



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

## **Contrato CNH-R01-L03-A24/2016**

Dictamen Técnico para la Modificación  
al Plan de Evaluación del Área  
Contractual 24-Campo Tecolutla

Contratista: Tonalli Energía, S.A.P.I de  
C.V.

777 9  
Septiembre 2018 RC

*[Handwritten signatures and initials]*

**Contenido**

**CONTENIDO** ..... 2

**I. DATOS GENERALES DEL ÁREA CONTRACTUAL** ..... 3

**II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN** ..... 4

**III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS** ..... 7

**IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL PLAN**..... 8

A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS ..... 8

B) COMPARATIVA, MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE EVALUACIÓN ..... 8

C) OBJETIVO ..... 11

D) ALCANCE ..... 12

E) ACTIVIDADES FÍSICAS ..... 12

F) PERFORACIÓN DE POZOS ..... 13

G) REPARACIÓN MAYOR DE POZOS ..... 15

H) REPARACIÓN MENOR DE POZOS ..... 16

I) TOMA DE INFORMACIÓN ..... 18

J) PRUEBAS DE PRODUCCIÓN ..... 19

K) INVERSIONES Y GASTOS DE OPERACIÓN ..... 23

L) MECANISMOS DE MEDICIÓN ..... 24

M) COMERCIALIZACIÓN ..... 25

N) APROVECHAMIENTO DE GAS ..... 26

**V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA**..... 27

**VI. CUMPLIMIENTO AL PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS Y CONTENIDO NACIONAL** ..... 29

**VII. RESULTADO DEL DICTAMEN** ..... 30

Handwritten signatures and initials in blue ink, including "777", "RC", and a vertical line.

## I. Datos Generales del Área contractual

El 25 de agosto de 2016 (en adelante, Fecha Efectiva), se firmó el Contrato No. CNH-R01-L03-A24/2016 (en adelante, 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 (en adelante, Comisión o CNH) y la empresa Tonalli Energía S.A.P.I de C.V. (en adelante, el Contratista), para el Área Contractual 24, campo Tecolutla, con una vigencia de 25 años a partir de la Fecha Efectiva.

### Antecedentes del Área Contractual

El Área Contractual Tecolutla, número 24 de la Licitación 3 de la Ronda 1, se localiza a aproximadamente a 65 km al Sureste de la Ciudad de Poza Rica en el Municipio de Tecolutla en el Estado de Veracruz. El área es exclusivamente terrestre.

El Área Contractual 24 Tecolutla está ubicada en el extremo sureste del arrecife carbonífero Franja de Oro "El Abra" de la Cuenca de Tampico – Misantla, está compensada por bloques geológicamente análogos al noroeste y al sureste: el bloque Miguel Hidalgo al noroeste y el bloque Ignacio Allende al sureste.

En la Tabla 1 y Figura 1 se muestran las características principales del Área Contractual 24, así como su localización.

Concepto	Contrato
<b>Nombre:</b>	CNH-R01-L03-A24/2016
<b>Estado y Municipio:</b>	Veracruz, Tecolutla
<b>Área del Contrato:</b>	7.162 km <sup>2</sup>
<b>Área de Evaluación <sup>(1)</sup></b>	4.9 km <sup>2</sup>
<b>Fecha de Emisión/Firma:</b>	El 25 de agosto de 2016
<b>Vigencia:</b>	25 años a partir de la Fecha Efectiva
<b>Tipo de Contrato:</b>	Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia
<b>Contratista:</b>	Tonalli Energía S.A.P.I de C.V.
<b>Periodo de Evaluación:</b>	Un año
<b>Tipo de Hidrocarburo:</b>	Aceite y gas
<b>API</b>	20 <sup>o</sup>
<b>Formación Productora:</b>	El Abra
<b>Periodo:</b>	Cretácico inferior
<b>Profundidad para la Extracción:</b>	Sin restricción

Tabla 1.- Generalidades del Área Contractual 24.

(Fuente: CNH con información del Contratista)

<sup>(1)</sup> Área esperada de operación dentro de la estructura de Tecolutla.



Figura 1.- Localización del Área Contractual 24.  
(Fuente: CNH con información del Contratista)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number '777' and a signature that appears to be '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 (en adelante, 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 (en adelante, Periodo Inicial) y del Periodo Adicional de Evaluación (en adelante, Periodo Adicional), de conformidad con las cláusulas 4.1, 4.2 y 4.3 del Contrato.

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

El Periodo Adicional tendrá la duración de un año comenzando en la fecha de terminación del Periodo Inicial, para que el Contratista pueda continuar llevando a cabo actividades de Evaluación en el Área Contractual, de conformidad con lo establecido en la Cláusula 4.3 del Contrato.

El 21 de junio de 2017 el Órgano de Gobierno de esta Comisión emitió la Resolución CNH.07.002/17 por la que aprueba el Plan presentado por Contratista, en relación con el Contrato, correspondiente al Área Contractual 24.

El Contratista deberá acreditar un total de 8,600 Unidades de Trabajo (en adelante, UT) durante el Periodo de Evaluación, de las cuales, 4,600 fueron establecidas en las Bases de Licitación y esta Área Contractual no tiene incremento al Programa Mínimo de Trabajo (en adelante, PMT), ya que el Contratista no lo ofreció durante el Acto de Presentación y Apertura de Propuestas de la Licitación, mientras que las 4,000 UT restantes corresponden al compromiso de ejecución adicional de UT tras haber solicitado el Periodo Adicional conforme a la Cláusula 4.3 del Contrato.

A través del oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0190/2018 con fecha 28 de febrero de 2018, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA) autorizó al Contratista el Sistema de Administración de Riesgos con número de autorización ASEA-TOE17290C/AI3118 y cuenta con Clave Única de Registro de Regulado (en adelante, CURR) No. ASEA-TOE17290C expedida el 7 de septiembre de 2017.

Mediante escrito recibido en la Comisión el 16 de mayo 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 20 de marzo de 2018 el Órgano de Gobierno de la Comisión, mediante la Resolución CNH.E.18.002/18, instruyó a la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos (en adelante, UATAC), para que lleve a cabo la aprobación de las solicitudes de los periodos adicionales de exploración y evaluación, establecidos en los contratos de la Ronda 1, Ronda 2, migraciones y asociaciones, así como en aquellos contratos que se suscriban en adelante y que contemplen esta posibilidad.

Mediante escrito presentado el día 23 de mayo del 2018 ante la Comisión, el Contratista solicitó la Modificación al Plan de Evaluación (en adelante, Modificación al Plan) en términos de la Cláusula 4.3 del Contrato, para ampliar dicho periodo por un año a partir de la terminación del Periodo Inicial.

La Modificación al Plan considera el compromiso del Contratista de cumplir con el PMT no realizado durante el Periodo Inicial que equivale a 4,600 UT, así como 4,000 UT adicionales correspondientes al compromiso contenido en la Cláusula 4.3 del Contrato para acceder al Periodo Adicional, que son equivalentes a un pozo de conformidad con su Anexo 6.

Mediante oficio 250.251/2018 emitido por la Unidad Técnica de Extracción de la Comisión, el día 30 de mayo de 2018, dirigido a la ASEA, se remitió información respecto a la Solicitud de Modificación al Plan, presentada por el Contratista, se consulta respecto al Sistema de Administración de Riesgos en el ámbito de sus atribuciones.

777  
4  
J  
20

Mediante oficio 250.252/2018 emitido por la Unidad Técnica de Extracción de la Comisión, el día 30 de mayo de 2018, dirigido a la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético de la Secretaría de Economía (en adelante, SE), se remitió información respecto a la Solicitud de Modificación al Plan, presentada por el Contratista, se consulta respecto al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional en el ámbito de sus atribuciones.

Mediante oficio UCN.430.2018.198 emitido por la SE, de fecha 6 de junio de 2018, emitió respuesta respecto al cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional de la Modificación al Plan.

Mediante oficio 250.327/2018 emitido por la Unidad Técnica de Extracción de la Comisión el día 22 de junio de 2018, dirigido al Contratista, se notificó el día 26 de junio de 2018 la Prevención de información faltante con respecto a la Modificación al Plan para el Área Contractual 24.

A través del oficio 260.873/2018 de fecha 3 de julio de 2018 emitido por la UATAC, se autorizó al Contratista la aprobación y el inicio del Periodo Adicional en términos de la Cláusula 4.3 del Contrato.

Mediante escrito recibido el día 16 de julio de 2018, dirigido a esta Comisión, el Contratista solicitó la ampliación del plazo por 7 días hábiles más para subsanar la Prevención de Información emitida respecto a la Modificación al Plan para el Área Contractual 24.

A través de oficio 250.401/2018 emitido por la Unidad Técnica de Extracción, el día 18 de mayo de 2018, dirigido al Contratista, se notificó el día 23 de julio de 2018, la autorización de ampliación del plazo para subsanar la Prevención de información con respecto a la Modificación al Plan para el Área Contractual 24.

Mediante escrito recibido el día 27 de julio de 2018, dirigido a esta Comisión, el Contratista envió atención a la Prevención de información emitida respecto a la Modificación al Plan para el Área Contractual 24.

Mediante oficio 250.413/2018 emitido por la Unidad Técnica de Extracción de la Comisión, el día 31 de julio de 2018, dirigido a la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético de la SE, se remitió información derivado de la prevención 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 250.414/2018 emitido por la Unidad Técnica de Extracción de la Comisión, el día 31 de julio de 2018, dirigido a la ASEA, se remitió información derivado de la prevención 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.

La ASEA emitió respuesta respecto al cumplimiento de Sistema de Administración de Riesgos mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0878/2018 de fecha 6 de agosto de 2018, recibido en la Comisión el día 10 de agosto de 2018.

Mediante escrito recibido el día 17 de agosto de 2018, dirigido a esta Comisión, el Contratista envió información adicional respecto a la Modificación al Plan para el Área Contractual 24.

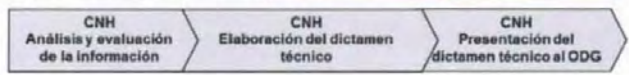
La SE emitió respuesta respecto al cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional mediante oficio UCN.430.2018.317 de fecha 24 de agosto de 2018.

777  
y RE  
RC  
J  
dub  
y

21/06/2017	16/05/2018	23/05/2018	22/06/2018	3/07/2018	16/07/2018	27/07/2018	7/09/2018	
Resolución CNH.07.002/17	Escrito S/N	Escrito S/N	Oficio 250.327/2018	Oficio 260.873/2018	Escrito S/N	Escrito S/N	Escrito S/N	21/09/2018
CNH Aprueba Plan de Evaluación	Contratista Solicita Periodo Adicional de Evaluación	Contratista Solicita a la CNH Modificación al Plan de Evaluación	CNH Prevención de información con respecto a la solicitud de modificación	CNH Aprobación del Periodo Adicional de Evaluación	Contratista Solicita a la CNH Prorroga para atender Prevención	Contratista Atención a la prevención	Contratista Remite Garantía de Cumplimiento	CNH Presentación ante Órgano de Gobierno

Alicance de información  
17/08/2018

CNH - ASEA Remite información 30/05/2018 250.251/2018	CNH - SE Remite información 30/05/2018 250.252/2018	CNH - SE Remite información 31/07/2018 250.413/2018	CNH - ASEA Remite información 31/07/2018 250.414/2018	ASEA - CNH Respuesta a oficio CNH 250.413/2018 10/08/2018 ASEA/UG/DGGERC/08 78/2018	SE - CNH Respuesta a oficio CNH 250.413/2018 24/08/2018 UCN.430.2018.317
--	--	--	--	---	---



777

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

### 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 Anexos 6 y 7 del Contrato, 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" (en adelante, Lineamientos).

Para la evaluación técnica de la viabilidad de la solicitud del Contratista, 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, el conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos a la Modificación al Plan, se observa que las modificaciones propuestas al Plan 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.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*  
777  
RC  
y  
J  
J  
J

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

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

El Área Contractual 24 Tecolutla se encuentra en el margen del arrecife Franja de Oro y está compuesto de Packstones y Grainstones con arrecifes de parche rudistas. La calidad del yacimiento del margen del arrecife fue mejorada por la exposición de la sub-aérea posterior a la deposición que creó cavidades de disolución. La porosidad estimada en el Área Contractual 24 Tecolutla es de 5-12% con permeabilidad hasta 200 milidarcies (la permeabilidad se basa en una prueba individual del pozo [REDACTED]). La calidad del yacimiento puede también haber sido mejorada a través de fracturas naturales relacionadas con fallas post-deposicionales.

El Área Contractual 24 Tecolutla fue descubierta en 1956 con el pozo exploratorio Tecolutla 2. Hasta el 9 de junio de 1956 se recuperó petróleo a una profundidad de 2345 m. con una tasa inicial de producción de petróleo de 453 bpd.

De los 7 pozos perforados el Área Contractual, actualmente 2 se encuentran cerrados y 5 se encuentran taponados.

Todos los pozos productivos dentro del Área Contractual 24 Tecolutla [REDACTED] eran fluyentes cuya producción de petróleo se manejaba a una sola batería de recolección desde la cual el hidrocarburo era transportado por camión a instalaciones de procesamiento, la producción de gas natural fue ventilada o quemada, sin ser procesada en una instalación de procesamiento de gas. A partir de febrero de 2016 todos los pozos han sido suspendidos o abandonados.

La interpretación de la sísmica 3D realizada en el volumen sísmico de los campos Furbero-Presidente Alemán, adquirida en 2011, identificó un alto estructural cerrado de cuatro vías a una profundidad promedio de 2340 m que se extiende en una orientación noroeste a sureste a través del bloque.

Actualmente, el Contratista ha desarrollado diferentes actividades autorizadas para el Periodo Inicial, entre las más destacadas: la perforación (construcción) del pozo [REDACTED] con resultados 100% satisfactorios y teniendo en el corto plazo la enmienda de continuar con la terminación de este para poder comprobar el potencial del yacimiento en esta nueva localización.

A su vez, el Contratista realizó la Reparación Menor del pozo [REDACTED] (no programada) en el cual, el Contratista ha verificado su integridad mediante un cambio de aparejo y toma de registro de pozo, lo que permitirá al Contratista comenzar a verificar y probar el potencial del yacimiento al fluir el pozo en mención.

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

El objetivo de la Modificación al Plan es continuar evaluando la productividad del yacimiento de petróleo [REDACTED] en el Área Contractual 24 Tecolutla, en diversos puntos a través de la perforación de pozos y toma de información (en específico registros geofísicos y pruebas de producción de alcance extendido), los cuales ayudarán a obtener la justificación necesaria para proceder a la presentación del Plan de Desarrollo que pueda elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo.

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

La Modificación al Plan describe la continuidad de los trabajos a realizar por el Contratista previamente aprobados y los nuevos propuestos para profundizar el estudio del yacimiento y determinar con más precisión el potencial de este, a través de una serie de actividades estratégicas y adicionales que ayudarán a elaborar en el futuro cercano el Plan de Desarrollo para optimizar la extracción de los hidrocarburos del Área Contractual 24 Tecolutla.

Handwritten notes and signatures in blue ink, including the number '777', a large '4', and several illegible signatures.



Actualmente, el Contratista tiene en proceso trabajos de campo para cumplir sus compromisos originales PMT en el Área Contractual bajo los términos del Plan y el Contrato.

Cabe mencionar que el Contratista tiene que cumplir con el PMT, entre las actividades se incluye la reparación mayor del pozo [REDACTED] la cual tiene como objetivo comenzar a obtener información del campo y las características del yacimiento. Asimismo, se incluye de igual manera la Terminación del pozo [REDACTED] la cual tiene como objetivo único adquirir información reciente, veraz y actualizada de todas las formaciones y objetivos de este. La perforación del pozo en mención alcanzó la profundidad total de 2,490 md.

Las actividades previstas en la Modificación al Plan consideran:

- La realización de aquellas actividades que no se ejecutaron para acreditar UT correspondientes al PMT.
- La realización de actividades adicionales para acreditar UT comprometidas para acceder al Periodo Adicional.

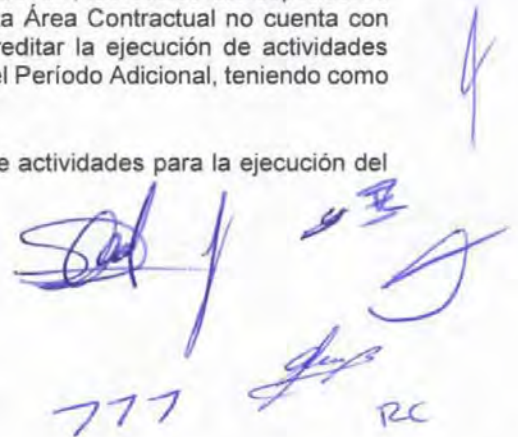
A efecto de cumplir con las Unidades de Trabajo que exigen el PMT y el Compromiso del Periodo Adicional, el Contratista ha considerado las siguientes actividades, Tabla 2:

Actividad	Unidad de medida	Unidades de Trabajo por unidad de medida	Cantidad considerada	Total
Perforación de Pozo	Por Pozo	4,000	2	8,000
Reparación Mayor	Por reparación	800	2	1,600
Reparación menor	Por reparación	400	1	400
Estudios de núcleos	Por estudio	25	6	150
Análisis de agua de formación	Por análisis	10	4	40
Interpretación sísmica 3D	Por Área Contractual	30	1	30
				10,220

Tabla 2.-PMT y Compromiso Adicional de acuerdo con el Contratista para el Área Contractual 24.  
(Fuente: CNH con información del Contratista)

De estas actividades, el Contratista realizará aquellas que en términos técnicos, económicos y de temporalidad considere más convenientes hasta llegar a acreditar 8,600 UT, las cuales corresponden a 4,600 del PMT y 4,000 al Compromiso para el Período Adicional, esta Área Contractual no cuenta con Incremento al PMT, y así satisfacer su obligación contractual de acreditar la ejecución de actividades equivalentes al número de UT exigidas por PMT y el compromiso para el Período Adicional, teniendo como uno de sus objetivos principales la efectiva evaluación del Campo.

Cabe señalar que, el presente dictamen se enfoca en la aprobación de actividades para la ejecución del Plan y no en la estricta acreditación UT.



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

Actividad	Unidad	Cantidad Plan Aprobado	UT	UT Plan Aprobado
Pozo	Por Pozo	1	4,000	4,000
Reparación mayor	Por Reparación	1	800	800
Estudios de núcleos	Por estudio	1	25	25
2	Por análisis	1	10	10
Adquisición, procesamiento e interpretación sísmica 3D	Por Km <sup>2</sup>	20	7.16	143
<b>Total</b>				<b>4,978</b>
<b>PMT Comprometido en el Periodo Inicial de Evaluación</b>				<b>4,600</b>
<b>*Diferencia a favor del Contratista</b>			<b>[+]</b>	<b>378</b>

Tabla 3.- PMT Comprometido en el Periodo Inicial del Plan aprobado para el Área Contractual 24 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.

En las Tabla 4, se muestra las actividades complementarias a realizar y las actividades que ya no están consideradas en la Modificación al Plan respecto al Plan aprobado:

Actividad	Unidad	Cantidad Plan Modificado	UT	UT Plan Modificado
Pozo	Por Pozo	1	4,000	4,000
Reparación mayor	Por Reparación	1	800	800
Reparación menor	Por Reparación	1	400	400
Estudios de núcleos	Por estudio	5	25	125
Análisis de agua de formación	Por análisis	3	10	30
Interpretación sísmica 3D	Por Área Contractual	1	30	30
Adquisición, procesamiento e interpretación sísmica 3D	Por Km <sup>2</sup>	20	7.16	-143
<b>Total</b>				<b>5,242</b>
<b>Compromiso para el Periodo Adicional</b>				<b>4,000</b>
<b>*Diferencia favor del Contratista</b>			<b>[+]</b>	<b>1,242</b>

Tabla 4.- Compromiso para el Periodo Adicional de ejecución de UT para la modificación al Plan para el Área Contractual 24 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 contempladas en la Modificación al Plan, que incluye 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, including a large signature and the letters 'RC' and '777']*

Actividad	Unidad	Cantidad Plan Modificado	UT	UT Plan Modificado	Actividades realizadas	UT acreditadas
Pozo	Por Pozo	2	4,000	8,000	1	-
Reparación mayor	Por Reparación	2	800	1,600	-	-
Reparación menor	Por Reparación	1	400	400	-	-
Interpretación sísmica 3D	Por Área Contractual	1	30	30	-	-
Estudios de núcleos	Por estudio	6	25	150	-	-
Análisis de agua de formación	Por análisis	4	10	40	-	-
<b>Total</b>				<b>10,220</b>		
<b>PMT Comprometido en el Periodo Inicial de Evaluación + Compromiso para el Periodo Adicional</b>				<b>8,600</b>		
<b>*Diferencia favor del Contratista</b>			<b>[+]</b>	<b>1,620</b>		
<b>UT por acreditar</b>				<b>10,220</b>		

Tabla 5.- PMT y Compromiso Adicional de ejecución de UT para la Modificación al Plan para el Área Contractual 24 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.

La Tabla 6 muestra la comparación entre el presupuesto del Plan aprobado y el presupuesto planteado en la Modificación al Plan:

Sub-actividad	Presupuesto Indicativo Plan Aprobado	Presupuesto Indicativo Plan Modificado
General	\$1,837,836	\$1,676,780
Geofísica	\$199,583	-
Geología	\$33,211	\$33,211
Pruebas de Producción	\$2,113,432	\$3,681,965
Ingeniería de Yacimiento	-	\$18,000
Perforación de Pozos	\$4,372,966	\$5,879,650
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$373,100	\$114,000
Intervención de Pozos	\$809,179	-
Otras Ingenierías	\$423,638	-
<b>Total</b>	<b>\$10,162,945</b>	<b>\$11,403,606</b>

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

Lo anterior implica un cambio en el total de las actividades físicas, cronograma de actividades y el monto de erogaciones a ejercer, lo cual contribuye a la Modificación al Plan.

### c) Objetivo

El objetivo de la Modificación al Plan es continuar evaluando la productividad del yacimiento de petróleo [REDACTED] en el Área Contractual 24 Tecolutla, en diversos puntos a través de la perforación de pozos y toma de información (en específico registros geofísicos y pruebas de producción de alcance extendido), los cuales ayudarán a obtener la justificación necesaria para proceder a la presentación del Plan de Desarrollo.

Dichos trabajos por realizar en los dos periodos (Periodo Inicial y Periodo Adicional) serán: dos reparaciones mayores, pruebas de producción de alcance extendido que abarquen el periodo desde la finalización de las pruebas previamente autorizadas hasta la finalización del Periodo Adicional y la perforación de un pozo nuevo en cada Periodo (uno de ellos en proceso al momento). El Contratista con el Plan aprobado y la modificación al mismo tiene como prioridad el conocer suficientemente el yacimiento "El Abra" para crear una estrategia de aprovechamiento integral del mismo y estar en condiciones de presentar un Plan de Desarrollo.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including "RE" and several illegible signatures]*

**d) Alcance**

Durante el Periodo Adicional, se llevarán a cabo las siguientes actividades:

- Perforación de un nuevo pozo.
- Reparación mayor y menor de pozo.
- Pruebas de producción de alcance extendido.
- Adquirir datos para confirmar y actualizar las propiedades del yacimiento.
- Evaluar la viabilidad de los pozos existentes.
- Discernir las mejores prácticas y estrategias de perforación.
- Optimizar el diseño de la instalación.
- Implementar planes operativos.
- Implementar planes mercadológicos de hidrocarburos.

Adicionalmente, el Contratista continuará con los estudios para poder realizar la caracterización del yacimiento.

**e) Actividades físicas**

El Contratista presentó la propuesta de cronograma, Figura 3, para la ejecución de las actividades relacionadas con la evaluación del Área Contractual, de acuerdo con lo siguiente:

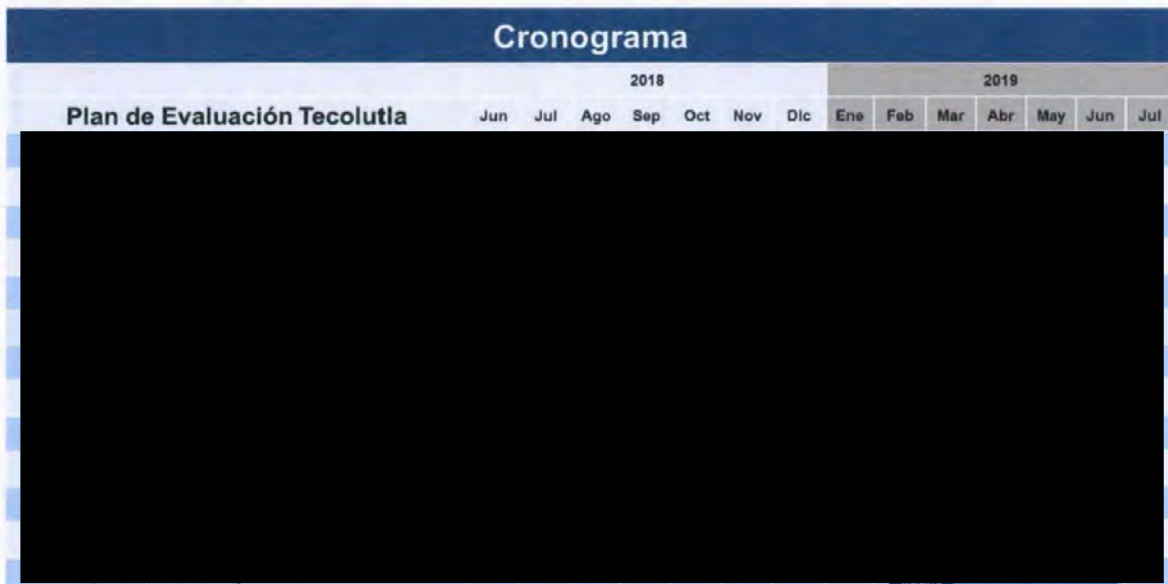


Figura 3.- Cronograma de actividades asociadas a la modificación del Plan durante el Periodo Adicional.  
(Fuente: CNH con información del Contratista)

En el cronograma de ejecución de actividades entregado por el Contratista se identifica, entre otras, la realización de una reparación menor (estimulación) y una reparación mayor, así como la perforación y terminación de un pozo, el [REDACTED]

Cabe resaltar que dentro de dicho cronograma no se contempla la realización de la actividad de Perforación del Pozo [REDACTED] aprobada en el Plan original, dado que esta actividad ya se culminó y el Contratista deberá solicitar la acreditación de UT.

En atención a la aprobación de la propuesta de modificación al Plan de Evaluación, es necesario que el Contratista Presente una Actualización del Cronograma de actividades en comentó dentro de los diez días hábiles posteriores a la notificación del Dictamen, a efecto de que el inicio de este sea consistente con la fecha de aprobación.

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

Las principales actividades físicas por realizar para la Modificación al Plan son, Tabla 7:

No.	Actividad	Número de actividades	Unidad
1	Perforación de Pozo	1	Pozo
2	Reparación mayor de Pozo	2	Por reparación
3	Reparación menor de Pozo	1	Por reparación
5	Interpretación sísmica 3D	1	Unitario
6	Pruebas Operativas de Producción	2	Prueba
7	Pruebas Extendidas de Producción	3	Prueba
8	Estudios de núcleos	6	Estudio
9	Análisis de fluidos de formación	4	Análisis
10	<sup>1</sup> Corte de núcleo	1	Núcleo de fondo
11	<sup>2</sup> Toma de información	1	Registros geofísicos por pozo

Tabla 7.- Actividades presupuestas en la Modificación al Plan  
(Fuente: CNH con información del Contratista)

<sup>1</sup>El Contratista programa cortar 1 núcleo de fondo de 9 metros por núcleo, en el pozo Tecolutla 11 a perforar.

<sup>2</sup>Se refiere a la que se genere a partir de la toma de registros geofísicos en el pozo nuevo.

**f) Perforación de pozos**

El Contratista entregó un programa detallado para la perforación del pozo [REDACTED] en la Modificación al Plan.

Los aspectos más importantes respecto a la propuesta del programa de perforación del pozo [REDACTED] se describe a continuación:

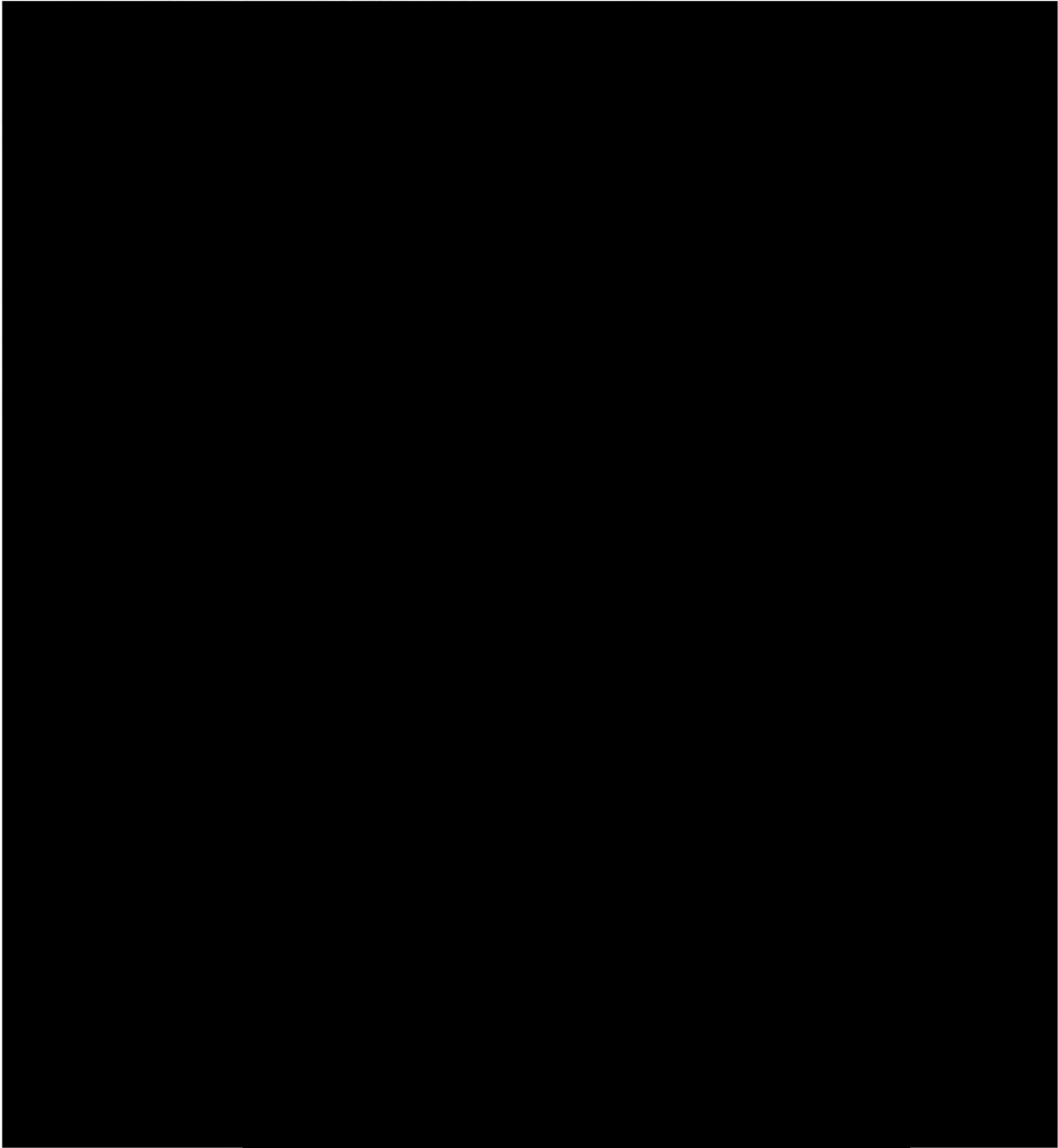
- [REDACTED]

Objetivo: recopilar información en la formación [REDACTED], así como producir los hidrocarburos almacenados en el yacimiento [REDACTED] y evaluar la factibilidad de perforar nuevos pozos, con la finalidad de aumentar la recuperación de hidrocarburos, ayudar a confirmar las reservas existentes y adquirir datos adicionales para determinar los métodos de perforación y terminación más rentables. En la Tabla 8 se muestran las coordenadas del conductor y de objetivo de pozo [REDACTED] asimismo en la Figura 4 y 5 se muestra el estado mecánico programado y el tiempo estimado contra la profundidad, respectivamente.

Coordenadas UTM	
Conductor	[REDACTED]
Objetivo	[REDACTED]

Tabla 8.-Coordenadas UTM para la perforación del pozo [REDACTED]  
(Fuente: Contratista)

Handwritten notes and signatures in blue ink, including a large signature, the number '4', and '777'.



777  
PC

Figura 4.- Estado Mecánico y Columna geológica probable para pozo [redacted]  
(Fuente: Contratista)

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

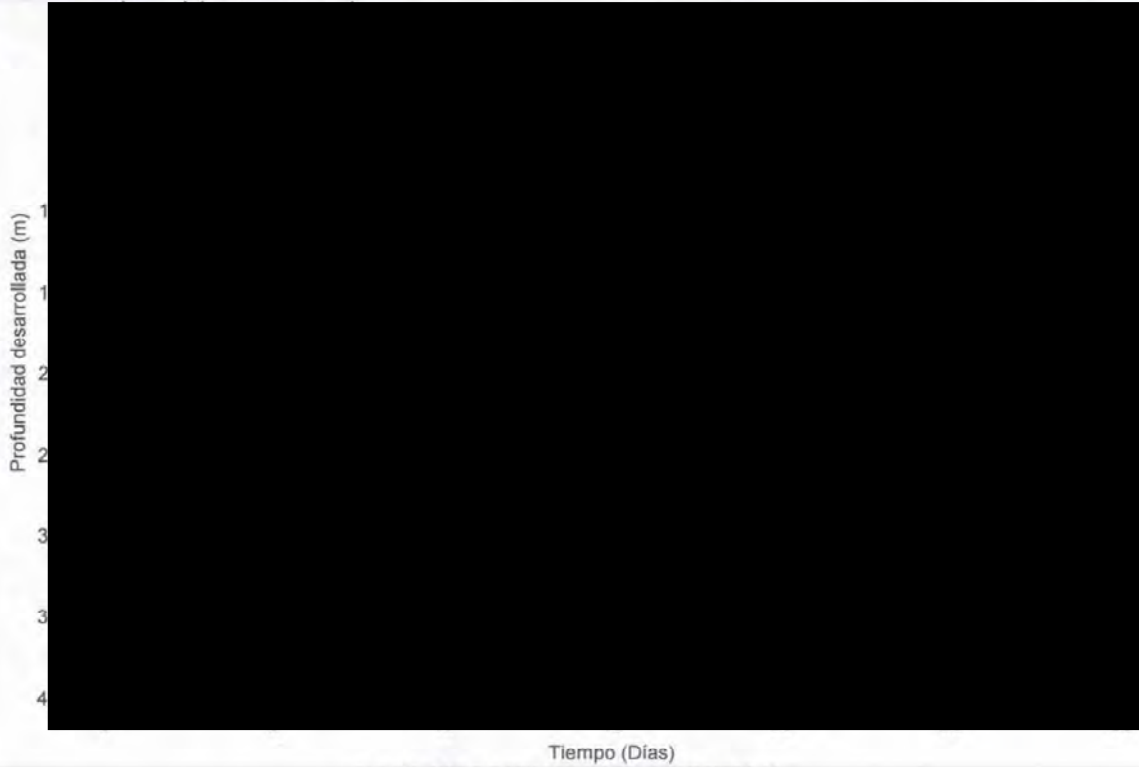


Figura 5.- Profundidad contra tiempo pozo [redacted]  
(Fuente: Contratista)

**g) Reparación mayor de pozos**

El Contratista entregó un programa detallado de la reparación mayor del pozo productor [redacted] en la Modificación al Plan.

Los aspectos más importantes respecto a la propuesta del programa de reparación mayor del pozo [redacted] se describe a continuación:

- [redacted]

Objetivo: Realizar gradiente estático para determinar la presión del intervalo inferior, determinar la integridad del pozo mediante la toma de registros de agujero entubado y de la Tubería de Revestimiento mediante la prueba de presión. En la Tabla 9 se muestran las coordenadas del conductor real y de objetivo programadas de pozo [redacted]. Asimismo, la Figura 6 muestra el estado mecánico final programado de la intervención.

Dependiendo de los resultados observados en la prueba de producción, la cual consiste en realizar un swabeo en el pozo para evaluar los flujos y niveles de fluidos que esté manejando para así considerar si puede fluir o requiere intervenciones extras, el Contratista realizará la intervención de este como reparación mayor, disparando los intervalos objetivo de [redacted] m dentro del yacimiento [redacted] para después ser estimulados, y finalmente realizar una prueba de producción.

Coordenadas UTM	
Conductor	[redacted]
Objetivo	[redacted]

Tabla 9.-Coordenadas UTM para la perforación del pozo [redacted]  
(Fuente: Contratista)

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



Figura 6.- Estado Mecánico final y Columna geológica probable para pozo [REDACTED]  
(Fuente: Contratista)

**h) Reparación menor de pozos**

El Contratista entregó un programa detallado de la reparación menor del pozo [REDACTED] en la Modificación al Plan.

Los aspectos más importantes respecto a la propuesta del programa de reparación menor del pozo [REDACTED] se describe a continuación:

777

4

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*



Objetivo: Realizar gradiente estático para determinar la presión del intervalo inferior, determinar la integridad del pozo mediante la toma de registros de agujero entubado y de la Tubería de Revestimiento mediante la prueba de presión. En la Tabla 10 se muestran las coordenadas del conductor real y de objetivo programadas de pozo [REDACTED]. Asimismo, la Figura 7 muestra el estado mecánico final programado de la intervención.

La intervención consiste en estimular el intervalo existente [REDACTED] con ácido para aumentar la producción, posteriormente realizar limpieza y contraflujo del pozo con el fin de recuperar el fluido de estimulación y realizar una prueba de producción para adquirir los datos del yacimiento y determinar la productividad del pozo.

Coordenadas UTM

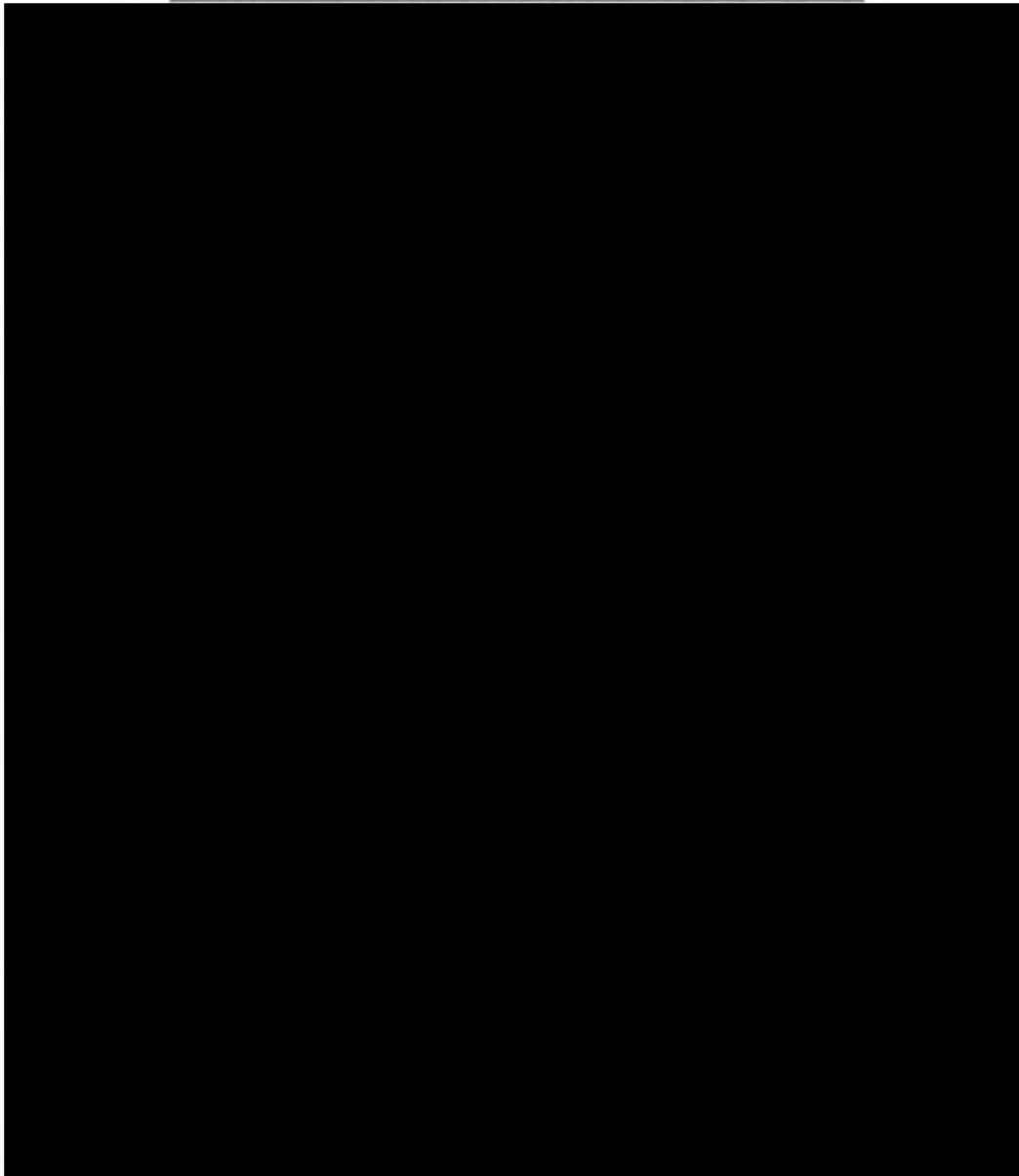


Figura 7.- Estado Mecánico final y Columna geológica probable para pozo [REDACTED]  
(Fuente: Contratista)

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

**i) Toma de información**

- Programa de toma de registros en el pozo a perforar [REDACTED]:

El Contratista establece que realizará la toma de información a partir de la corrida de registros eléctricos de la siguiente manera por etapa de perforación, en las Tablas 11, 12, 13 y 14 se muestran los registros eléctricos que el Contratista contempla tomar en pozo [REDACTED] dependiendo la etapa de perforación, sin ser limitativo:

Segunda etapa de perforación, agujero descubierto:

REGISTRO:
Rayos gamma, SP
Densidad
Resistividad
Inducción
Porosidad
Neutrón
Sónico Dipolar
Caliper
Doble inducción

Tabla 11.- Toma de información mediante Registros eléctricos.  
(Fuente: Contratista)

Tercera etapa de perforación, agujero descubierto:

REGISTRO:
Rayos gamma, SP
Densidad
Resistividad
Inducción
Porosidad
Neutrón
Sónico Dipolar
Caliper
Doble inducción

Tabla 12.- Toma de información mediante Registros eléctricos.  
(Fuente: Contratista)

Cuarta etapa de perforación, agujero descubierto:

REGISTRO:
Rayos gamma, SP
Densidad
Resistividad
Inducción
Porosidad
Neutrón
Sónico Dipolar
Caliper
Doble inducción
CXD (Propiedades de la Roca)
OBMI- Micro imagen

Tabla 13.- Toma de información mediante Registros eléctricos.  
(Fuente: Contratista)

Tubería de Revestimiento de la última etapa "producción" registros de agujero entubado:

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including "RC" and "J"]*



**REGISTRO:**  
**CBL -VDL- GR-CCL para TR**  
**Neutrón pulsante**

*Tabla 14. - Toma de información mediante Registros eléctricos.  
(Fuente: Contratista)*

- Programa de toma de núcleos en el pozo [REDACTED] a perforar

El Contratista programa adquirir un corte de núcleo de 10 m en la etapa de 61/8" en el pozo [REDACTED] con el objetivo de determinar las características petrofísicas de las rocas del yacimiento, como la porosidad, permeabilidad, saturación de aceite residual, facies. Así mismo determinar las propiedades óptimas de los fluidos de perforación a emplear en futuras perforaciones. Dichos estudios de toma de información respecto a los núcleos son:

- ✓ [REDACTED]
- ✓ [REDACTED]
- ✓ [REDACTED]
- ✓ [REDACTED]
- ✓ [REDACTED]
- ✓ [REDACTED]
- ✓ [REDACTED]

**j) Pruebas de Producción**

Dentro de las actividades planteadas por el Contratista se contempla un programa la reparación mayor a un pozo existente, [REDACTED] dentro del Área Contractual, esto con la finalidad de reactivar zonas productoras, para lo cual el Contratista propone realizar pruebas de producción, y con base en los resultados de estas, el Contratista tomará las decisiones correspondientes.

En el mismo sentido, el Contratista programa la perforación de un nuevo pozo [REDACTED] donde también realizará pruebas de producción, además de continuar con la prueba de producción de alcance extendido del pozo perforado en el Periodo Inicial [REDACTED] con el objeto de evaluar los resultados y el potencial del Área Contractual.

Las pruebas de producción se llevarán a cabo una vez que la actividad, perforación o reparación, sea terminada y existan las condiciones óptimas para realizar esta actividad.

Cabe señalar que el Contratista define dos tipos de pruebas de producción que aplicará en los pozos programados a Reparaciones (menores y mayores) y a los pozos a perforar previamente mencionados, las cuales las define como:

1. Pruebas de Producción (10 días): Esta prueba se realiza en sitio y su objetivo es determinar la producción y el corte de agua, y para determinar la permeabilidad total y ayudar en el modelado del rendimiento del pozo.
2. Pruebas Extendidas de Producción (12 Meses): Para determinar la capacidad de flujo a condiciones específicas del yacimiento y evaluar la viabilidad económica del pozo antes de proceder a la producción continua, además de que proporcionarán resultados de entrega de hidrocarburos e indicadores para tener una reducción en las tendencias de conificación de agua.

777  
4

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

El Contratista propone extender hasta el final del Periodo Adicional la prueba de producción de alcance extendido del pozo [REDACTED] y justifica la continuidad y extensión de las pruebas de producción extendida previamente aprobadas con los siguientes puntos:

- Confirmar las reservas suficientes, así como un rango de producción económicamente rentable para justificar la conexión de los pozos [REDACTED] a una batería de producción central mediante línea descarga. Asimismo, facilitará la obtención de información más robusta que muestre un declive o mantenimiento de producción, para justificar el proceder de la construcción de la batería central que se instalará en la plataforma del pozo [REDACTED] y que servirá para procesar y aprovechar la producción que se obtendrá durante los próximos 25 años de vigencia del Contrato.

Continuar con la evaluación de la zona dado que el pozo en mención es nuevo y puede proporcionar información valiosa para futuras decisiones operativas y administrativas.

Durante el Periodo Adicional, el Contratista pretende transportar todo el fluido producido derivado de las Pruebas de Producción a la instalación de [REDACTED] y a una instalación de tratamiento de agua operada por terceros.

- Determinar la tasa de invasión del agua en la formación [REDACTED] pronosticar y evaluar el momento exacto de requerir que se agregue un pozo de inyección al desarrollo del campo Tecolutla para que continúe siendo rentable en sus actividades, dado que actualmente las pruebas de producción de 10 días muestran una gran fluctuación en los rangos de producción, de 65 al 90% de agua.

El yacimiento [REDACTED] es conocido por tener un acuífero activo como lo demuestra la reciente medición de presión estática del pozo T [REDACTED] que indica un descenso de presión <3% desde el descubrimiento del campo en 1956, después de la extracción acumulada de petróleo de 1.9 mmb.

El Contratista tiene la intención de obtener presiones estáticas adicionales y puntos de extrapolación de presión de flujo y acumulación para ayudar en la generación de un modelo de balance de materia del campo. Los objetivos principales son corroborar la determinación original de petróleo en el lugar deducida de un análisis volumétrico del campo y determinar la tasa de afluencia de agua del acuífero para optimizar las tasas de extracción para los productores de campo y desarrollar eficientemente el campo.

Es crítico para la viabilidad económica del campo Tecolutla abordar la situación de producción y manejo del agua. La ampliación de la prueba extendida de producción en el pozo [REDACTED] permitirá un pronóstico de declive más predictivo y un análisis de la estabilidad del rendimiento de la relación corte de agua y gas-petróleo del pozo. Las pruebas de alcance extendidas de los pozos [REDACTED] serán inicialmente realizadas por probadores externos que miden continuamente las tasas de producción. Después de las pruebas de producción de alcance extendido, el Contratista pretende equipar los pozos que obtuvieron mejores resultados con separadores, tanques y sistemas de quema de gas para facilitar su operación continua y reportar diariamente las tasas de producción. Los datos resultantes se usarán para justificar el contenido del Plan de Desarrollo.

- Demostrar la viabilidad del potencial de conservación del gas confirmará la estabilidad de la producción en el campo y el potencial de recursos para justificar económicamente el desarrollo de una estrategia de conservación, tomando como base las opciones previamente presentadas en el análisis técnico-económico entregado en la presentación del Plan y la actualización del modelo económico.

El Contratista menciona que es importante resaltar que el nuevo análisis técnico-económico que está desarrollando muestra potencial en cuanto a generación de energía eléctrica a partir del gas producido. El Contratista se compromete a una vez demostrada la viabilidad del proyecto destinar los recursos necesarios para que el aprovechamiento de gas a través de la generación de energía eléctrica sea una realidad, con el afán de contribuir a la prosperidad de las comunidades aledañas

777  
y  
RC  
[Handwritten signatures and initials]

al área contractual generando precios de energía eléctrica más competitivos en la zona. Asimismo, considera que la opción en mención puede materializarse una vez que se cuente con certidumbre en los rangos de gas producido de manera constante y homogénea, para lo cual requiere se le apruebe la extensión de la prueba de producción hasta un punto de flujo estable.

- Mejorar la disponibilidad de información de las pruebas de producción de pozos a partir de las cuales establecerá una tendencia más precisa y con ella basará las suposiciones de pronósticos y tipo de infraestructura posible a instalar para la conservación de gas, manejo de aceite y agua.
- Demostrar la interferencia entre pozos, las pruebas de los pozos [REDACTED] existentes, demostrará si las tasas de producción programadas estarán agotando de manera acelerada la presión de lo que el acuífero es capaz de proporcionar para mantener la presión, con ello validarán la cantidad de pozos a perforar en el Plan de Desarrollo que se tendrá contemplado y la estrangulación que los pozos productores tendrán para optimizar la recuperación de hidrocarburos en el campo.
- Mejorar el cálculo de balance de materia para la confirmación del aceite en la zona de interés extendiendo el período de prueba y aumentando el volumen recuperado del campo, se tomarán puntos de presión estática del yacimiento adicionales para mejorar el análisis de balance de materia del campo. Esto se usará aún más para justificar una mayor cantidad de pozos a perforar en el campo.

Respecto a la Prueba Extendida de Producción de 120 días del pozo de [REDACTED] debido a los resultados obtenidos de la prueba de 10 días, alto corte de agua (75% aproximadamente), se encuentra suspendida temporalmente por el Contratista, cualquier cambio de decisiones, se le deberá informar a la Comisión.

Sin menoscabo de lo anterior, previo a la ejecución de las actividades del Plan, se establece que la inicio de cada una de las pruebas estará en función del término de la perforación y reparación mayor de los pozos antes mencionados, la duración de estas estará sujeta a la vigencia del Periodo Adicional, el cual fenece un año después de presentarse, de conformidad con lo establecido en la Cláusula 4.3 del Contrato.

**k) Pronósticos de producción**

Las Figura 8 y 9 muestran el pronóstico de producción de aceite y gas esperado durante el Periodo Adicional como resultado de las actividades trabajos de la perforación del pozo [REDACTED] y de la reparación mayor del pozo [REDACTED]. Se puede apreciar un incremento en el pronóstico de producción, derivado de la entrada en producción los pozos antes mencionados.

Como referencia, a continuación de muestran gastos iniciales de aceite de pozos del campo:

- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature on the left and several initials on the right, such as "RC" and "R".

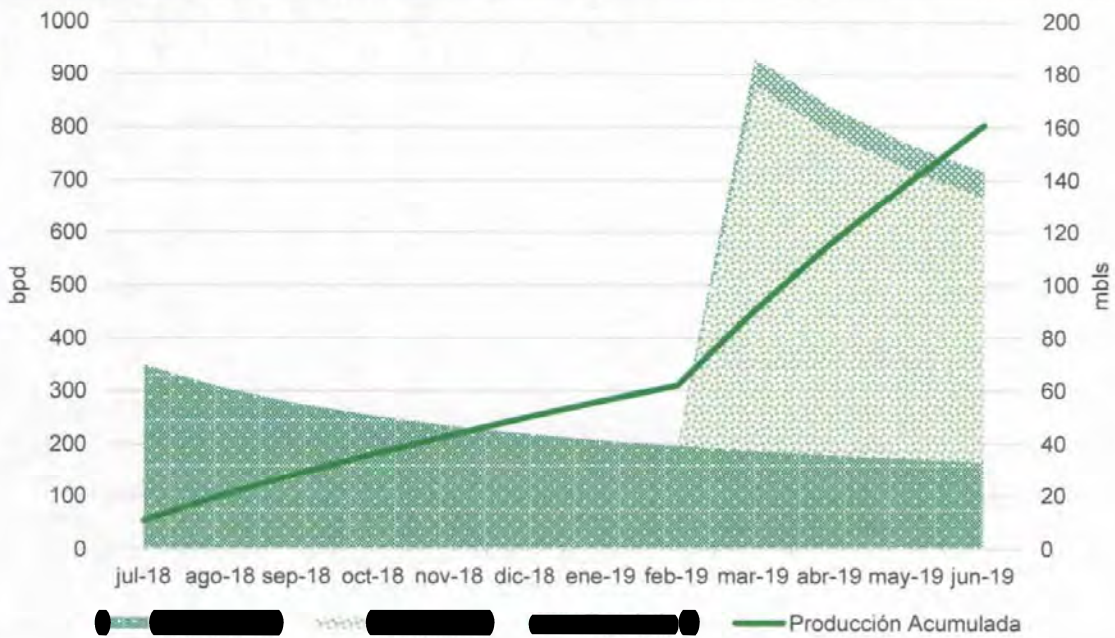


Figura 8. Pronóstico de producción de aceite.  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

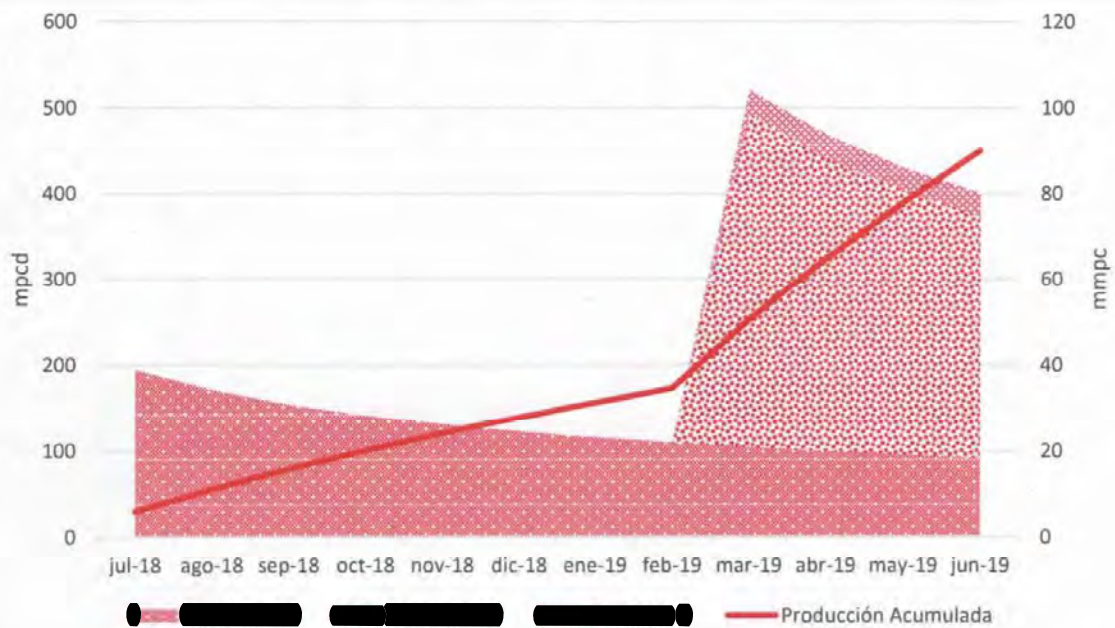


Figura 9. Pronóstico de producción de gas.  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

La Tabla 15 muestra el volumen estimado a recuperar durante el Periodo Adicional. De los pozos [redacted]

	Producción Acumulada
Aceite (mbbls)	[redacted]
Gas (mmpc)	[redacted]

Tabla 15. Volumen de aceite y gas acumulado de la durante el Periodo Adicional.  
(Fuente: Contratista)

777

Para poder establecer el pronóstico de producción del pozo [REDACTED] el Contratista tomó como referencia los resultados obtenidos de las pruebas de producción de 10 días realizadas a los pozos [REDACTED] posterior la reparación menor ya la Perforación respectivamente.

Los resultados preliminares de la prueba de producción de 10 días en el pozo [REDACTED] de producción bruta, con un corte de agua constante de [REDACTED] y un estrangulador continuo de [REDACTED]. La producción de gas promedio y constante fue de [REDACTED] el cual fue medido a través de una placa de orificio [REDACTED], de las muestras a boca de pozo analizadas muestran un fluido de 28.4 °API.

El Contratista indica que con el análisis económico realizado considerando los resultado de las Pruebas de Producción al [REDACTED] se tiene un retorno negativo de la inversión, por lo que no realizará para este pozo la Prueba de alcance extendido de 120 días aprobado en el Plan, asimismo, la viabilidad económica de este pozo dependerá de la identificación de un esquema de manejo del agua más rentable en el campo, por lo anterior el Contratista concluyó que el pozo [REDACTED] económicamente rentable producirlo, solo si se logra crear una estrategia para el manejo y disposición del agua congénita, la cual por el momento no se tiene, por lo que mantendrá cerrado el pozo antes mencionado, cualquier cambio de decisiones respecto a este pozo, se le deberá informar a la Comisión.

**I) Inversiones y Gastos de operación**

De acuerdo con la información presentada por el Contratista, el monto para llevar a cabo las actividades que se describen en la Modificación al Plan, la cual se refiere al Periodo Adicional de Evaluación estimado es de aproximadamente 11.4 millones de dólares.

**Descripción del Presupuesto**

El Presupuesto relacionado al Periodo Adicional, es el que se encuentra en la Tabla 16. Así mismo, la Figura 10, representa las proporciones que abarca cada Sub-actividad petrolera en cada Actividad del presupuesto.

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	Presupuesto Total (2018)	Presupuesto Total (2019)	Periodo Adicional de Evaluación
Evaluación	General	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	Geología	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	Pruebas de Producción	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	Ingeniería de Yacimientos	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	Perforación de Pozos	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
<b>Total</b>		<b>\$7,552,962.75</b>	<b>3,850,642.92</b>	<b>\$11,403,605.67</b>

Tabla 16 - Presupuesto asociado al Periodo Adicional de Evaluación presentado por el Contratista. (Montos en dólares de Estados Unidos) (Fuente: CNH con información del Contratista)

De tal forma, la distribución del presupuesto asociado al Plan modificado es el que se presenta en la Figura 10.

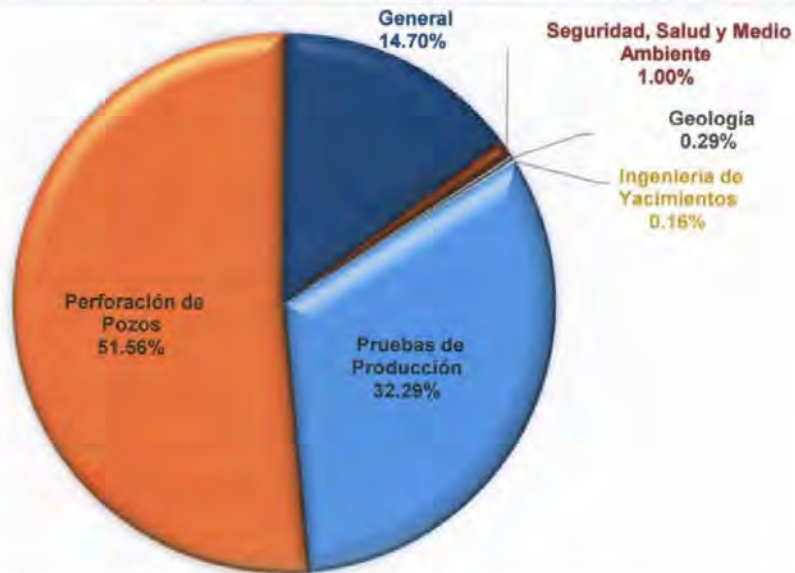


Figura 10.- Distribución del presupuesto de la Actividad Petrolera Evaluación.  
(Fuente: CNH con información del Contratista)

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, y de conformidad con el Catálogo de Costos establecido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

#### m) Mecanismos de Medición

El Contratista presentó información correspondiente con lo establecido en el Anexo I apartado VI.9, de los Lineamientos que regulan el procedimiento, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones.

La cuantificación de los hidrocarburos derivados de las pruebas de producción se llevará a cabo con el equipo de prueba, el cual consiste en un separador trifásico con medidores para la medición de los volúmenes de aceite, agua y gas. Cada pozo en donde se realice la prueba extendida de producción tendrá su propio equipo de separación conectados a boca de pozo durante la prueba de producción asegurando una medición diaria e individual.

El gas separado será cuantificado por medio de un medidor tipo placa de orificio posterior al su envío a quemador, los líquidos (agua y aceite) serán cuantificados individualmente en la descarga del separador por medidores tipo turbina y fluirán a tanques de almacenamiento donde se realizará una medición referencial (medición estática), el transporte del aceite se realizará con unidades de presión y vacío (UPV's) de aprox. 30 m<sup>3</sup> que cumplan con la normatividad aplicable, desde el Área Contractual a la Batería de Separación [REDACTED] en esta estación se cuenta con un medidor másico que será empleado para cuantificar el aceite de transferencia, posteriormente serán enviados a través de oleoducto a la Instalación [REDACTED]

Para la disposición del agua congénita, el Contratista manifiesta que, estaría a cargo de empresas especializadas en este ramo o si [REDACTED] autoriza proveer el servicio, se destinaría al pozo letrina, Mozutla-1, en Poza Rica, Veracruz.

Los equipos de separación, sus instrumentos de medida y los tanques de almacenamiento serán seleccionados de acuerdo con el tipo y características de los fluidos a medir, los volúmenes manejados y a las condiciones de operación a que estén sometidos, estos equipos estarán bajo el esquema de renta. Los datos de incertidumbre asociados a los equipos de medición estarán disponibles una vez que el Contratista cuente con los equipos seleccionados para la operación, dichos datos deberán ser presentados a esta Comisión.

Handwritten notes and signatures: "777", "q", "RC", and several illegible signatures in blue ink.



## Calidad de los hidrocarburos

El Contratista llevará a cabo la toma y análisis de muestreo para gas y petróleo provenientes de las pruebas de producción conforme lo establecido en los estándares aplicables. Los análisis de calidad se realizarán en un laboratorio acreditado ante la Entidad Mexicana de Acreditación (en adelante, EMA).

La toma de muestreo de gas y petróleo se realizará conforme los métodos establecidos en los siguientes estándares.

- Gas - GPA 2166-05
- Petrolero - ASTM D4057-12

El Contratista deberá de presentar los resultados de los análisis de calidad de acuerdo con lo establecido en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH).

El Contratista presentó los acuerdos Comerciales celebrados con [REDACTED] en donde se especifican las condiciones y puntos de entrega de Petróleo producidos mediante las Pruebas de Producción.

El Contratista presentó información correspondiente con lo establecido en el anexo I de la Guía para los Planes de Exploración de Hidrocarburos apartado VI.9.

Por lo anterior la Dirección General de Medición (DGM), revisó y analizó la información presentada por el Contratista para llevar a cabo la cuantificación de los hidrocarburos derivados de las pruebas de producción con fines comerciales, por lo que se establece que la propuesta es técnicamente viable para determinar el volumen y calidad, sin embargo, previo a la realización de las pruebas de producción previstas en la Modificación al Plan, el Contratista deberá manifestar a esta Comisión que su representada cumple con todas las actividades para llevar a cabo la Medición y Comercialización de los Hidrocarburos.

Para efectos de lo anterior, su representada deberá presentar a esta Comisión, la información siguiente:

- El sustento de la incertidumbre de medida para los sistemas de medición que serán utilizados para las actividades, en el que deberá considerarse el tipo de medición y el tipo de fluidos a medir.
- Indicar las presiones que se manejarán durante el proceso: Pozo, Regulación, entrada a separadores, salida de separadores y las demás correspondientes al proceso.
- Los acuerdos operativos y comerciales establecidos con [REDACTED] o con un tercero.
- Descripción detallada (diagrama) del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta la disposición final, donde se comercializarán los hidrocarburos producidos, incluir el diagrama: La identificación de los pozos, medidores, separadores, tanques de almacenamiento, quemadores, líneas de descarga y lo correspondiente al proceso.

El Contratista deberá de reportar el volumen y la calidad de los hidrocarburos producidos durante las pruebas de producción de acuerdo con lo establecido en el artículo 36 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

### n) Comercialización

En relación con la Modificación al Plan presentada, el Contratista afirma tener toda la intención de cumplir con las disposiciones del Contrato, los LTMMH, así como el Capítulo 11 de la última versión del Manual de Normas de Medición de Petróleo del Instituto Americano del Petróleo, las mejores prácticas y las Leyes aplicables, así como el cumplimiento sin ser limitativos de los siguientes puntos:

- Sistemas de medición
- Pronósticos de producción a corto plazo
- Producción de hidrocarburos, así como su entrega y recepción
- Seguridad industrial, seguridad operacional, protección ambiental y medidas de salud ocupacional
- Pasivos derivados de la custodia y tutela de los hidrocarburos de los pozos hasta el punto de medición

Considerando que durante este periodo de evaluación se realizarán pruebas de producción el Contratista señala que hará uso comercial de los hidrocarburos que se obtengan con base en las cláusulas del Contrato y cumpliendo cabalmente con la normatividad aplicable, es importante resaltar que el Contratista describe una estrategia para la producción, medición, transporte y venta de hidrocarburos del Área Contractual.

El Contratista tiene previsto producir hidrocarburos a través del pozo [REDACTED] y si las condiciones operativas lo permiten, de los pozos [REDACTED]. En cuanto a los condensados el Contratista asegura que de existir cualquier condensado producido éste será absorbido y arrastrado en el aceite, dentro del separador trifásico, donde se medirán y venderán como parte del petróleo crudo. En lo que se refiere a los pentanos y otros Hidrocarburos más pesados que se encuentren en estado gaseoso el Contratista deberá cuantificar el volumen del líquido equivalente con el estándar API MPMS<sup>1</sup> 14.5 y la GPA<sup>2</sup> 2145, en su versión más reciente. El Contratista hace mención que se realizarán mensualmente muestreos de gas y de petróleo crudo para mantener cabal cumplimiento a las disposiciones que marca la Comisión y al contrato de comercialización que se tiene con [REDACTED].

Respecto a la comercialización del crudo producido en el Área Contractual, el Contratista realizará dicha actividad a través de un acuerdo de comercialización con [REDACTED] con apoyo de [REDACTED]. En [REDACTED] como primera instancia los hidrocarburos producidos se entregarán en la batería de separación [REDACTED] en el Municipio de Papanitla, Veracruz, de donde serán enviados a través de oleoducto a la Instalación [REDACTED]. Cabe mencionar que el punto de medición por el cual el Contratista estará regido durante el periodo de evaluación y periodo adicional será el [REDACTED] operado por [REDACTED] lugar donde se le asignarán volúmenes totales al Contratista y los cuales se usarán para efectos de facturación y pagos de regalías al estado, así como su posterior comercialización por PMI.

Asimismo, el Contratista señala que se encuentra diseñando y evaluando el procedimiento para la programación, almacenamiento, medición y seguimiento de la calidad de los hidrocarburos netos el cual propondrá a su debido tiempo a la Comisión para su aprobación y ejecución en el Plan de Desarrollo del Área Contractual.

Por lo anterior la Dirección General de Comercialización de la Producción (DGCP), revisó y analizó la información presentada por el Contratista, la cual da cumplimiento a lo establecido en el Apartado VI.9 de los LTMMH, para llevar a cabo la Comercialización de los hidrocarburos derivados de las pruebas de producción con fines comerciales, por lo que se establece que la propuesta es técnicamente viable.

#### **o) Aprovechamiento de Gas Natural Asociado**

En relación con la Modificación al Plan presentada, las modificaciones no generan impacto alguno en lo que compete al Aprovechamiento de Gas Natural Asociado.

Por lo tanto, este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente.

El Contratista prevé que durante este Periodo Adicional, el Gas Natural Asociado producido, derivado de las pruebas de producción de pozos será quemado in situ, conforme al Artículo 6, fracción III de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos (en adelante Disposiciones) de la Comisión del 7 de enero de 2016 publicado en el Diario Oficial de la Federación, por lo que resulta necesario que el Contratista remita lo conducente en los reportes trimestrales a la Comisión conforme a las Disposiciones.

Todo lo especificado en el presente Dictamen se puede corroborar con las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0091/2017 Dictamen Modificación Plan de Evaluación Área Contractual-24 Campo Tecolutla a cargo de esta Dirección General de Dictámenes de Extracción.

<sup>1</sup> Manual of Petroleum Measurement Standards.

<sup>2</sup> Gas Processor Association.

## V. Mecanismos de Revisión de la Eficiencia Operativa

Conforme al análisis de las actividades que se contemplan en la Modificación al Plan, 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 8,600 (4,600 del PMT, 0 del Incremento al PMT y 4,000 al Compromiso para el Periodo Adicional) de 10,220 UT, comprometidas por el Contratista, para cumplir con el compromiso contractual asociado al PMT y el compromiso adicional asociado al Periodo de Evaluación.

Actividad	UT planeadas	UT acreditadas	% de cumplimiento
Perforación de Pozo	8,000		
Reparación Mayor	1,600		
Reparación menor	400		
Estudios de núcleos	150		
Análisis de agua de formación	40		
Interpretación sísmica 3D	30		
<b>Total</b>	<b>10,220</b>		

Tabla 17.- Indicador de desempeño al cumplimiento del compromiso Contractual en función de las UT acreditadas.  
(Fuente: CNH con información 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 Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Contratista en el Área Contractual, 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 la ejecución de actividades programadas en el Plan, como se observa en la Tabla 18.

No.	Actividad	Número de actividades	Actividades Ejecutadas	% de ejecución respecto a actividades planeadas
1	Perforación de Pozo	1		
2	Reparación mayor de Pozo	2		
3	Reparación menor de Pozo	1		
5	Interpretación sísmica 3D	1		
6	Pruebas Operativas de Producción	2		
7	Pruebas Extendidas de Producción	3		
8	Estudios de núcleos	6		
9	Análisis de fluidos de formación	4		
10	<sup>1</sup> Corte de núcleo	1		
11	<sup>2</sup> Toma de información	1		

Tabla 18.-Indicador de desempeño en función de las actividades programadas.  
(Fuente: CNH con información del Contratista)

Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 19.

Sub-actividad petrolera	Programa de erogaciones 2018 [USD]	Erogaciones ejercidas [USD]	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
General	\$1,676,780		
Geofísica	-		
Geología	\$33,211		
Pruebas de Producción	\$3,681,965		
Ingeniería de Yacimiento	\$18,000		
Perforación de Pozos	\$5,879,650		
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$114,000		
Otras Ingenierías	-		
<b>Total</b>	<b>\$11,403,606</b>		

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

777  
[Handwritten signatures and initials]

## 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 el Anexo 1, apartado VI.10 de los Lineamientos.

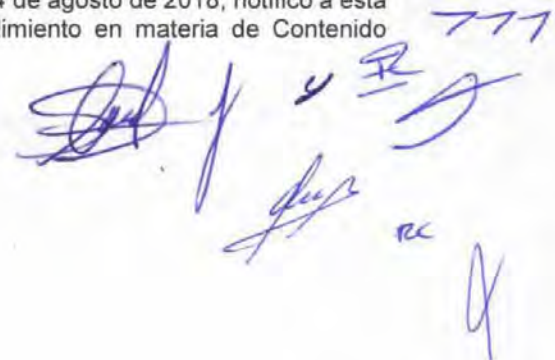
La ASEA emitió respuesta respecto al cumplimiento de Sistema de Administración de Riesgos mediante el oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0878/2018 de fecha 6 de agosto de 2018.

Actualmente el Contratista cuenta con CURR No. ASEA-TOE17290C, deberá informar a la ASEA sobre las actividades que plantea realizar en el marco de la Modificación al Plan correspondiente al Contrato, 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, para efectos de encontrarse amparadas.

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, 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, en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos, el Contratista presentó diversa información relacionada, conforme a la cláusula 18.3, 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 SE evaluó el programa presentado por el Contratista en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio UCN.430.2018.317 de fecha 24 de agosto de 2018, notificó a esta Comisión, su opinión favorable con relación al Programa de Cumplimiento en materia de Contenido Nacional presentado por el Contratista.



## VII. Resultado del Dictamen

Se advierte que las modificaciones propuestas por el Contratista cumplen con las bases 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. La Modificación al Plan establece actividades encaminadas, principalmente, para determinar las características petrofísicas de las rocas del yacimiento [REDACTED]. Asimismo, evaluar la productividad del yacimiento de petróleo en el Área Contractual a través de la perforación del pozo [REDACTED] así como la toma de información planteada, estudios de núcleos, incluyendo las pruebas de producción a realizarse, permitirán conocer las características de las rocas y fluidos del yacimiento, así como la estimación del volumen de reservas, lo cual conlleva a considerar que las actividades y tiempos de ejecución del Plan coadyuvan al desarrollo del conocimiento del potencial petrolero y de producción del Área Contractual, en beneficio del Estado.*
2. *Eleva el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo. Las actividades planteadas en la modificación al 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 obtener los volúmenes de hidrocarburos en el Área Contractual y con ello 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 en el Plan por el Contratista, contempla la adquisición y análisis de un mayor número de datos, y cuyos resultados se integrarán a la interpretación sísmica, información petrofísica, y estudios geológicos a detalle considerados en el Plan para conocer desde el punto de vista geológico, de producción y económico, el yacimiento [REDACTED] con el fin de mejorar la cuantificación e incorporación de reservas de hidrocarburos y aumentar la producción. Lo anterior, permitirá al Contratista presentar un Plan de Desarrollo para la Extracción con un mayor sustento técnico-económico, 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. Entre las tecnologías a utilizar en la ejecución de las actividades contenidas en la Modificación del Plan se encuentran: herramientas conocidas para la perforación del pozo, toma de registros geofísicos, adquisición de núcleos de fondo, interpretación sísmica 3D, lo cual permitirá al Contratista incrementar el conocimiento de las propiedades de las rocas y fluidos del yacimiento, a través de la utilización de software conocidos y empleados para mejorar la calidad de la imagen sísmica, para la caracterización de los yacimientos; asimismo con la incorporación de información reciente del yacimiento mediante el estudio y caracterización de la información derivada de la perforación de los pozos, permitirán al Contratista reducir la incertidumbre geológica para el diseño de la perforación de pozos y para el diseño de un Plan de Desarrollo propuesto en un futuro.*

Después de analizar la información respecto a la tecnología a utilizar presentada por el Contratista, la Comisión Concluye que las Tecnologías propuestas, son adecuadas para ejecutar las actividades de extracción de hidrocarburos dentro del Área Contractual.

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 la Modificación al Plan se mantiene congruente con los objetivos planteados por el Contratista.

Las actividades consideradas en el Plan, además del cumplimiento del PMT, así como el compromiso adicional en virtud del 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. *Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.* La producción de gas esperada durante el Periodo 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 LTMMH, 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 de las 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.

Se establece que la propuesta presentada por el Contratista para llevar a cabo la cuantificación de los hidrocarburos derivados de las pruebas de producción con fines comerciales, es técnicamente viable para determinar el volumen y calidad, sin embargo, previo a la realización de las pruebas extendidas de producción previstas en el Plan, el Contratista deberá manifestar a esta Comisión que su representada cumple con todas las actividades para llevar a cabo la Medición y Comercialización de los Hidrocarburos.

Previo a la ejecución de las pruebas extendidas de producción previstas en el Plan y una vez definido el prestador de servicios que proporcionara los sistemas de medición que serán utilizados en los separadores portátiles, su representada deberá presentar a esta Comisión, conforme a su propuesta descrita en el Plan de Evaluación presentado, lo siguiente:

- El sustento de la incertidumbre de medida para los sistemas de medición que serán utilizados durante las pruebas extendidas de producción, en el que deberá considerar el tipo de medición y el tipo de fluidos a medir.
- Indicar las presiones que se manejarán durante el proceso: Pozo, Regulación, entrada a separadores, salida de separadores y las demás correspondientes al proceso.

El Contratista deberá presentar los resultados de los análisis de calidad de los hidrocarburos, asimismo, deberá de reportar el volumen y la calidad de los hidrocarburos producidos durante las pruebas de producción de acuerdo con lo establecido en el artículo 26, 27 y 36 respectivamente de los LTMMH.

Lo anterior, toda vez que la de Modificación al Plan mantiene objetivos cambiando algunas actividades aprobadas por la Comisión mediante Resolución CNH.E.11.005/17 del 6 de abril de 2017, las actividades que se mantienen 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 se advierte 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.

La Solicitud contiene las actividades que darán cumplimiento al PMT y el compromiso adicional como parte de la aprobación del Periodo Adicional de Evolución. Lo anterior permitirá que el Contractual y acredite un total de 10,220 UT durante el Periodo Inicial de Evaluación y el Periodo Adicional de Evaluación.

- b. **Posible ubicación del pozo de evaluación a perforar.** La propuesta de Modificación presenta la posible ubicación del pozo a perforar, así como el Cronograma que permitirá al Contratista llevar a cabo las actividades de perforación y terminación del pozo [REDACTED] con el objetivo de recopilar información en la formación [REDACTED]
- c. **Programas preliminares de perforación.** La propuesta de Modificación al Plan contiene el programa preliminar que considera la ejecución de la perforación y terminación del pozo [REDACTED] así como toma de información adicional durante la operación de perforación.
- d. **Programa de inversiones durante el Periodo de Evaluación.** La propuesta de Modificación al Plan prevé un estimado detallado de los Costos acorde con las actividades consideradas.
- e. **Propuesta de duración del Periodo de Evaluación.** La propuesta de Modificación al Plan se apega al Periodo Adicional de Evaluación aprobado por la Comisión y notificado al Contratista mediante oficio 260.873/2018 de fecha 3 de junio 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 consiste en reprogramar, eliminar e incluir actividades aprobadas por la Comisión en el Plan Inicial, que serán ejecutadas durante el Periodo Adicional, con el fin de dar cumplimiento al PMT y al Compromiso Adicional, como parte del Periodo Adicional, según lo establecido en la Cláusula 4.3 y el Anexo 6 del Contrato.

Respecto al cronograma de actividades propuesto por el Contratista, se advierte que considera el inicio de las actividades, en específico las de carácter físico materia del presente dictamen, para el mes de julio 2018.



En atención a la aprobación de la propuesta de Modificación al Plan, es necesario que el Contratista Presente una Actualización del Cronograma de actividades en comentó dentro de los diez días hábiles posteriores a la notificación del Dictamen, a efecto de que el inicio de este sea consistente con la fecha de aprobación.

Es importante mencionar que la actualización referida no implica modificación alguna, motivo por lo cual formará parte del Plan aprobado.

Cumple con el contenido de las Cláusulas 4.2 y 4.3 del Contrato, en virtud de que las actividades previstas en la Modificación al Plan consideran la ejecución de las UT del PMT y las UT comprometidas para el Periodo Adicional, en términos del Anexo 6 del Contrato.

En este sentido, del análisis técnico realizado se advierte que el Contratista prevé ejecutar un total de 10,220 UT.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable la Modificación al Plan para el Área Contractual 24 correspondiente al Contrato, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características del Área Contractual, 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 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 ASEA y la SE, a fin de contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos que resulten indispensables, para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del Contrato suscrito entre la Comisión y el Contratista en adición a la presentación de información que resulte necesaria para su seguimiento; todo ello de conformidad con los Lineamientos y demás normativa aplicable.


Cabe hacer mención que los rubros del Plan que no sufren modificación se mantienen en los términos aprobados por la Comisión mediante la Resolución CNH.07.002/17 del 21 de junio del 2017.

Asimismo, en caso de éxito en las Actividades de Evaluación en niveles estratigráficos distintos al horizonte de Extracción en el Área Contractual, mismas que comprueben la existencia de hidrocarburos, el Contratista deberá presentar la notificación de dicho descubrimiento a la Comisión y cumplir lo dispuesto en el Anexo I, numeral 2, apartado VI de los Lineamientos.


ELABORÓ

**ING. ELVIS EDWARD FRAGOSO RIVERA**  
Director de Área  
Dirección General de Dictámenes de Extracción

ELABORÓ

  
**ING. JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA**  
Director General Adjunto  
Dirección General de Medición

ELABORÓ

  
**ING. YUSAM DE JESÚS ANGUIANO ALVARADO**  
Subdirectora de Área  
Dirección General de Comercialización de Producción

ELABORÓ

  
**MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA**  
Directora General Adjunta  
Dirección General Estadística y Evaluación Económica

REVISÓ

  
**ING. ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO**  
Director General Adjunto de Dictámenes de Extracción  
*Por ausencia del Titular del Director General de Dictámenes de Extracción, con fundamento en el Artículo 49, primer párrafo, del Reglamento Interior de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.*

REVISÓ

  
**MTR. SAMUEL CAMACHO ROMERO**  
Director General Adjunto de Comercialización de Producción  
*Por ausencia del Director General de Comercialización de la Producción, con fundamento en el Artículo 49, primer párrafo, del Reglamento Interior de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.*


REVISÓ

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

REVISÓ

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

AUTORIZÓ

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

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 29, 31, 31 Bis y 35 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

