>	<b>8</b>
A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS .....	8
B) COMPARATIVA, MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE EVALUACIÓN.....	8
C) OBJETIVO.....	12
D) ALCANCE.....	13
E) ACTIVIDADES FÍSICAS .....	13
F) PERFORACIÓN DE POZOS.....	14
G) REPARACIÓN DE POZOS .....	17
H) TOMA DE INFORMACIÓN.....	18
I) INVERSIONES Y GASTOS DE OPERACIÓN .....	20
J) MECANISMOS DE MEDICIÓN .....	21
K) COMERCIALIZACIÓN .....	22
L) APROVECHAMIENTO DE GAS .....	22
<b>V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA.....</b>	<b>24</b>
<b>VI. CUMPLIMIENTO AL PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS Y CONTENIDO NACIONAL .....</b>	<b>25</b>
<b>VII. RESULTADO DEL DICTAMEN.....</b>	<b>26</b>

## I. Datos Generales del Área Contractual

El 10 de mayo de 2016 (Fecha Efectiva), se firmó el Contrato No. CNH-R01-L03-A23/2015 (Contrato), para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondiente a la Licitación No. CNH-R01-L03/2015, entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y Perseus Tajón, S.A. de C.V. (Contratista), para el Área Contractual 23, campo Tajón, con una vigencia de 25 años a partir de la fecha de la firma.

### Antecedentes del Área Contractual

El Área Contractual 23, contiene al campo petrolero con el mismo nombre y se localiza en la ranchería "Las Flores", aproximadamente, 9 km al noroeste del municipio de Paraíso, Tabasco.

Geológicamente pertenece al Área Mesozoica Chiapas - Tabasco, en la porción terrestre del Pilar Akal.

En la tabla 1 se muestran las características principales del Área Contractual 23, y en la figura 1 la localización.

Concepto	Contrato
Nombre:	CNH-R01-L03-A23/2015
Estado y Municipio:	Tabasco, Paraíso
Área del Contrato:	27.5 Km <sup>2</sup>
Fecha de Emisión/Firma:	10 de mayo de 2016
Vigencia:	25 años
Tipo de Contrato:	Licencia
Contratista:	Perseus Tajón S.A. de C.V.
Periodo Inicial de Evaluación:	Un año [12 meses]
Periodo Adicional de Evaluación:	Un año [12 meses]
Tipo de Hidrocarburo:	Aceite
Formación Productora:	Terciario – Aceite de 25 °API Cretácico – Aceite de 32 °API
Profundidad para la Extracción:	Tajón Polígono A – Sin Restricción Tajón Polígono B – Todas las formaciones geológicas, con excepción de la Formación "Concepción Superior" del Mioceno Superior

Tabla 1.- Generalidades del Área Contractual 23  
(Fuente: CNH)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the bottom left and several initials and a mark at the bottom right.



Figura 1.- Localización del Área Contractual 23. (Fuente: CNH con información del Contratista)

777  
M  
L  
S  
J

## II. Relación Cronológica del Proceso de Revisión y Evaluación

En cumplimiento a la Cláusula 4.1 del Contrato, el 7 de septiembre de 2016 el Contratista sometió a consideración de esta Comisión el Plan de Evaluación (Plan) asociado al Contrato con una duración de un año a partir de la aprobación del Plan.

El Periodo de Evaluación comienza con la Fecha Efectiva y es el periodo concedido al Contratista para realizar actividades de Evaluación, el cual se compone del Periodo Inicial de Evaluación (Periodo Inicial) y del Periodo Adicional de Evaluación (Periodo Adicional), de conformidad con las cláusulas 1.1, 4.2 y 4.3 del Contrato.

El Periodo Inicial tiene la duración de hasta un año a partir de la aprobación del Plan de Evaluación.

El Periodo Adicional tiene la duración de un año comenzando en la fecha de terminación del Periodo Inicial.

El 7 de abril de 2017 el Órgano de Gobierno de esta Comisión emitió la Resolución CNH.E.12.007/17 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Evaluación presentado por Perseus Tajón S.A. de C. V., en relación con el Contrato CNH-R01-L03-A23/2015 para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia, correspondiente al Área Contractual 23.

La modificación al Plan considera el compromiso del Contratista de cumplir con el Programa Mínimo de Trabajo (PMT) y el Incremento en el Programa Mínimo no realizado durante el Periodo Inicial que equivale a 9,200 Unidades de Trabajo (UT), así como 4,000 UT adicionales correspondientes al compromiso contenido en la Cláusula 4.3 del Contrato para el Periodo Adicional, que son equivalentes a un pozo de conformidad con el Anexo 6 de dicho Contrato.

El Contratista deberá acreditar un total de 13,200 UT, de las cuales, 4,600 fueron establecidas en las Bases de Licitación y 4,600 corresponden al incremento del 100% al PMT ofrecido durante la Licitación del Acto de Presentación y Apertura de Propuestas, mientras que las 4,000 UT restantes corresponden al compromiso de ejecución adicional de UT tras haber solicitado el Periodo Adicional.

A través del oficio ASEA/UGI/DGGEERC/832/2017 con fecha 28 de agosto de 2017, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA) autorizó al Contratista el Sistema de Administración de Riesgos con número de autorización ASEA-PET17019C/AI0617 y cuenta con Clave Única de Registro de Regulado CURR No. ASEA-PET17019C expedida el 13 de marzo de 2017.

Mediante escrito recibido en la Comisión el 6 de marzo de 2018, el Contratista solicitó el Periodo Adicional en términos de la Cláusula 4.3 del Contrato, por un año a partir de la terminación del Periodo Inicial.

El Contratista solicita la Modificación al Plan aprobado mediante escrito presentado el día 28 de marzo del 2018 ante la Comisión.

Mediante oficio 250.152/2018 de fecha 9 de abril de 2018 emitido por la Unidad Técnica de Extracción, dirigido a la ASEA, se remitió información respecto a la Solicitud de Modificación al Plan, presentada por el Contratista, solicitando su opinión respecto al Sistema de Administración de Riesgos en el ámbito de sus atribuciones.

Mediante oficio 250.153/2018 de fecha 9 de abril de 2018 emitido por la Unidad Técnica de Extracción, dirigido a la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético de la Secretaría de Economía (SE), se remitió información respecto a la Solicitud de Modificación al Plan, presentada por el Contratista, solicitando su opinión respecto al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional en el ámbito de sus atribuciones.

Mediante oficio 260.511/2018 de fecha 24 de abril de 2018 emitido por la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos, dirigido al Contratista, se notificó la acreditación de 700 UT de diversas actividades contempladas como parte del PMT, descrito en el Anexo 6 del Contrato.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large '4' and '777' in the right margin.]*

Mediante oficio 260.521/2018 de fecha 25 de abril de 2018 emitido por la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos, se notificó al Contratista la aprobación y el inicio del Periodo Adicional en términos de la Cláusula 4.3 del Contrato.

Mediante oficio 250.187/2018 de fecha 27 de abril de 2018 emitido por la Unidad Técnica de Extracción, dirigido al Contratista, se notificó una Prevención de información con respecto a la solicitud de Modificación al Plan para el Área Contractual 23.

Mediante escrito recibido el día 21 de mayo de 2018, dirigido a esta Comisión, el Contratista respondió a la Prevención de Información emitida respecto a la solicitud de Modificación al Plan para el Área Contractual 23.

Mediante escritos recibidos los días 30 de mayo, 19 de junio y 9 de julio de 2018 dirigidos a esta Comisión, el Contratista envió Información adicional respecto a la solicitud de Modificación al Plan para el Área Contractual 23.



Figura 2.- Etapas del proceso de evaluación, Dictamen y Resolución de la modificación al Plan de Evaluación (Fuente: CNH)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large '9' at the top right, '777' below it, and several illegible signatures at the bottom right.

### III. Criterios de Evaluación Utilizados

La información ingresada ante la Comisión por el Contratista se presenta en términos de las cláusulas 4.1, 4.2, 4.3 y Anexo VII del Contrato, el Anexo I, numeral 2, apartado VI de los "Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones" (Lineamientos).

Para la evaluación técnica de la viabilidad, de conformidad a los Criterios Generales aplicables a los Planes de Evaluación y de Desarrollo, relacionados con los Contratos derivados de la Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015, emitidos por la Comisión el 10 de octubre de 2016 por Resolución CNH.E.54.001/16, del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos a la modificación al Plan de Evaluación, se observa que las modificaciones propuestas por el Contratista al Plan de Evaluación cumplen con las bases establecidas en el artículo 39, fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.



#### IV. Análisis y Evaluación de los Elementos de la Propuesta de Modificación al Plan

##### a) Características generales y propiedades de los yacimientos

La cuenca Terciaria está caracterizada por la presencia de fallas normales, fallas menores asociadas y rellenos sedimentarios de areniscas, lutitas y limolitas.

Los sedimentos del Terciario sobreyacen de manera discordante la plataforma carbonatada del Cretácico, que a su vez se encuentra sobre carbonatos marinos, así como lutitas y evaporitas del Jurásico.

La sección del Mesozoico contiene gruesas secuencias de sal, que se deforman extensivamente en domos, diapiros y anticlinales como resultados de tectónica compresiva y por la carga diferencial de los sedimentos del Terciario.

Parte del campo Tajón ha sido caracterizado en un contexto geológico, como un anticlinal afallado perteneciente a la formación del Cretácico en calizas dolomitizadas; en 2007 se perforó el pozo Tajón-101, resultando productor de aceite de 32°API en los intervalos 6,295-6,320 y 6,345-6,363 metros de dicha formación.

Hacia los objetivos geológicos de los yacimientos que están dentro del Área Contractual 23 se encuentran los pozos: Tajón-101, 103, 105 y 121 los cuales resultaron productores de aceite en el yacimiento principal, Tajón Profundo. El pozo Tajón-121 salió invadido 100% de agua salada con manchas de aceite en el yacimiento Tajón Profundo, y mostro la particularidad de resultar productor de aceite en el yacimiento Tajón Somero; el antiguo operador, Pemex Exploración y Producción (PEP), encontró un yacimiento en calizas arcillosas del Terciario, que denominó Cretácico alóctono. No obstante, la producción de aceite fue clasificada como no comercial, al producir 50 BPD aproximadamente de acuerdo con los límites de producción de hidrocarburos establecidos por PEP.

Características Generales	Tajón Profundo	Tajón Somero
Pozo descubridor	Tajón-101	Tajón-121
Formación productora	Cretácico	Terciario
Tipo de hidrocarburo	Aceite	Aceite
Tipo de Roca	Calizas Dolomitizadas	Calizas Arcillosas [Margas]
° API	32	25

Tabla 2.- Características generales de los yacimientos del Área Contractual 23  
(Fuente: CNH con información del Contratista)

##### b) Comparativa, motivo y justificación de la modificación al Plan de evaluación

La propuesta de modificación al Plan consiste en reprogramar algunas de las actividades aprobadas por la Comisión durante el Periodo Inicial a fin de que éstas sean ejecutadas en el Periodo Adicional, además de incluir la perforación de un pozo con la intención de que, en el momento debido, sea utilizado para la producción comercial de hidrocarburos.

De acuerdo con los resultados obtenidos de pruebas y aforos durante el Periodo Inicial, el Contratista solicita la modificación al Plan de Evaluación debido a un cambio en la estrategia de ejecución de actividades.

Del análisis de la información, obtenida resultado de las pruebas a las que fueron sometidos 4 pozos de interés [Tajón-101, 103, 105 y 121], el Contratista argumenta lo siguiente:

Para el pozo Tajón-101, concluye que existen problemas asociados a una alta producción de agua [corte de agua promedio de hasta 85 %] y que los intervalos abiertos producen líquidos de manera intermitente; considerando también la historia de perforación, terminación y producción previa, argumenta que la causa más probable de irrupción de agua en dicho pozo que reportó durante el aforo puede ser, por una mala

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'g' at the top, '777' in the middle, and several other signatures at the bottom right.

cementación en una de las tuberías revestimiento, y que el origen del agua de formación, podría estar en la cercanía del intervalo inicialmente productor en el Cretácico Medio debido a la alta salinidad característica que existe a la profundidad a la que se encuentra dicha formación.

Por lo anterior, el Contratista decide programar la realización de una reentrada ["sidetrack"] para desviar la trayectoria en el pozo Tajón-101 hacia el mismo objetivo geológico, Cretácico Medio-Inferior, esperando interceptar una zona con mejores características y mayor extensión del sistema fracturado en comparación a las interceptadas por el pozo original Tajón-101, no sin antes, obturar los intervalos iniciales abiertos. Por lo que considera conveniente realizar pruebas adicionales en esta reentrada lo cual le permitiría evaluar y confirmar su teoría respecto a la procedencia del agua y, ante todo, obtener producción comercial de hidrocarburos.

En lo que respecta al pozo Tajón-103, concluye que los intervalos abiertos producen de forma intermitente, por lo que llevará a cabo 3 Reparaciones Menores y 1 Mayor, en objetivos Cretácico Superior-Medio, con la intención de realizar limpieza del aparejo de producción, redisparar intervalos existentes que probablemente tengan daño en la formación productora y probar intervalos de los que espera encontrar mejores características y conexión con el sistema fracturado en comparación a los originales, estimular las zonas productoras, y de esta manera reevaluar el potencial del pozo.

Para el pozo Tajón-105, concluye que los intervalos abiertos tienen un potencial de producción de hidrocarburos muy bajo, sin embargo, de acuerdo con su interpretación y los resultados de las pruebas, existe presencia de los mismos, por lo que llevará a cabo una Reparación Mayor con la intención de localizar un intervalo potencial adicional con contenido de hidrocarburos en la formación Cretácico Medio que tenga buenas características de conexión con el sistema fracturado. Es así como el Contratista pretende reevaluar el potencial de este pozo.

En lo que corresponde al pozo Tajón-121, concluye y confirma que no tiene potencial de producción de hidrocarburos, debido al resultado obtenido durante la prueba en la que el pozo mostró un rápido abatimiento de presión aunado a que la terminación del mismo en el Cretácico salió invadida 100% de agua desde un principio, y en el Cretácico alóctono, resultó productor no comercial de hidrocarburos, de acuerdo con la clasificación que PEP, antiguo operador, le dio.

El pozo Tajón-2, desde el Periodo Inicial está conceptualizado para usarse como pozo letrina, el cual está siendo diseñado para inyectar el agua producida del campo Tajón en las areniscas de la formación Concepción Superior; de acuerdo con la teoría del Contratista, los pozos Tajón-101, 103, 105 y 121, fueron perforados sobre-balance dentro de la porción del terciario y existe probabilidad considerable de que una invasión profunda del fluido de perforación haya ocurrido, lo cual fortalece la motivación de este, para dimensionar que dichas areniscas podrían ser lo suficientemente porosas y permeables para admitir la inyección de agua.

El Contratista pretende perforar el pozo Tajón-3, esperando alcanzar los objetivos geológicos del Cretácico Medio-Inferior en una posición estructural del yacimiento más favorable y con mejores características petrofísicas, comparadas con las del pozo Tajón-101 y producir hidrocarburos de manera comercial. El Tajón-3, inclusive, estaría en posibilidad de reconocer la cima del Jurásico Superior Tithoniano, situación que el Tajón-101 no logró, además de que el Contratista estaría en toda posibilidad de adquirir y tomar la información referente a este pozo por su cuenta o a su cargo. Posterior a la terminación del pozo requerirá llevar a cabo diversas pruebas de producción.

Las actividades previstas en la modificación al Plan de Evaluación consideran:

- La realización de aquellas actividades que no se ejecutaron durante el Periodo Inicial para acreditar UT correspondientes al PMT y el Incremento en el PMT
- La realización de actividades para acreditar UT durante el Periodo Adicional correspondientes al compromiso adicional

Si bien el cronograma se modifica en cuanto a la línea de tiempo, algunas actividades aprobadas en el Plan han sido realizadas, se reafirman otras pendientes por ejecutar, algunas han dejado de ser contempladas y otras más complementan dichas actividades a realizar para el Periodo Adicional de acuerdo con el cambio de estrategia.

La siguiente figura muestra la tabla contenida en la solicitud de modificación al Plan por parte del Contratista con el total de actividades que intentará acreditar:

Actividad	Unidad de medida	Unidades de Trabajo por unidad de medida	Cantidad considerada	Total
Prestack Time Migration (PSTM)	Por Km <sup>2</sup>	20	27.5 KM <sup>2</sup>	550
Reverse Time Migration (RTM)	Por Km <sup>2</sup>	20	27.5 KM <sup>2</sup>	550
Interpretación sísmica	Por Área Contractual	30	1	30
Actualización de modelo estático	Unitario	300	1	300
Estudio de formación (fracturar Cretácico)	Unitario	10	1	10
Estudio de formación (Conceptualizar Estratigráficos Superiores)	Unitario	10	1	10
Tajón 101 PVT	Unitario	10	1	10
Reparaciones Pozo Tajón 101	Por reparación menor	400	3	1200
	Por reparación mayor	800	1	800
Reparaciones Pozo Tajón 103	Por reparación menor	400	4	1600
	Por reparación mayor	800	1	800
Reparaciones Pozo Tajón 105	Por reparación menor	400	1	400
	Por reparación mayor	800	1	800
Reparaciones Pozo Tajón 121	Por reparación menor	400	1	400
	Por reparación mayor	800	1	800
Perforación de Pozos	Por Pozo	4000	2	8000
				16,260

Figura 3.- PMT, Incremento en el PMT y compromiso para el Periodo Adicional Comprometido de acuerdo con el Contratista para el Área Contractual 23. (Fuente: Contratista)

El Contratista indica que llevará a cabo 2 Reprocesamientos de Datos Sísmicos, "Prestack Time Migration [PSTM]" y "Reverse Time Migration [RTM]", cada uno por 550 UT.

Al respecto, la actividad estipulada en el Anexo 6 del Contrato que acredita UT, es la "Adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 30", no así el reprocesamiento sísmico como actividad individual, por lo que dichas actividades no acreditan UT. Asimismo, en dicho Anexo 6, numeral 8.3, se indica que sólo se acreditará la adquisición, procesamiento e interpretación de datos sísmicos limitados al Área Contractual 23, y los kilómetros cuadrados acreditados no podrán exceder el 100% de la superficie de dicha Área.

El Contratista indica que realizará 2 Estudios de Formación para acreditar 20 UT, sin embargo, estos estudios no están contemplados en el listado de actividades del Anexo 6 del Contrato, por lo que dichas actividades no acreditan UT.

No obstante, el presente dictamen se enfoca en la aprobación de actividades para la ejecución del Plan de Evaluación y no en la estricta acreditación UT.

En la Tabla 3, se muestra las actividades que ya tenía aprobadas en el Plan de Evaluación durante el Periodo Inicial:

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large '9' and various scribbles.]*

Actividad	Unidad	Cantidad Plan Aprobado	UT	UT Plan Aprobado
Pozo	Por Pozo	1	4,000	4,000
Reparación mayor	Por Reparación	4	800	3,200
Reparación menor	Por Reparación	4	400	1,600
Estudios de núcleos	Unitario	3	25	75
Pruebas PVT	Unitario	4	10	40
Análisis de agua de formación	Unitario	2	10	20
Modelo estático actualizado	Unitario	1	300	300
Modelo dinámico actualizado	Unitario	0	300	0
Adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 3D	Por Km <sup>2</sup>	55	20	1,100
Interpretación de sísmica 3D	Por Área Contractual	1	30	30
<b>Total</b>				<b>10,365</b>
<b>PMT e Incremento en el PMT Comprometido durante el Periodo Inicial</b>				<b>9,200</b>
<b>◆ Diferencia</b>				<b>[+] 1,165</b>

Tabla 3.- PMT e Incremento en el PMT comprometido en el Periodo Inicial aprobado para el Área Contractual 23 de acuerdo con la definición de Actividades empleadas en el Contrato.  
(Fuente: CNH con información del Contratista)

◆ La Diferencia indica que el Contratista realizaría un mayor número de actividades para obtener más UT en comparación con las necesarias para el cumplimiento al PMT e Incremento en el PMT.

En la Tabla 4, se muestra las actividades a realizar complementarias para la modificación al Plan:

Actividad	Unidad	Cantidad Complementaria Plan Modificado	UT	UT Complementarias Plan Modificado
Pozo	Por Pozo	1	4,000	4,000
Reparación mayor	Por Reparación	0	800	0
Reparación menor	Por Reparación	5	400	2,000
Estudios de núcleos	Unitario	0	25	0
Pruebas PVT	Unitario	0	10	0
Análisis de agua de formación	Unitario	0	10	0
Modelo estático actualizado	Unitario	0	300	0
Modelo dinámico actualizado	Unitario	0	300	0
Adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 3D	Por Km <sup>2</sup>	0	20	0
Interpretación de sísmica 3D	Por Área Contractual	0	30	0
<b>Total</b>				<b>6,000</b>
<b>Compromiso para el Periodo Adicional</b>				<b>4,000</b>
<b>◆ Diferencia</b>				<b>[+] 2,000</b>

Tabla 4.- Compromiso para el Periodo Adicional de ejecución de UT para la modificación al Plan para el Área Contractual 23 de acuerdo con la definición de Actividades empleadas en el Contrato.  
(Fuente: CNH con información del Contratista)

◆ La Diferencia indica que el Contratista realizaría un mayor número de actividades para obtener más UT en comparación con las necesarias para el cumplimiento del compromiso para el Periodo Adicional.

En la Tabla 5, se muestra el total de las actividades que se aprobarán para la modificación al Plan, que incluyen el tanto el Periodo Inicial como el Periodo Adicional. De acuerdo con la información ingresada por el Contratista, en términos de las definiciones empleadas en el Contrato se tiene lo siguiente:

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

Actividad	Unidad	Cantidad Plan de Evaluación	UT	UT Plan de Evaluación
Pozo	Por Pozo	2	4,000	8,000
Reparación mayor	Por Reparación	4	800	3,200
*Reparación menor	Por Reparación	9	400	3,600
Estudios de núcleos	Unitario	0	25	0
Pruebas PVT	Unitario	1	10	10
Análisis de agua de formación	Unitario	2	10	20
*Modelo estático actualizado	Unitario	1	300	300
Modelo dinámico actualizado	Unitario	0	300	0
Adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 3D	Por Km <sup>2</sup>	55	20	1,100
Interpretación de sísmica 3D	Por Área Contractual	1	30	30
<b>Total</b>				<b>16,260</b>
<b>PMT e Incremento en el PMT Comprometido en el Periodo Inicial</b>				<b>13,200</b>
<b>+ Compromiso para el Periodo Adicional</b>				
<b>◆ Diferencia</b>				<b>[+] 3,060</b>

Tabla 5.- PMT, Incremento en el PMT y compromiso para el Periodo Adicional de ejecución de UT para la modificación al Plan para el Área Contractual 23 de acuerdo con la definición de Actividades empleadas en el Contrato.  
(Fuente: CNH con información del Contratista)

\*De 16,260 UT totales, el Contratista ha acreditado al 30 de abril de 2018, 700 UT; 1 Reparación menor realizada al pozo Tajón-101 [pesca de un mejorador de flujo tipo venturi y ancla mecánica] y 1 actualización al Modelo estático. Al mes de julio de 2018 existen actividades pendientes de acreditación a solicitud del Contratista.

◆ La Diferencia indica que el Contratista realizaría un mayor número de actividades para obtener más UT en comparación con las necesarias para el cumplimiento al PMT e Incremento en el PMT, más el compromiso para el Periodo Adicional.

La comparación entre presupuestos se presenta a continuación:

Subactividad Petrolera	Presupuesto Plan Aprobado [USD]	Presupuesto Plan Modificado [USD]
General		
Geofísica		
Geología		
Pruebas de Producción		
Ingeniería de Yacimientos		
Perforación de Pozos		
Seguridad, Salud y Medio Ambiente		

Tabla 6.- Comparativo de Presupuestos: Plan Aprobado vs modificación al Plan en dólares americanos de Estados Unidos.  
(Fuente: CNH con información del Contratista)

Lo anterior implica un cambio en el cronograma de actividades y el monto de erogaciones a ejercer, lo cual es motivo-justificación de la modificación al Plan.

### c) Objetivo

La modificación al Plan propuesto por el Contratista tiene como propósito:

- Establecer la integridad de infraestructura existente, y en su caso realizar los cambios y necesarios;
- Evaluar el potencial de producción comercial de hidrocarburos en las calizas fracturadas del Cretácico en el yacimiento Tajón- Profundo, y
- Determinar si el agua producida de los yacimientos del Cretácico puede ser inyectada entre los niveles Plioceno y Mioceno del Terciario [areniscas de la formación Concepción Superior]

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

**d) Alcance**

Para lograr el objetivo planteado, el Contratista realizará las siguientes actividades:

- Parte de la evaluación respecto al funcionamiento e integridad de instalaciones en superficie para brindar mantenimiento, ha sido efectuado durante el Periodo Inicial en las que se incluye: rehabilitación y pruebas de funcionamiento a arboles de válvulas, instalación de trampa de diablos, rehabilitación de fosa de quema, actividades de celaje con equipo de radiolocalización, pruebas hidrostáticas, reactivación operativa de ductos y revisión del sistema de protección catódica;
- Reprocesamiento de datos sísmicos 3D para mejorar la calidad de la imagen sísmica mediante las técnicas Prestack Time Migration [PSTM] y Reverse Time Migration [RTM];
- Realizar un modelo sísmico en tiempo y convertirlo a profundidad; integrarlo a un modelo de geopresiones, realizar análisis sedimentológicos y la elaboración estudios estratigráficos;
- Elaborar un modelo de caracterización de fracturas a nivel campo y pozo;
- Recaracterización Estructural [mapeo de fallas, cuerpos salinos y fracturas];
- Desviar la trayectoria del pozo Tajón-101, con objetivo geológico Cretácico Medio-Inferior para evaluarlo en diferentes intervalos y condiciones de flujo, así como evaluar también la necesidad de instalar controladores de flujo en fondo para restringir la entrada de agua ["*Inflow Control Devices*"];
- Intentar restablecer la producción en los intervalos ya probados de los pozos Tajón-103 y 105, en su defecto cambiar de intervalo productor si es que se identifican zonas que no hayan sido probadas mediante Reparaciones;
- Perforar y terminar el pozo Tajón-2 para inyección y disposición de agua entre los niveles Plioceno y Mioceno del Terciario con su respectiva toma de registros;
- Perforar y terminar el pozo Tajón-3, con objetivo geológico Cretácico Medio-Inferior con su respectiva toma de registros, núcleos y muestras de fluidos, conforme lo indica en el anexo del programa de perforación y terminación;
- En el caso de la separación y almacenamiento de los líquidos producidos, ha utilizado y continuara requiriendo un sistema provisional como centro de recolección con capacidad adecuada de almacenamiento, procesamiento y traslado para probar y medir los pozos, y
- Obtener un entendimiento integral de los yacimientos, de acuerdo con las actividades de caracterización y la realización de pruebas de producción para plantear alternativas de manejo de hidrocarburos en superficie a futuro y visualizar la estrategia de extracción.

**e) Actividades físicas**

El Contratista presentó la propuesta de cronograma para la ejecución de las actividades relacionadas con la evaluación del potencial de hidrocarburos en el Área Contractual 23, de acuerdo con lo siguiente:

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large '4' at the top right, '777' below it, and several illegible signatures at the bottom right.



**TAJON 2**



Figura 5.- Estado Mecánico y Columna geológica probable para pozo Tajón-2.  
(Fuente: Contratista)

Este pozo como se observa en la tabla anterior y el estado mecánico propuesto será vertical.

Los aspectos más importantes respecto a la propuesta del programa de perforación para el pozo Tajón-3 se muestran a continuación:

Coordenadas UTM	
Conductor	[Redacted]
Objetivo	[Redacted]

Tabla 8.- Coordenadas UTM para la perforación del pozo Tajón-3.  
(Fuente: Contratista)

777  
M  
[Handwritten signatures and initials]

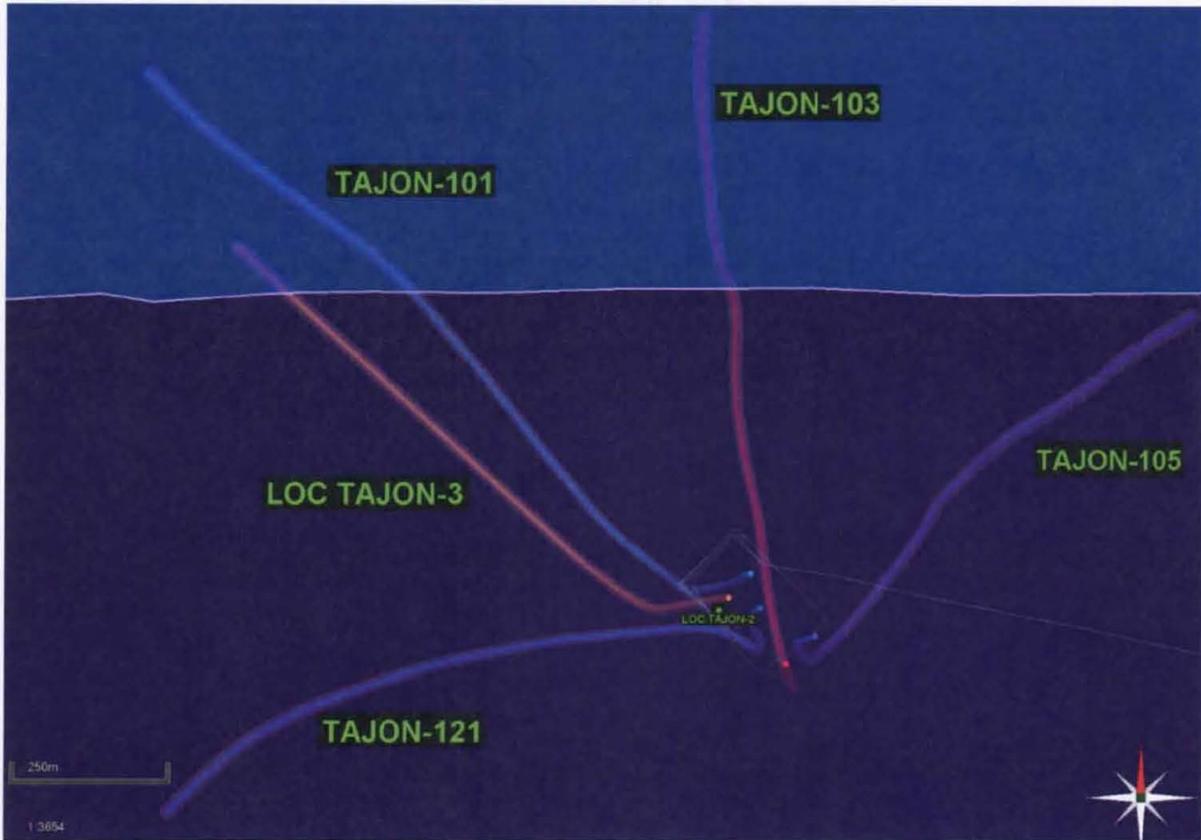


Figura 6.- Vista en planta de las localizaciones y proyección de trayectorias de los pozos Tajón-2 y Tajón-3, así como los perforados desde la macropera Tajón.  
(Fuente: CNH con información del Contratista)

Como puede observarse en la proyección de la trayectoria, este pozo será direccional.

Formación	Intervalo [m]
Cretácico Medio-Inferior	[REDACTED]

Tabla 9.- Propuesta de intervalo potencial para probar en el pozo Tajón-3.  
(Fuente: Contratista)

Formaciones	Profundidad Vertical [mybhm]	Profundidad Vertical [mybmr]	Profundidad Desarrollada [mdbmr]	Litología
Plio-pleistoceno	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	Arenisca
Plioceno Superior	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	Arenisca y arena
Plioceno Inferior	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	Intercalaciones de arena y lutita
Mioceno Superior	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	Lutita
Cima de Sal	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	Anhidrita
Cretácico Inferior [alóctono]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	Marga y Mudstone
Cretácico Medio [alóctono]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	Mudstone
Cretácico Superior [alóctono]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	Mudstone
Cretácico Medio	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	Mudstone
Cretácico Inferior	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	Mudstone
Jurásico Superior Tithoniano	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	Mudstone

Tabla 10.- Columna geológica probable para pozo Tajón-3.  
(Fuente: Contratista)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the bottom and several initials to the right.

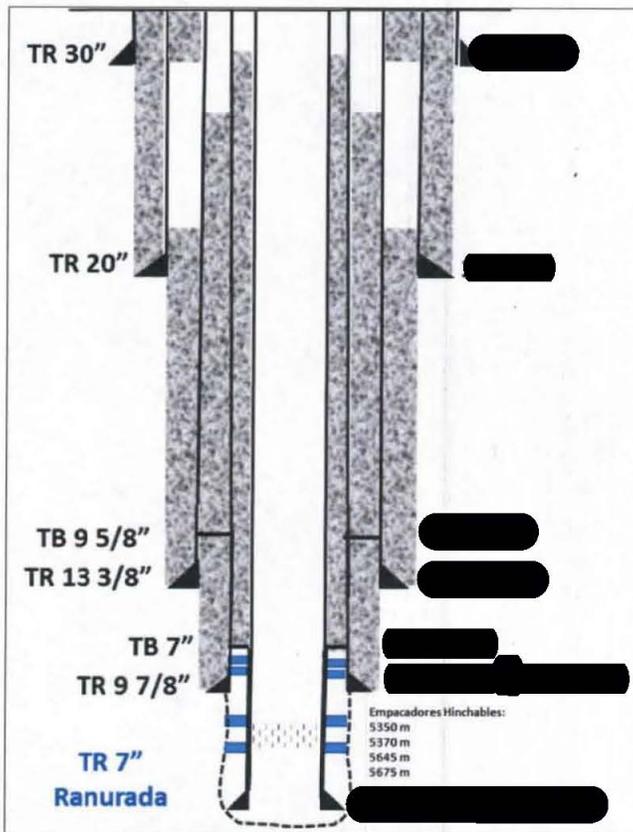


Figura 7.- Estado Mecánico y asentamiento de tuberías propuesto para el pozo Tajón-3.  
(Fuente: Contratista)

**g) Reparación de pozos**

El Contratista entregó un programa detallado para Reparación de pozos en la solicitud de modificación al Plan.

Los aspectos más importantes respecto las Reparaciones de pozos se muestran a continuación:

Pozo	Tipo de Reparación	Objetivo	Resultados Esperados
Tajón-103	Menor - Sin equipo	[Redacted]	[Redacted]
Tajón-103	Mayor - Sin equipo	[Redacted]	[Redacted]
Tajón-103	Menor - Sin equipo	[Redacted]	[Redacted]
Tajón-103	Menor - Sin equipo	[Redacted]	[Redacted]
Tajón-101	Menor - Sin equipo	[Redacted]	[Redacted]

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

Pozo	Tipo de Reparación	Objetivo	Resultados Esperados
Tajón-105	Mayor - Sin equipo	[REDACTED]	[REDACTED]
Tajón-101	Mayor - Con equipo	[REDACTED]	[REDACTED]
Tajón-121	Mayor - Con equipo	[REDACTED]	[REDACTED]

Tabla 11.- Resultados esperados de las Reparaciones de pozos durante la modificación al Plan.  
(Fuente: Contratista)

\*\* La conversión del pozo Tajón-121 a inyector solo será posible bajo las circunstancias argumentadas en el Resultado del presente Dictamen

#### h) Toma de información

#### Pruebas de Producción

De septiembre de 2017 a mayo de 2018 [9 meses], el Contratista ha realizado distintas pruebas y aforos a los pozos Tajón-101 y Tajón-103 mismos que han mostrado un comportamiento intermitente mes a mes, con variaciones de tiempo que van de 62 a 262 horas, y cantidad de fluidos producidos en cada prueba. De acuerdo con los reportes de producción y balance entregados por el Contratista a esta Comisión, en un periodo de tiempo de 9 meses, ha extraído las cantidades que se muestran a continuación, como resultado de pruebas y aforos:

Volumen de Aceite [B]	Volumen de Agua [B]	Volumen de Condensado [B]	Volumen de Gas [MMPC]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Tabla 12.- Volumen de líquidos y gas, resultado de las pruebas y aforos efectuadas por el Contratista de septiembre de 2017 a mayo de 2018.  
(Fuente: CNH con información del Contratista)

El Contratista enfocaría su atención en los pozos *sidetrack* Tajón-101, Tajón-103, además del que tiene en cronograma para perforar, Tajón-3, para realizar pruebas alcance extendido, las cuales podrían variar de 90 a 270 días, tal como se muestra a continuación:

Fecha de apertura	Fecha de cierre	Duración [Días]	Pozo	Intervalo	Volumen de Aceite [B]	Volumen de Agua [B]	Volumen de Gas [MMPC]
abr-18	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
oct-18	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
abr-18	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
jul-18	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
nov-18	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
				Medio	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
				Total	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Tabla 13.- Pronostico de volumen de líquidos y gas, durante la realización de pruebas de alcance extendido.  
(Fuente: CNH con información del Contratista)

El Contratista entregó un programa detallado para la toma de información en su solicitud de modificación al Plan.

*[Handwritten signatures and marks in blue ink]*

**Programa de toma de registros para el pozo Tajón-2:**

Etapa	Registro	
Agujero descubierto 12.1/4 "		
Agujero descubierto 8.1/2 "		

Los registros CBL-VDL-GR se correrán en tubería de producción durante las operaciones de terminación del pozo.

**Programa de toma de registros para el pozo Tajón-3:**

Etapa	Registro	Intervalo [md]
Agujero descubierto 26 "		
Agujero descubierto 17.1/2 "		
Agujero descubierto 12.1/4 "		
Agujero entubado 9.7/8 "		
Agujero descubierto 8.1/2 "		

Tabla 15.- Registros a adquirir en el pozo Tajón-3.  
(Fuente: Contratista)

Para el pozo Tajón-2, productor el Contratista no contempla cortar núcleos.

Para el pozo Tajón-3, productor el Contratista no contempla cortar núcleos.

**Programa de toma de registros en pozos existentes:**

Durante las intervenciones programadas a los pozos existentes en el Área Contractual 23, se adquirirán los siguientes registros:

Pozo	Registro
------	----------

*[Handwritten signatures and marks in blue ink, including a large '4' and '777' in the right margin.]*

Tajón-101	[Redacted]
	[Redacted]
	[Redacted]
	[Redacted]
	[Redacted]
Tajón-103	[Redacted]
	[Redacted]
	[Redacted]
Tajón-105	[Redacted] (CCL) para
	[Redacted]
	[Redacted]
Tajón-121	[Redacted] (CCL) para
	[Redacted]
	[Redacted]

Tabla 16.- Registros a adquirir en pozos existentes.  
(Fuente: Contratista)

**i) Inversiones y Gastos de operación**

De acuerdo con la información presentada por el Contratista, el monto estimado para llevar a cabo las actividades que se describen en la Modificación del Plan de Evaluación es de 42.34 millones de dólares.

**Descripción del Presupuesto**

El Presupuesto relacionado a la Modificación del Plan de Evaluación, es el que se encuentra en la Tabla 17. Así mismo, la Figura 8, representa las proporciones que abarca cada Sub-actividad petrolera en cada Actividad del presupuesto.

Sub-actividad petrolera	Presupuesto Total 2018
General	[Redacted]
Geofísica	[Redacted]
Geología	[Redacted]
Pruebas de Producción	[Redacted]
Ingeniería de Yacimientos	[Redacted]
Perforación de Pozos	[Redacted]
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	[Redacted]
<b>Total</b>	[Redacted]

Tabla 17.- Presupuesto modificado  
(Montos en dólares de Estados Unidos)  
(Fuente: CNH con información del Contratista)

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'g' and '777']*

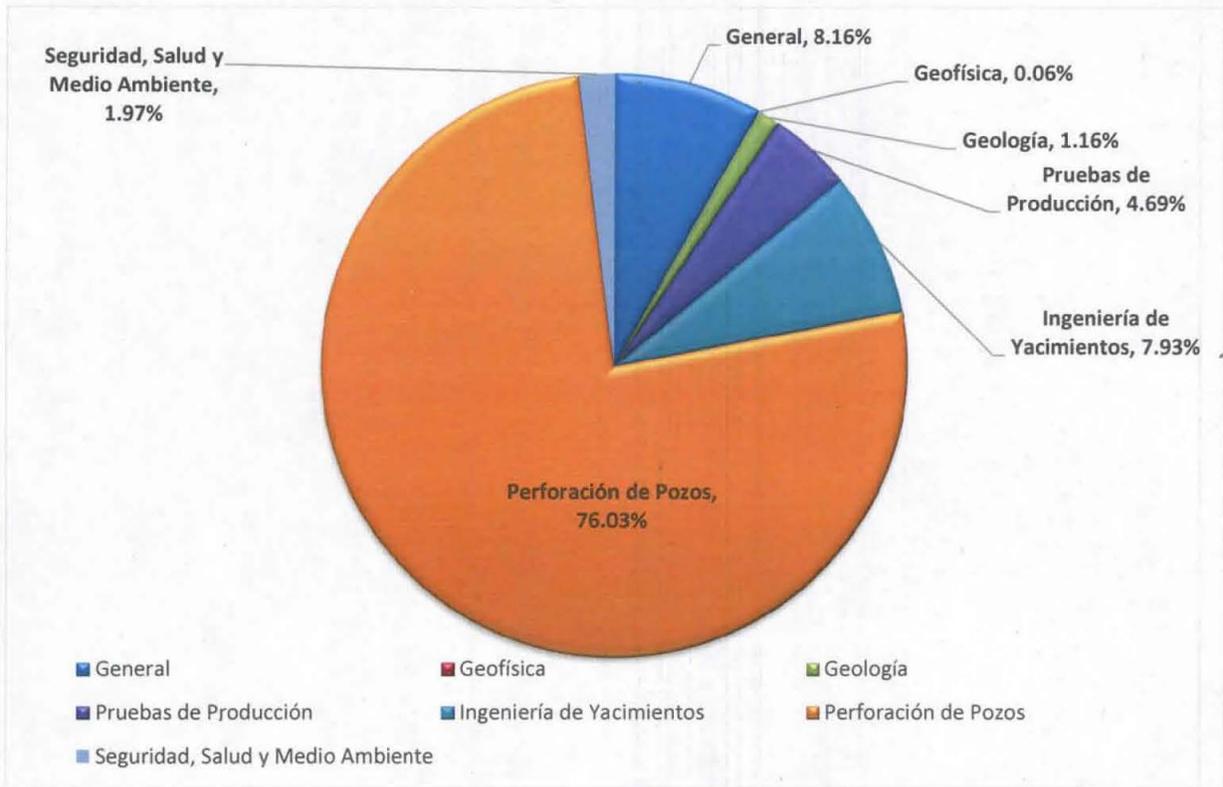


Figura 8.- Distribución del presupuesto de la Actividad Petrolera Evaluación.  
(Fuente: CNH con información del Contratista)

De la información anterior, se observa que el Presupuesto presentado por el Contratista detalla los costos asociados a cada una de las actividades programadas dentro de la Modificación al Plan de Evaluación, y de conformidad con el Catálogo de Costos establecido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

**j) Mecanismos de medición**

Durante el Periodo de Evaluación el Contratista ha utilizado equipo de separación y medición móvil, y mediante bombeo centrífugo ha enviado los líquidos obtenidos de las pruebas hacia la Batería de Separación Puerto Ceiba, propiedad de PEP.

El Contratista contempla contar con un sistema de medición en la macropera del pozo Tajón-101 el cual logre garantizar la confiabilidad y exactitud de medición en los puntos de entrega y recepción durante el Periodo de Evaluación de acuerdo con lineamientos y normatividad vigente.

El Contratista formalizó un acuerdo operativo con PEP, el cual establece parámetros de transferencia y custodia de hidrocarburos; el Contratista realiza la extracción de hidrocarburos, resultado de la realización de pruebas, y PEP el acondicionamiento de los mismos. Dicha actividad se realiza en la Batería de Separación Puerto Ceiba, incluyendo la separación y limpieza de impurezas de los hidrocarburos para su entrega final a comercialización.

El protocolo de medición y acuerdo de la entrega/recepción de hidrocarburos [Contratista/PEP], debe contemplar:

- Evaluar los puntos de medición.
- Filosofía de operación.
- Sistema de medición de hidrocarburos Líquidos.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'M', 'J', and 'S']*

- Sistema de medición de hidrocarburos Gas.
- La incorporación de las corrientes medidas.
- Comité operativo de medición.
- Determinación de los grados °API.
- Descripción de las responsabilidades de cada uno de los representantes de las partes.
- Nominación de los hidrocarburos.
- Caudales de seguridad.
- Descripción de los márgenes permitidos de error en las mediciones.
- Revisión de la validación de las condiciones estándar de entrega/recepción de hidrocarburos y subproductos.
- Procedimientos a seguir cuando se requiere un cambio de las condiciones de operación del fluido a medir.
- Aspectos de calibración y certificación de los sistemas de medición.
- Descripción del procedimiento de ajuste del factor de medición de los sistemas en proceso de calibración de los hidrocarburos.
- Responsabilidades del Contratista.
- Responsabilidades de PEP.
- Mantenimiento de los sistemas de medición.
- Aspectos de seguridad, salud y protección al ambiente.
- Verificación de los computadores de flujo e instrumentación asociada.

#### **k) Comercialización**

Los fluidos que se estiman producir durante las pruebas serán comercializados de acuerdo el Contrato de Licencia vigente, y en su caso empleando los servicios de Petróleos Mexicanos a través de su empresa filial PEP.

Para ello, el Contratista utiliza el oleogasoducto OLG TAJÓN 101-TDR BAT PCB 8"X4.513 km existente para recolectar los fluidos y dirigirlos hacia la Batería de Separación Puerto Ceiba, donde se realiza la venta/comercialización del producto a PEP.

En etapas posteriores, es el interés y la intención del Contratista maximizar la producción de Hidrocarburos a tal nivel que permita optimizar costos, utilizando otras alternativas de venta que incluyen la construcción e implementación de infraestructura propia y canalizando la producción directamente a algún cliente final.

Cabe resaltar que al tratarse de un Hidrocarburo que se obtendrá como producto de pruebas de producción el Contratista manifiesta que se procederá a realizar el correspondiente análisis PVT por tanto la información que de este se obtenga deberá ser remitida a la Comisión junto con el volumen de producción conforme a la normatividad vigente aplicable. Lo anterior a fin de dar cumplimiento al Anexo 3 del contrato referente a las obligaciones de reporte ante el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

#### **l) Aprovechamiento de Gas**

Aunque actualmente el Contratista no cuenta con instalaciones necesarias para el aprovechamiento de gas, reconoce que uno de los objetivos del Periodo de Evaluación es obtener la información suficiente para dimensionar y determinar con precisión el tipo de equipo necesario para el manejo de este fluido durante la etapa de Desarrollo del Campo, por lo que no dejará de explorar diversas opciones para su aprovechamiento y comercialización durante la etapa de evaluación.

De acuerdo con las pruebas realizadas, las condiciones operativas de presión de los pozos Tajón-101, 103 y 105, no fueron suficientes para poder enviar el gas a través del ducto de interconexión con destino a la Batería Puerto Ceiba de forma natural.

El Contratista argumenta que resultaría posible enviar el gas a través del ducto utilizando equipo de compresión, sin embargo, debido a los bajos volúmenes registrados durante las primeras pruebas y mediciones, no es económicamente rentable, por lo que, en caso de ser necesario, llevaría a cabo la destrucción controlada de gas.

Durante los procesos de perforación, terminación, reparación y pruebas de pozo se realizan actividades de control de pozo, por lo que, en caso de ser necesario, el Contratista tendría que hacer destrucción controlada de gas por cuestiones de seguridad. Respecto a los pozos Tajón-3 y *sidetrack* del Tajón-101, una vez terminada su perforación y terminación, el Contratista llevará a cabo pruebas de producción extendida, por lo que, solo en caso de ser necesario, y no ser posible su comercialización con PEP, realizará destrucción controlada de gas para evaluar la capacidad y condición de producción, siempre y cuando resulten pozos productores con éxito comercial.

Dicha destrucción se realizará con base en lo establecido en el Artículo 6, fracción III de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos.

A raíz de las Pruebas de Producción y mediciones efectuadas, el Contratista identificó la oportunidad de realizar la alineación directa en la corriente líquida-gaseosa a la batería de Puerto Ceiba, para así lograr el aprovechamiento del Gas.

Bajo este supuesto, y en caso de que resulte económica y técnicamente viable, el Contratista, comercializará la molécula gaseosa y/o aceite al amparo del Contrato de Compraventa de Hidrocarburos que tiene celebrado con PEP.

No obstante, el Contratista continuará analizando otras opciones para su aprovechamiento y comercialización durante esta etapa, entre ellas, el uso de Gas como agente de autoconsumo para mejorar la producción, mediante la evaluación de métodos de levantamiento artificial.

*[Handwritten signature]* 777

*[Handwritten signatures and initials]*

## V. Mecanismos de Revisión de la Eficiencia Operativa

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

**Seguimiento al cumplimiento del Compromiso Contractual en UT:** el Contratista deberá acreditar por lo menos 13,200 de 16,260 UT, comprometidas, para cumplir con el Compromiso Contractual asociado al PMT, el incremento en el PMT y el compromiso para el Periodo Adicional asociado al Plan de Evaluación.

Actividad	UT planeadas	UT acreditadas	% de cumplimiento
Pozos	8,000		
Reparaciones mayores	3,200		
*Reparaciones menores	3,600		
Estudios de núcleos	0		
Pruebas PVT	10		
Análisis de agua de formación	20		
*Modelo estático actualizado	300		
Modelo dinámico actualizado	0		
Adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 3D	1,100		
Interpretación de sísmica 3D	30		
Total	16,260		
<b>PMT e Incremento en el PMT Comprometido en el Periodo Inicial</b>	<b>13,200</b>		
<b>+ Compromiso para el Periodo Adicional</b>			

Tabla 18.- Indicador de desempeño al cumplimiento del Compromiso Contractual en función de las UT acreditadas (Fuente: CNH con información del Contratista).

\*De 16,260 UT totales, el Contratista ha acreditado al 30 de abril de 2018, 700 UT; 1 Reparación menor realizada al pozo Tajón-101 [pesca de un mejorador de flujo tipo venturi y ancla mecánica] y 1 actualización al Modelo estático. Al mes de junio de 2018 existen actividades pendientes de acreditación a solicitud del contratista.

**Seguimiento del Plan:** Con base en el artículo 31 fracciones VI y VIII de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Contratista en el Área Contractual 23, con el fin de verificar que el proyecto que este último lleve a cabo, esté de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el objeto principal de maximizar el valor de los hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento al Plan.

Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la siguiente tabla.

Sub-actividad petrolera	Programa de erogaciones 2018 [USD]	Erogaciones ejercidas [USD]	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
General	██████████		
Geofísica	██████████		
Geología	██████████		
Pruebas de Producción	██████████		
Ingeniería de Yacimientos	██████████		
Perforación de Pozos	██████████		
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	██████████		
<b>Presupuesto Total</b>	<b>██████████</b>		

Tabla 19.- Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas (Fuente: CNH con información del Contratista)

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'M', 'J', and 'A']*

## VI. Cumplimiento al Programa de Administración de Riesgos y Contenido Nacional

El Programa de Administración de Riesgos fue presentado por el Contratista conforme a la cláusula 13.3 y numeral 6 del Anexo 7 del Contrato, así como al apartado VI.10 del Anexo 1 de los Lineamientos.

La ASEA emitió respuesta respecto al cumplimiento de Sistema de Administración de Riesgos mediante el oficio ASEA.UGI/DGGEERC/0453/2018 de fecha 3 de mayo de 2018.

Si bien actualmente el Contratista cuenta con CURR, deberá informar a la ASEA sobre las actividades que plantea realizar en el marco de la modificación al Plan de Evaluación correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A23/2015, y de igual manera, deberá dar Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración, una vez que la Comisión haya aprobado la modificación al Plan.

Con independencia de lo anterior, es jurídicamente viable que el Órgano de Gobierno de la Comisión, en ejercicio de sus atribuciones y con la autonomía técnica, operativa y de gestión atribuida en el artículo 3 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se pronuncie respecto de la propuesta de modificación al Plan de Evaluación, sin perjuicio de la obligación del Contratista de cumplir con la normativa aplicable respecto del Sistema de Administración de Riesgos.

En relación con el Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional, el cual considera, entre otros, la transferencia de tecnología, en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos, el Contratista presentó diversa información relacionada, conforme a la cláusula 18.3, 18.5, numeral 8 del Anexo 7 del Contrato, así como al apartado VI.12 del Anexo 1 de los Lineamientos.

En este contexto, la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético de la Secretaría de Economía evaluó el programa presentado por el Contratista en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio UCN.430.2018.234 de fecha 26 de junio y recibido el 28 de junio de 2018, notificó a esta Comisión, su opinión favorable con relación al Programa de Cumplimiento en materia de Contenido Nacional presentado por el Contratista.

*[Handwritten signature and scribbles]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten signature and scribbles]*

## VII. Resultado del Dictamen

Los resultados de las pruebas de producción, le permitirá al Contratista resolver entre otras incógnitas, redimensionar el tamaño del campo, tener un mejor entendimiento de las propiedades de los fluidos producidos con la intención de estimar valores de permeabilidad efectiva para efectos de caracterización de yacimientos, y determinar los elementos técnicos para decidir cuál sería el esquema óptimo de extracción de hidrocarburos dentro del Área Contractual 23, de esta manera y junto con las actividades de aforo realizadas desde hace 9 meses será capaz de determinar el gasto óptimo para la producción de hidrocarburos así como dimensionar la infraestructura en superficie con la cual manejaría la producción de los mismos, en caso de que el esquema de evaluación a los pozos ya existentes y los que pretende realizar sea exitoso, estaría en posibilidad de proyectar la producción de aceite, gas y agua, para estimar un probable factor de recuperación a futuro.

Como estrategia adicional, en caso de que el Tajón-2, pozo letrina, que pretende realizar, *"no presente los parámetros de inyección adecuados"*, el Contratista de acuerdo con su propio argumento, tendría visualizado convertir el pozo Tajón-121 y utilizarlo para disposición de agua. No obstante, la Comisión establece que la frase: *"no presente los parámetros de inyección adecuados"*, queda abierta a distintas posibilidades no especificadas, por lo que para esta Comisión, perforar y terminar un pozo el cual esta conceptualizado única y exclusivamente para disposición de agua, y posteriormente, el mismo *"no presente los parámetros de inyección adecuados"*, corresponderá a presentar un problema de tipo operativo en el cual el estado mecánico del pozo impida realizar las actividades de inyección para las que fue diseñado y/o se tenga en superficie una cantidad excesiva de agua que sea imposible de inyectar, dado que la formación geológica no permitan la admisión de dicho fluido y por ende, la propia inyección. Por lo tanto, de presentarse este escenario, sería la única forma justificable para convertir a pozo letrina el Tajón-121, lo anterior en el entendido de que, durante el Periodo de Evaluación, realizar un pozo letrina y reconvertir otro con la misma finalidad, es poco factible e innecesario en cuanto a optimización de recursos e infraestructura, dado que el Periodo Adicional solo dura 12 meses, y a la fecha se ha producido una cantidad menor a 8,000 barriles de agua desde que el Contratista comenzó con las pruebas de producción hace 9 meses.

En caso de presentarse el caso anteriormente expuesto, el Contratista deberá asegurarse de taponar definitivamente aquellos intervalos que alguna vez fueron probados a lo largo de toda la columna del pozo Tajón-121, para posteriormente dentro de la formación Concepción Superior, hacer los trabajos necesarios para la conversión a inyector, no sin antes realizar las pruebas de inyección correspondientes, cumpliendo con toda normativa para disposición de agua.

Otro escenario factible para la conversión del pozo Tajón-121 a inyector, es aquel en el que no se realice la perforación y terminación del pozo letrina Tajón-2. Sin embargo, si esto ocurriera, el Contratista dejaría de obtener 4,000 UT para el Cumplimiento Contractual en este rubro.

La conversión del pozo Tajón-121 se considera como una Reparación Mayor, del cual incluyó un programa operativo como archivo anexo, adjunto a la solicitud de modificación al Plan.

Por lo tanto, dentro del Periodo de Evaluación, la perforación de un pozo letrina y la conversión de un pozo a pozo letrina destinado para la inyección y disposición de agua, son mutuamente excluyentes.

El Contratista manejará el agua obtenida de la producción de hidrocarburos utilizando un sistema de acondicionamiento que incluirá, pero no se limitaría, a un tanque de almacenamiento, tanque de balance, sistema de retro lavado, filtros y bombas de inyección. Dicho sistema de acondicionamiento llevará el fluido a calidad para disposición mediante inyección al pozo letrina.

El Contratista deberá asegurarse antes de realizar actividades de inyección, de que el agua producida sea compatible con las formaciones receptoras. Por lo tanto, el sistema de acondicionamiento deberá ser lo suficientemente eficiente en cuanto a control de: exceso de sólidos, aceite disuelto en el agua de inyección, corrosión, reacción química, tratamiento químico y/o crecimiento de microbios. La Comisión exhorta al Contratista a poner especial atención a la situación descrita anteriormente, con toda la intención de evitar desencadenar consecuencias indeseables referente a la realización de actividades de extracción de

hidrocarburos, pero más importante aún, ser respetuoso del ecosistema y medio ambiente de la región en el que se incluyen las zonas lacustres y la proximidad con la playa dentro y fuera del Área Contractual 23.

De ser posible la inyección de agua, el proceso de separación- acondicionamiento- disposición en sitio, disminuiría los costos de operación del Contratista de manera significativa.

El Contratista deberá estar abierto a la posibilidad de evaluar la producción de hidrocarburos de manera comercial en sedimentos del Terciario (calizas arcillosas) del yacimiento Tajón Somero, siempre y cuando exista manifestación directa de hidrocarburos durante la perforación de los pozos *sidetrack* del Tajón-101 y Tajón-3.

Es necesario mencionar, que la profundidad de los intervalos de interés a evaluar del Contratista, para el *sidetrack* de los pozos Tajón-101 y el Tajón-3, pudieran cambiar, dada la naturaleza propia de los yacimientos petroleros, en el entendido de "metros más - metros menos".

Si bien el Contratista antepone los nombres de los pozos como Tajón-2 [Pozo letrina] y Tajón-3 [Pozo Productor] en la solicitud de modificación al Plan, los nombres y nomenclatura oficial de cada pozo quedaran definidos una vez que solicite la correspondiente autorización de perforación ante la Comisión.

El desarrollo de las futuras instalaciones de recolección, almacenamiento manejo, separación, limpieza y transporte de los fluidos provenientes de los pozos, incluyendo la separación y el manejo óptimo del gas para su aprovechamiento, dependerá del resultado obtenido de las reparaciones y pruebas. Es así como, el Contratista considera necesario que los pozos continúen en pruebas para evaluar los volúmenes y justificar las inversiones posteriores con la intención de hacer económicamente rentable y viable la producción de hidrocarburos en el Campo Tajón.

Cual sea el resultado de la evaluación del Área Contractual 23, deberá contemplar un escenario en el que visualice la instalación de equipos e instrumentación para aprovechamiento de gas respecto a un Plan de Desarrollo.

Las modificaciones propuestas por el Contratista cumplen con el contenido del artículo 39, fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, en los términos siguientes:

1. Acelera el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país. El Plan establece actividades encaminadas, principalmente, a determinar el potencial productor de los yacimientos del Área Contractual a través de la perforación del pozo propuesto, Tajón-3, así como la toma de información planteada incluyendo las pruebas de producción a realizarse. De lo anterior se deriva que la Comisión considere que las actividades y tiempos de ejecución del Plan coadyuvan al desarrollo del conocimiento del potencial petrolero y del potencial de producción del Área Contractual, en beneficio del Estado.
2. Eleva el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de aceite y de gas natural en el largo plazo. Las actividades planteadas en el Plan de Evaluación tienen como estrategia incrementar el conocimiento del Área Contractual e identificar las oportunidades de desarrollo a futuro con un programa de extracción técnica y económicamente viable para el Estado y para el Contratista. Lo anterior con la finalidad de elevar el factor de recuperación de hidrocarburos.
3. Contempla la reposición de las reservas de Hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación. Las actividades físicas presentadas por el Contratista en el Plan van encaminadas a conocer desde el punto de vista geológico, de producción y económico, el yacimiento de edad Cretácico Medio Inferior, inclusive, estaría en posibilidad de reconocer la cima del Jurásico Superior Tithoniano, situación que el Pozo Tajón-101 no logró. Lo anterior, permitirá al Contratista presentar un Plan de desarrollo para la Extracción con un mayor sustento técnico, mismo que deberá considerar cifras de reservas de hidrocarburos en sus diferentes categorías.

4. Contempla la utilización de la tecnología más adecuada para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en función de los resultados productivos y económicos. Las actividades de reprocesado de información sísmica 3D, permitiría incrementar el conocimiento del área a través de la mejora en la calidad de la imagen sísmica; los algoritmos de última generación, empleados en este tipo de técnicas, permitirán reducir la incertidumbre geológica para la perforación de los pozos propuestos en un futuro.

Aunado a lo anterior durante la perforación y terminación del Pozo Tajón 3, el Contratista tiene programado tomar información como registros, núcleos y muestras de fluidos en el yacimiento de edad Cretácico Medio Inferior, por lo que con la obtención de dicha información permitirá tener conocimiento del yacimiento que podría ser utilizada para el diseño de un futuro Plan de desarrollo.

5. Promueve el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país. En relación con la estrategia planteada y los tiempos programados para la ejecución, se concluye que el Plan, es congruente con los objetivos planteados por el Contratista.

Las actividades consideradas en el Plan, además del cumplimiento del PMT, Incremento en el PMT y compromiso para el Periodo Adicional como parte de la obligación contractual, busca reunir los elementos necesarios para que el Contratista determine la estrategia a seguir durante el Plan de desarrollo a largo plazo que, en su caso, presentará a la Comisión.

Por lo anterior, esta Comisión determina que la estrategia planteada presenta bases técnicas sólidas para alcanzar el objetivo determinado, sentando las bases para un posible Plan de desarrollo para la Extracción, a través de un programa de actividades consistente con los objetivos y alcances definidos en el Plan.

6. Procura el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. La producción de gas esperada durante el Periodo de Evaluación será únicamente la obtenida durante las pruebas de producción a realizarse para cada uno de los pozos.

En este sentido y, atendiendo a lo establecido en el artículo 6, fracción III, de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos, el Contratista deberá tramitar los permisos o autorizaciones que, en su caso, resulten necesarios para llevar a cabo la destrucción controlada del gas natural asociado.

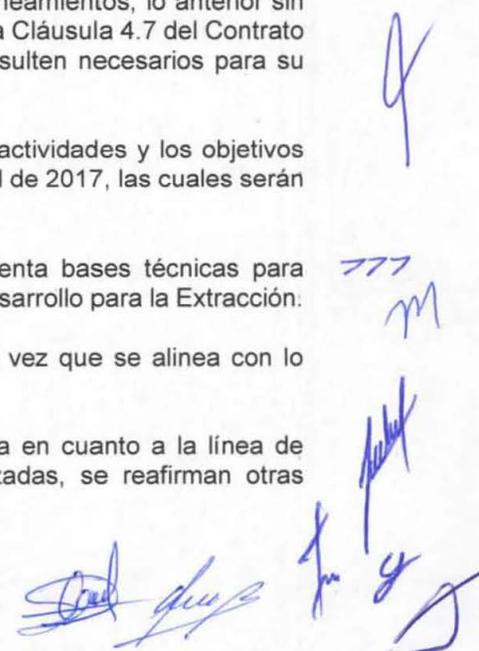
Cabe hacer mención que en términos de lo dispuesto en el artículo 36 de los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos, en caso de que existan volúmenes de producción comercial derivados de pruebas de pozos, éstos deberán ser reportados en el balance conforme al formato establecido en el Anexo I de los mencionados lineamientos, lo anterior sin perjuicio del pago del contraprestaciones establecido en términos de la Cláusula 4.7 del Contrato y de las actividades, acuerdos, aprobaciones y demás actos que resulten necesarios para su ejecución y medición.

Lo anterior, toda vez que la modificación al Plan de Evaluación mantiene las actividades y los objetivos aprobados por la Comisión mediante Resolución CNH.E.12.007/17 del 7 de abril de 2017, las cuales serán ejecutadas en el Periodo Adicional.

En este sentido, esta Comisión determina que la estrategia planteada presenta bases técnicas para alcanzar el objetivo determinado, sentando las bases para un posible Plan de desarrollo para la Extracción:

Cumple con lo establecido en las Cláusulas 4.1, 4.2 y 4.3 del Contrato, toda vez que se alinea con lo previsto en el Anexo 7 del Contrato, tal y como enuncia a continuación:

a. Plan de actividades de evaluación. El cronograma se modifica en cuanto a la línea de tiempo, algunas actividades aprobadas en el Plan han sido realizadas, se reafirman otras



pendientes por ejecutar, algunas han dejado de ser contempladas y otras más complementan dichas actividades a realizar para el Periodo Adicional de acuerdo con el cambio de estrategia.

b. Posible ubicación de los Pozos a perforar. La propuesta de Modificación presenta la posible ubicación de los Pozos a perforar, así como el Cronograma que le permitirá al Contratista llevar a cabo las actividades de perforación y terminación del pozo Tajón-2, considerando los términos en los que fue previamente aprobado, el cual tiene como objetivo la disposición de agua producida dentro del Área Contractual 23 para realizar su inyección en las areniscas de la formación Concepción Superior, así como perforar y terminar el pozo Tajón-3, para reevaluar la Formación del Cretácico Medio-Inferior del campo Tajón Profundo.

c. Programas preliminares de perforación. La propuesta de modificación al Plan de Evaluación contiene los programas preliminares que consideran la ejecución de la perforación y terminación de los pozos Tajón-2 y Tajón-3, para el caso del primero se mantiene en los términos que fue aprobado previamente únicamente difiriendo su ejecución al Periodo Adicional, y con lo que respecta al segundo se incluye como una actividad adicional.

d. La modificación al Plan de Evaluación prevé un estimado detallado de los costos acorde con las actividades de Evaluación consideradas.

e. Propuesta de duración del Periodo de Evaluación. La propuesta de modificación al Plan de Evaluación se apeg a al Periodo Adicional de Evaluación aprobado por la Comisión y notificado al Contratista mediante oficio 260.521/2018 de fecha 25 de abril de 2018, en términos de la Cláusula 4.3 del Contrato.

f. Programa de ejecución de las actividades de evaluación. La propuesta de modificación del Plan de Evaluación consiste en reprogramar las actividades aprobadas por la Comisión en el Plan de Evaluación, incluir un pozo adicional y cinco reparaciones menores a fin de que éstas sean ejecutadas en el Periodo Adicional y con ello dar cumplimiento a la Cláusula 4.3 y el Anexo 6 del Contrato.

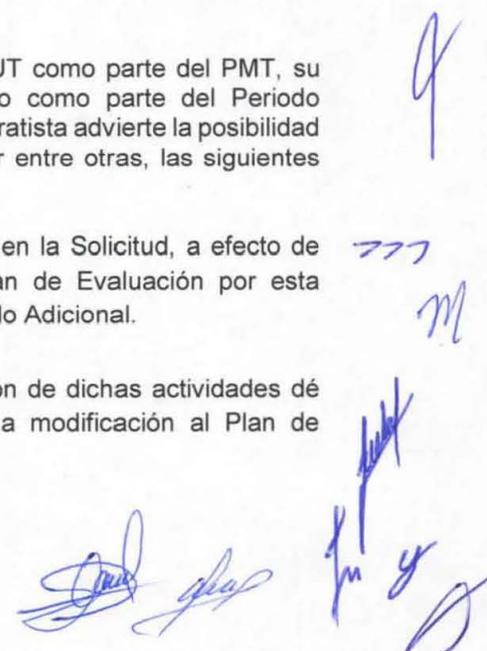
Cumple con el contenido de las Cláusulas 4.2 y 4.3 del Contrato, en virtud de que las actividades previstas en la modificación del Plan de Evaluación consideran la ejecución de las UT del PMT y el Incremento en el PMT no realizadas durante el Periodo Inicial y las UT comprometidas para el Periodo Adicional, en términos del Anexo 6 del Contrato. En este sentido, del análisis técnico realizado, el Contratista prevé ejecutar un total de 16,260 UT.

Sin perjuicio de lo anterior, cabe hacer mención que mediante escritos recibidos en esta Comisión los días 14 de febrero, 14 de marzo y 14 de junio de 2018, el Contratista solicitó la acreditación de UT como parte de la ejecución de actividades en el Periodo Inicial, mismas que se encuentran en proceso de análisis de conformidad con lo dispuesto en el Anexo 6 del Contrato.

En este sentido, se reitera la obligación del Contratista de cumplir con las UT como parte del PMT, su Incremento correspondiente, así como del compromiso adicional adquirido como parte del Periodo Adicional; en tal contexto, si derivado del proceso de acreditación de UT el Contratista advierte la posibilidad de que las actividades realizadas no se acrediten como tales, podrá realizar entre otras, las siguientes acciones:

1. Modificar el cronograma de ejecución de actividades propuesto en la Solicitud, a efecto de reprogramar las actividades previamente aprobadas en el Plan de Evaluación por esta Comisión, ello con el objetivo de que sean realizadas en el Periodo Adicional.

En tal supuesto, bastará que el Contratista previo a la realización de dichas actividades dé aviso de dicha actualización, lo cual no será considerado una modificación al Plan de Evaluación; o bien,



2. En caso de considerar necesaria la adición de actividades distintas a las previamente aprobadas por esta Comisión, el Contratista podrá presentar la propuesta de modificación al Plan de Evaluación.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable la Modificación al Plan de Evaluación para el Área Contractual 23 correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A23-2015, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con sus características, toda vez que se cumple con lo establecido en las cláusulas 4.1, 4.2, 4.3, anexos 6 y 7 del Contrato y los Lineamientos, de conformidad con la resolución CNH.E.54.001/16 del 10 de octubre de 2016, en la que el Órgano de Gobierno de la Comisión determinó que la "Normatividad Aplicable" que regula la presentación del Plan de Evaluación previsto en la Cláusula 4.1 del Contrato es el Anexo I, numeral 2, apartado VI de los Lineamientos. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan se alinea con las bases establecidas en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Contratista debe considerar que para la ejecución de las Actividades Petroleras relacionadas con la Solicitud, deberá cumplir con la normativa emitida por esta Comisión, de manera particular, en materia de Perforación de Pozos, así como en lo concerniente a las gestiones que deban llevarse ante la Agencia y la Secretaría de Economía, a fin de contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos que resulten indispensables, en adición a la presentación de información que resulte necesaria para su seguimiento; todo ello de conformidad con los Lineamientos y demás normativa aplicable.

ELABORÓ

**ING. ALBERTO LASTIRI PÉREZ GALLARDO**  
Director de Área  
Dirección General de Dictámenes de Extracción

ELABORÓ

**ING. MARIANA SANCHÉZ COLÍN**  
Directora de Área  
Dirección General de Medición

ELABORÓ

**ING. YUSAM DE JESÚS ANGUIANO ALVARADO**  
Jefatura de Departamento  
Dirección General de Comercialización de Producción

ELABORÓ

**LIC. BERTHA LEONOR FRIAS GARCIA**  
Directora General Adjunta  
Dirección General Estadística y Evaluación Económica

REVISÓ

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

REVISÓ

**MTRO. SAMUEL CAMACHO ROMERO**  
Director General Adjunto  
Dirección General de Comercialización de Producción

REVISÓ

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

REVISÓ

**ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ**  
Director General de Dictámenes De Extracción

AUTORIZÓ

**MTRO. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ**  
Titular  
Unidad Técnica de Extracción

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 29 y 35 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.