

ACUSE



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A10/2016

Dictamen Técnico Modificación del Plan de
Evaluación del Área Contractual 10 La Laja

Contratista: Oleum del Norte, S.A.P.I. de C.V.

Reabi onisinal

Q.



Octubre 2018

Fede
RC
777
m
g
q



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A10/2016

Dictamen Técnico Modificación del Plan de
Evaluación del Área Contractual 10 La Laja

Contratista: Oleum del Norte, S.A.P.I. de C.V.

Octubre 2018

[Handwritten signatures and initials in blue ink]
Fede
RC
777
m
g
q

| | |
|---|----|
| CONTENIDO | 2 |
| I. GENERALIDADES DEL CONTRATO | 3 |
| II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN..... | 5 |
| III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS | 6 |
| IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PLAN | 7 |
| a) Características Generales y propiedades de los yacimientos..... | 7 |
| b) Comparativa, Motivo y Justificación de la Modificación del Plan de Evaluación..... | 7 |
| c) Objetivo | 9 |
| d) Alcance..... | 9 |
| e) Actividades físicas..... | 9 |
| f) Perforación de Pozos..... | 10 |
| g) Reparación de pozos | 10 |
| h) Intervalos de evaluación en los pozos perforados o a perforar..... | 11 |
| i) Toma de información..... | 11 |
| j) Pronósticos de producción | 12 |
| k) Inversiones y gastos de operación..... | 13 |
| l) Medición de hidrocarburos | 14 |
| m) Comercialización de hidrocarburos..... | 16 |
| n) Aprovechamiento de gas..... | 17 |
| V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA..... | 19 |
| VI. CUMPLIMIENTO AL PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS..... | 21 |
| VII. CONTENIDO NACIONAL..... | 22 |
| VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN..... | 23 |

Febrero 777
RC
M
4
[Handwritten signatures]

g

I. Generalidades del Contrato

En el marco de la Reforma Energética, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) inició los procesos licitatorios de la denominada Ronda 1, en términos del artículo 23 de la Ley de Hidrocarburos, por lo cual el 12 de mayo de 2015 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (en lo sucesivo, DOF) la Tercera Convocatoria CNH-R01-C03/2015 del proceso de Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015, para la adjudicación de Contratos para la Extracción de Hidrocarburos en veintiséis Áreas Contractuales terrestres.

Como parte del proceso de licitación, el 19 de noviembre de 2015, mediante acuerdo CNH.E.46.001/15, la Comisión aprobó la versión final de las Bases de Licitación y en atención a su contenido, se llevaron a cabo los actos de cada una de las etapas de dicho proceso, incluyendo el Acto de Presentación y Apertura de Propuestas celebrado el 15 de diciembre de 2015, en el cual la empresa Geo Estratos, S. A. de C. V. en consorcio con Geo Estratos Mxoil Exploración y Producción, S. A. P. I. de C. V. resultó ser el Licitante Ganador del Área Contractual 10 (Área Contractual).

De conformidad con lo dispuesto en el numeral 22.4 de las Bases de la Licitación, el Licitante Ganador, no llevó a cabo la firma del contrato, por lo que el Área Contractual fue reasignada a Oleum del Norte, S.A.P.I. de C.V. (segundo lugar), ya que su Propuesta cumplió con los criterios de adjudicación previstos en estas Bases.

El 25 de agosto de 2016 (Fecha Efectiva), se firmó el Contrato No. CNH-R01-L03-A10/2016 (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 Oleum del Norte, S.A.P.I. de C.V., para el Área Contractual, con una vigencia de 25 años a partir de la fecha de la firma.

El 13 de noviembre de 2015 se publicaron en el DOF 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, los Lineamientos).

La vigencia del Contrato es de 25 años a partir de la Fecha Efectiva, en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación del Contrato, incluyendo las relativas al abandono, la indemnización, la seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente.

En cumplimiento a la Cláusula 4.1 del Contrato, el 16 de diciembre 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.

En este sentido, en el marco de la 54ª Sesión Extraordinaria del Órgano de Gobierno de la Comisión, celebrada el 10 de octubre de 2016, la Comisión emitió la Resolución CNH.E.54.001/16 (Resolución), mediante la cual se emitieron los criterios de evaluación que serán aplicables para la emisión del dictamen técnico por el cual se analicen los Planes de Evaluación derivados de los Contratos suscritos como resultado de la licitación CNH-R01-L03/2015. El 5 de julio de 2017, mediante la Resolución CNH.E.31.001/17 el Órgano de Gobierno de la Comisión aprobó el Plan de Evaluación correspondiente al Área Contractual 10 La Laja.

Asimismo, dentro del Contrato se prevé un Periodo de Evaluación que iniciará con la Fecha Efectiva y tendrá una duración de hasta un (1) Año a partir de la aprobación del Plan de Evaluación, durante el mismo el Contratista estará obligado a concluir, al menos, el PMT establecido en el Contrato durante el Periodo Inicial de Evaluación, es decir 4,600 Unidades de Trabajo (UT) más el Incremento al PMT por otras 46 UT.

De conformidad con la cláusula 4.3 del Contrato el Contratista solicitó el Periodo Adicional de Evaluación el 11 de abril de 2018, mediante el escrito sin número, y fue aprobado por la Comisión el 14 de junio de 2018 mediante el oficio 260.776/2018, por lo que de conformidad con la misma Cláusula deberá de realizar 4,000 UT adicionales, equivalentes a la perforación de un pozo, debiendo acreditar un total de 8,646 UT a lo largo del Periodo de Evaluación.

El 26 de junio del 2018 el Contratista presentó la solicitud de Modificación al Plan de Evaluación (Modificación), que incluye las actividades de Evaluación del Área Contractual, misma que se analizará en el presente documento.

Antecedentes del Área Contractual

La tabla 1 muestra las generalidades del Área Contractual, la cual se ubica al Norte del Estado de Veracruz, como se muestra en la figura 1. El Área Contractual se ubica en el municipio de Ozuluama del estado de Veracruz, aproximadamente a 40 kilómetros al Suroeste de la Ciudad de Tampico, Tamaulipas; geológicamente se encuentra dentro de la cuenca de Tampico-Misantla. Dentro de los límites establecidos para el Área Contractual se tienen 6 pozos perforados de los cuales 4 están cerrados con posibilidades y 2 están taponados sin posibilidades.

| Nombre | La Laja |
|---|---|
| Estado y Municipios | Ozuluama, Veracruz |
| Área Contractual | 10.244 km ² |
| Fecha Efectiva | 25 de agosto de 2016 |
| Vigencia | 25 años a partir de la fecha efectiva |
| Tipo de Contrato | Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia |
| Contratista | Oleum del Norte, S.A.P.I. de C.V. |
| Profundidad Media para Exploración y Extracción | Sin restricción |
| Tipo de hidrocarburos | Aceite 26 °API |

Tabla 1. Generalidades del Área Contractual.
(Fuente: Contratista)

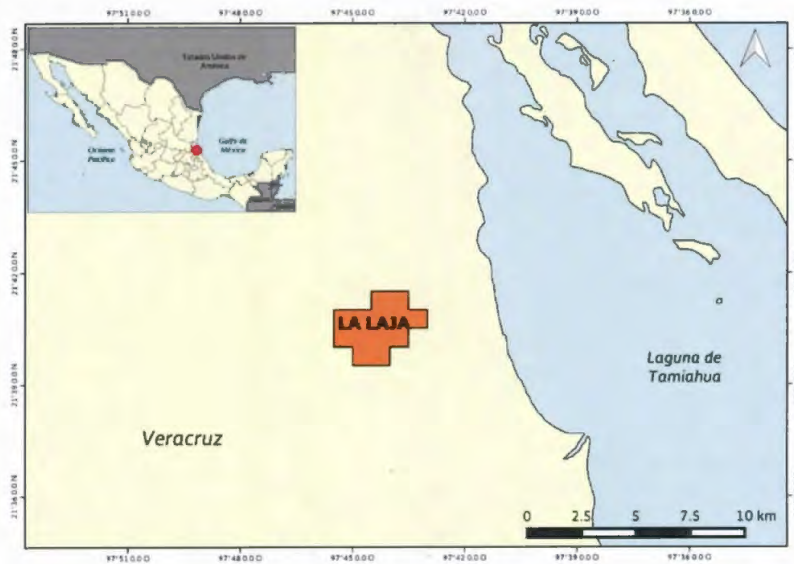


Figura 1. Ubicación del Área Contractual.
(Fuente: Comisión)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'Fulpe', 'RC', 'M', 'S', and other illegible marks.

II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

En la figura 2, se observan la relación cronológica del proceso de evaluación respecto de la solicitud de modificación.

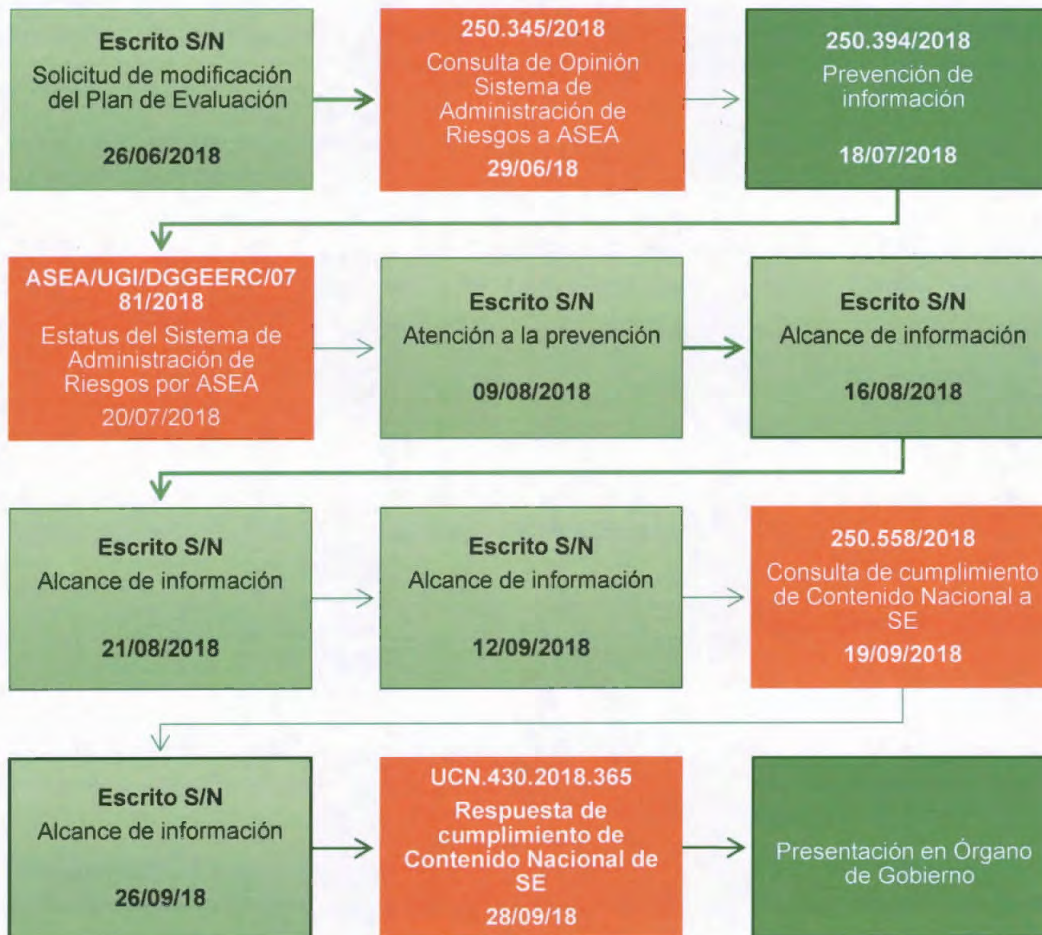


Figura 2. Etapas del proceso de evaluación, dictamen y resolución de la modificación al Plan de Evaluación.
(Fuente: Comisión)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including "RC", "M", and "J".

III. Criterios de Evaluación utilizados

La Modificación presentada por el Contratista se presentó conforme a los términos previstos en las Cláusulas 4.1, 4.2, 4.3 y Anexos 6 y 7 del Contrato, Anexo I, numeral 2, apartado VI de los 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 advierte 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, lo anterior se corrobora con las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0092/2018, a cargo de la Dirección General de Dictámenes de Extracción.

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

[Handwritten signature in blue ink]

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

a) Características Generales y propiedades de los yacimientos

El campo La Laja geológicamente se encuentra en la cuenca de Tampico-Misantla, fue descubierto en 1960 con la perforación del pozo La Laja-1, este campo está clasificado como productor de aceite de 26 °API en calizas de la formación Tamaulipas Inferior del Cretácico y areniscas arcillosas de la formación Palma Real Inferior del Oligoceno.

La tabla 2 muestra características del campo La Laja.

| Características Generales | La Laja |
|---|--|
| Área de Evaluación | 10.244 km ² |
| Pozo descubridor | La Laja-1 |
| Fecha de descubrimiento | 1960 |
| Formación productora | Oligoceno Palma Real Inferior (OPRI) y Cretácico Tamaulipas Inferior (KTI) |
| Tipo de hidrocarburo | Aceite mediano |
| Profundidad promedio de las formaciones productoras | 1,600 y 2,500 metros |

Tabla 2. Características generales del Campo.
(Fuente: Comisión con información del Contratista)

b) Comparativa, Motivo y Justificación de la Modificación del Plan de Evaluación

Para el Periodo Inicial de Evaluación la Comisión le aprobó al Contratista la perforación de 1 pozo y la adquisición procesamiento e interpretación de sísmica 3D en el Área Contractual, sin embargo, el Contratista no contó con la autorización del Sistema de Administración por parte de la Agencia de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante ASEA o Agencia) si no hasta el 29 de enero del 2018, por lo que no pudo llevar a cabo la perforación del pozo propuesto ya que a la fecha se está concluyendo la adquisición de sísmica 3D necesaria para tener el programa de perforación final.

El compromiso Contractual durante el Periodo Inicial de Evaluación era el cumplimiento de 4,646 Unidades de Trabajo, de las cuales; 4,600 representan el PMT y 46 el Incremento a éste, en el Periodo de Evaluación Inicial (1) Año, con la extensión del Periodo Adicional de Evaluación, el compromiso es ejecutar adicionalmente 4,000 Unidades de Trabajo, en un periodo adicional de un (1) Año, comprometiendo un total de 8,646 Unidades de Trabajo a ejecutar. La solicitud de Modificación del Plan de Evaluación presentada por el Contratista contempla la ejecución de actividades que podrían acreditar hasta 8,804.9 UT.

A partir de las actividades realizadas durante el Periodo Inicial de Evaluación, el Contratista determinó que, debido a la escasa información disponible acerca de producciones anteriores, presiones actuales y niveles de fluidos de los pozos existentes, resulta complicado realizar cálculos de los gastos de producción esperados en estos pozos. Por lo tanto, el Contratista solicita a esta comisión la inclusión de actividades de pruebas de presión-producción a los pozos existentes por un tiempo que abarque el periodo adicional de Evaluación para que pueda obtener la información técnica necesaria para diseñar el Plan de Desarrollo óptimo que contribuya a maximizar el valor de los hidrocarburos en el Área Contractual.

Derivado de lo anterior el Contratista mantiene como objetivo principal incrementar el conocimiento técnico del Área Contractual, mediante la adquisición de nueva información que permita diseñar un Plan de Desarrollo que garantice la recuperación eficiente y rentable de las reservas existentes, añadiendo el

objetivo secundario de investigar el comportamiento y características de los horizontes productores disponibles y poder predecir de manera más confiable el comportamiento dinámico del campo, en términos de gastos de producción y fluidos recuperados bajo diferentes condiciones de operación, lo anterior en los pozos existentes añadiendo reparaciones menores a las actividades de evaluación y ejecutar pruebas de presión-producción.

A continuación, se presenta un comparativo del programa de actividades y presupuesto aprobados para el Periodo Inicial de Evaluación, contra la propuesta de la presente Modificación en la tabla 3.

| PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO | | | | | | | | |
|--|---------------------|----------------------|--------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|------------------------|--------------------------|-----------------------------------|
| Actividades | Unidad | Original (Aprobado)* | | | Unidades de Trabajo (UT) Acreditadas | Modificado (Propuesto) | | |
| | | Cantidad | Unidades de Trabajo (UT) | Total de Unidades de Trabajo (UT) | | Cantidad | Unidades de Trabajo (UT) | Total de Unidades de Trabajo (UT) |
| Perforación de Pozos | Por pozo | 1 | 4,000 | 4,000 | 0 | 1 | 4,000 | 4,000 |
| Reparación menor | Por reparación | 0 | 400 | 0 | 0 | 10 | 400 | 4,000 |
| Actualización modelo estático | Unitario | 1 | 300 | 300 | 0 | 1 | 300 | 300 |
| Actualización modelo dinámico | Unitario | 1 | 300 | 300 | 0 | 1 | 300 | 300 |
| Adquisición, procesamiento e interpretación sísmica 3D | Por km ² | 10.244 | 20 | 200 | 0 | 10.244 | 20 | 204.9 |
| | | Total | | 4,800 | 0 | Total | | 8,804.9 |

| Sub-actividad | Original Aprobado (USD) | Modificado Propuesto (USD) |
|-----------------------------------|-------------------------|----------------------------|
| General | 111,252 | 128,686 |
| Geofísica | 1,890,001 | 1,416,001 |
| Geología | 150,000 | 149,916 |
| Pruebas de Producción | - | 1,810,000 |
| Ingeniería de Yacimientos | 227,000 | 227,000 |
| Perforación de Pozos | 3,533,012 | 3,088,281 |
| Seguridad, Salud y Medio Ambiente | 82,717 | 112,116 |
| Inversión Total (USD) | 5,993,982 | 6,932,000 |

*Cumplimiento al PMT contemplado en la etapa Firme del Plan Vigente.

Tabla 3. Comparativo de Actividades y presupuesto del Plan Original vs la Modificación propuesta.

(Fuente: Comisión con información del Contratista)

Cabe destacar que a la fecha el Contratista no ha acreditado UT de las aprobadas en el Plan Vigente, sin embargo, ha estado realizando actividades al amparo del Plan vigente, en los rubros de adquisición sísmica 3D, estudios geológicos regionales, administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto y en la gestión de seguridad, salud y medio ambiente del presupuesto que se tiene aprobado, con lo que resulta en una erogación de 1,331,294.22 USD.

Se destaca que la actividad de adquisición sísmica, aunque ya se tiene muy avanzada por parte del Contratista, no tiene finalizada la parte de reprocesamiento e interpretación por lo cual no ha acreditado UT a la fecha.

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'Fede', 'RC', 'PM', and 'S']

c) Objetivo

El objetivo de la Modificación presentada se mantiene en incrementar el conocimiento técnico del Área Contractual, mediante la adquisición de nueva información, que permita diseñar un Plan de Desarrollo que garantice la recuperación eficiente y rentable de las reservas existentes.

d) Alcance

La Modificación presentada incluye la reprogramación de la actividad física no realizada durante el Periodo Inicial de Evaluación, así como el incremento de toma de información y pruebas de presión-producción a los 4 pozos cerrados con posibilidades con la finalidad de solventar la falta de conocimiento de los yacimientos del Área Contractual, para ello el Contratista realizará la perforación y terminación de un pozo, la adquisición y procesamiento e interpretación de sísmica 3D, actualización al modelo estático y dinámico del campo, la reactivación de los 4 pozos cerrados mediante la instalación de sistemas de bombeo hidráulico, cambio total de los árboles de válvula y el tratamiento de estimulación ácida para dos de los pozos a reactivar, para llevar a cabo las actividades mencionadas el Contratista contempla un presupuesto de 6.93 millones de dólares, durante el Periodo Adicional de Evaluación.

e) Actividades físicas

El Contratista presentó la propuesta para la ejecución de las actividades relacionadas con la evaluación del potencial de Hidrocarburos en el Área Contractual, para lo cual perforará 1 pozo, realizará 10 reparaciones menores, actualizará 1 modelo estático y 1 dinámico, realizará 1 adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 3D, 4 pruebas de presión-producción, además de otras actividades como se muestra en la tabla 4.

Con respecto a las actividades propuestas, el Contratista solo podrá acreditar UT, por las actividades ejecutadas durante el Periodo de Evaluación, de conformidad con el Anexo 6 del Contrato.

| Tarea | 2018 | | | | | | 2019 | | | | | |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|
| | Mes 1 | Mes 2 | Mes 3 | Mes 4 | Mes 5 | Mes 6 | Mes 7 | Mes 8 | Mes 9 | Mes 10 | Mes 11 | Mes 12 |
| Adquisición Sísmica 3D | 1 | | | | | | | | | | | |
| Procesado e interpretación de sísmica 3D | 1 | | | | | | | | | | | |
| Estudios estratigráficos | | | 1 | | | | | | | | | |
| Estudios geológicos regionales | | | 1 | | | | | | | | | |
| Estudios geológicos de detalle | | | 1 | | | | | | | | | |
| Estudios petrofísicos | | | | 1 | | | | | | | | |
| Equipamiento de Pozos (Pruebas de producción) | | | 1 | | | | 1 | | | | | |
| Realización de Pruebas de restauración de Presión | | | | | 1 | | | | | | | |
| Cálculo de reservas y estimaciones de producción | | | | | | 1 | | | | | | |
| Modelado y simulación de yacimientos | | | | | | 1 | | | | | | |
| Caracterización de yacimientos | | | 1 | | | | | | | | | |

[Handwritten signatures and initials]

777 *[Handwritten]*

[Handwritten initials]

[Handwritten initials]

[Handwritten initials]

[Handwritten initials]

| | | | | | | | | | | |
|---|--|--|---|---|---|---|--|--|--|--|
| Diseño de terminaciones de pozos | | | | 1 | | | | | | |
| Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización | | | 1 | | | | | | | |
| Servicios de perforación de pozos | | | | | 1 | | | | | |
| Terminación de pozos | | | | | | 1 | | | | |

Tabla 4. Actividades propuestas en la modificación al Plan.
(Fuente: Comisión con información del Contratista)

Cabe destacar que la actividad que el Contratista tenía contemplada a ejecutar como Opcional en el Plan original, se mantiene en los términos y condiciones en que fue aprobado en el Plan Vigente y no sustituyen a las reparaciones menores ni a la actividad propuesta para dar cumplimiento al PMT que se adiciona en esta modificación propuesta.

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.

f) Perforación de Pozos

Derivado de que el Contratista sigue contemplando la perforación del mismo pozo aprobado, y el programa preliminar de perforación no sufre modificación alguna, este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente.

Es importante señalar que previo a la perforación del pozo propuesto, el Contratista deberá obtener los permisos o autorizaciones de otras autoridades competentes que dicte la Normatividad Aplicable atendiendo a sus requisitos y procedimientos específicos además dar aviso a la Comisión de la perforación.

g) Reparación de pozos

Con respecto a la reparación de pozos que se encuentran contemplados en lo que el Contratista llama “Etapa Opcional condicionada”, no sufre ningún cambio en la propuesta de modificación al Plan, pero, aunado a lo anterior, se plantea la realización de 10 RME, actividades necesarias para la reactivación de los 4 pozos a realizarles las pruebas de presión-producción.

Las RME consisten en lo mostrado en la siguiente tabla:

| Descripción | Cantidad | Intervalo propuesto (m) | Objetivo |
|---|----------|-------------------------|---|
| Instalación de equipo bombeo hidráulico | 4 | NA | Reactivar los pozos para evaluar el potencial petrolero y las propiedades y características de las formaciones disponibles a través de las pruebas de presión-producción. |
| Cambio total de árbol de válvulas | 4 | NA | El propósito de esta actividad es disminuir el riesgo debido al deterioro actual de los árboles de los pozos existentes en el Área Contractual. |
| Estimulación matricial ácida | 2 | 2,464-2,505 | De acuerdo con los resultados a obtener en las pruebas de restauración de presión, se realizará este tratamiento con el propósito de reducir el daño de formación. |

Tabla 5. Reparaciones menores.
(Fuente: Comisión con información del Contratista)

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

Derivado de la evaluación hecha por el Contratista a los estados mecánicos de los pozos, determinó que el sistema de levantamiento más apropiado para los pozos a evaluar era el sistema de bombeo hidráulico, debido a su versatilidad y rapidez para realizar cambios de diseño de equipo de fondo sin la necesidad de requerir la intervención de equipos de reparaciones de pozo.

Con respecto a las actividades de estimulación matricial ácida, la realizará a los pozos que están terminados en intervalos de la formación KTI, ya que en dichos intervalos la litología es de calizas y esa práctica resulta efectiva para reducir el daño a la formación en este tipo de yacimientos.

h) Intervalos de evaluación en los pozos perforados o a perforar

Este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente.

i) Toma de información

De este rubro lo que sufre modificación respecto a lo aprobado son la duración de las pruebas de presión-producción a ejecutar en lo que resta del periodo de evaluación. Lo demás se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente. Respecto a las pruebas de presión-producción se dará la explicación a continuación.

Pruebas de presión-producción

El Contratista establece en la modificación al Plan, que debido a la información con la que cuenta de los pozos que han sido productores del campo, haciendo énfasis en la no confiabilidad de las pruebas de producción realizadas a los mismos por el operador anterior, ha propuesto la ejecución de pruebas de presión producción a los pozos La Laja 1B y 6A, terminados en las formaciones OPRI y Guayabal respectivamente, así como en los pozos La Laja 8 y 9 terminados en la formación KTI.

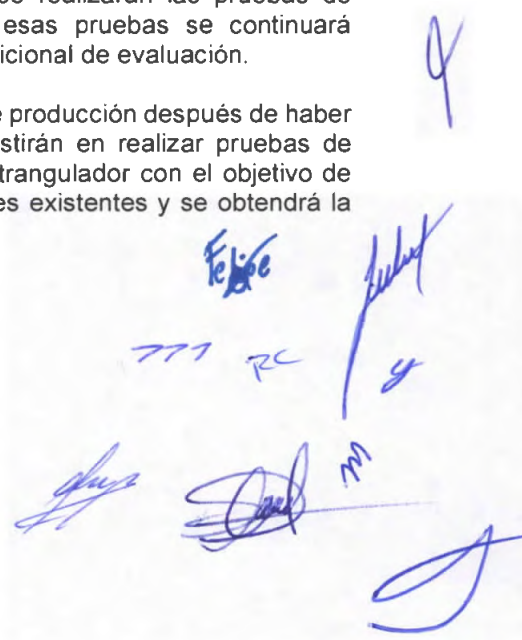
El Contratista tiene como objetivo de las pruebas el de evaluar el potencial de los pozos existentes, para cuantificar los volúmenes de aceite, gas y agua producidos con el fin de obtener información que le permitirá alimentar el modelo dinámico del campo y obtener más información sobre los costos operativos asociados a las pruebas lo cual le servirá para realizar los cálculos económicos relacionados con el Plan de Desarrollo del campo.

La realización de las pruebas consistirá en lo siguiente:

Un periodo de dos meses de apertura continua de los pozos a lo que el Contratista llama "pruebas de producción" para acondicionar los pozos, posterior a esos dos meses se realizarán las pruebas de restauración de presión, las cuales durarán 2 meses, y después de esas pruebas se continuará nuevamente con las pruebas de producción hasta que finalice el período adicional de evaluación.

Las pruebas de presión se realizarán una vez que finalice el periodo corto de producción después de haber logrado condiciones dinámicas de los yacimientos, dichas pruebas consistirán en realizar pruebas de restauración de presión a diferentes gastos con diferentes tamaños de estrangulador con el objetivo de investigar el comportamiento y características de los horizontes productores existentes y se obtendrá la siguiente información:

- Modelo de régimen de flujo.
- Presión promedio del yacimiento
- Presión fluyente del yacimiento
- Temperatura de fondo
- Permeabilidad
- Radio de investigación
- Daño a la formación
- Límites del yacimiento



- Curva de afluencia (IPR)

Dichas pruebas tendrán una duración de 15 días por pozo, dentro de ese período para cada pozo se tendrá flujo por 3 días por cada variación de presión y cierres de flujo de 72 horas por cada cambio de estrangulador, lo que da un total de 9 días de período dinámico y 6 días de periodos de cierre. Para obtener los valores o información requerida dentro de este periodo se tendrán sensores de fondo en los pozos.

Respecto a las pruebas de producción, el Contratista tiene contemplado dejar abiertos a los pozos durante las 24 horas al día realizando mediciones continuas de los fluidos producidos para recuperar información de los yacimientos debido a los cambios de presión y flujo a realizar durante dichas pruebas.

Con la recopilación de la información obtenida durante las pruebas, el Contratista establece que logrará lo siguiente:

- Reconfirmar el potencial de cada pozo.
- Conocer el comportamiento de los fluidos producidos a través de un período de producción.
- Determinación de la Declinación de los horizontes productores del KTI y OPRI.
- Alimentar al modelo dinámico del campo.
- Evaluar reservas.
- Dimensionamiento de instalaciones de producción a construir.
- Evaluación de nuevas inversiones para futuros planes de Desarrollo.

De lo anterior se tiene que las pruebas de presión y de producción extensas propuestas por el Contratista, aunado a los objetivos descritos que se busca alcanzar, resultan adecuados para obtener información más confiable para evaluar el potencial real de los yacimientos en el Área Contractual y así poder definir un esquema o estrategia de extracción adecuado a futuro que maximice el factor de recuperación en el campo.

j) Pronósticos de producción

Dado que actualmente los pozos dentro del área contractual están cerrados, el Contratista no puede como tal dar un pronóstico de producción derivado de las actividades a ejecutar durante el Período de Evaluación, sin embargo, con la información disponible de los datos históricos de pruebas y tomando como base un caso medio, el Contratista estimó los volúmenes de aceite y gas esperados a recuperar para un periodo de 8 meses en cada uno de los pozos en los que se realizarán las pruebas de producción que se muestran en las siguientes tablas:

| Pozo | La Laja-1B | La Laja-6A | La Laja-8 | La Laja-9 | Total |
|---------------------------------------|------------|------------|-----------|-----------|--------|
| Mes | (Bls) | (Bls) | (Bls) | (Bls) | (Bls) |
| 1 | 356 | 356 | 356 | 770 | 1,837 |
| 2 | 351 | 351 | 351 | 761 | 1,814 |
| 3 | 347 | 347 | 347 | 751 | 1,792 |
| 4 | 342 | 342 | 342 | 742 | 1,769 |
| 5 | 338 | 338 | 338 | 733 | 1,747 |
| 6 | 334 | 334 | 334 | 724 | 1,726 |
| 7 | 330 | 330 | 330 | 715 | 1,704 |
| 8 | 326 | 326 | 326 | 706 | 1,683 |
| Total del periodo de Evaluación (Bls) | | | | | 14,072 |

Tabla 6. Volúmenes de aceite a recuperar.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

771
 Feb 16
 PC
 MM
 [Handwritten signatures and initials]

| Pozo | La Laja-1B | La Laja-6A | La Laja-8 | La Laja-9 | Total |
|--|------------|------------|-----------|-----------|--------|
| Mes | (pc) | (pc) | (pc) | (pc) | (mmpc) |
| 1 | 199,807 | 165,854 | 189,822 | 410,457 | 0.97 |
| 2 | 197,325 | 163,794 | 187,464 | 405,358 | 0.95 |
| 3 | 194,873 | 161,759 | 185,136 | 400,323 | 0.94 |
| 4 | 192,453 | 159,749 | 182,836 | 395,350 | 0.93 |
| 5 | 190,062 | 157,765 | 180,565 | 390,439 | 0.92 |
| 6 | 187,701 | 155,805 | 178,322 | 385,589 | 0.91 |
| 7 | 185,369 | 153,870 | 176,106 | 380,799 | 0.90 |
| 8 | 183,067 | 151,958 | 173,919 | 376,069 | 0.89 |
| Total del periodo de Evaluación (mmpc) | | | | | 7.40 |

Tabla 7. Volúmenes de gas a recuperar.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

Cabe destacar que los volúmenes de aceite y gas a recuperar durante las pruebas de producción fueron propuestos por el Contratista considerando un caso medio donde se tienen producciones iniciales estimadas de aceite y gas que se muestran en la siguiente tabla:

| Pozo | Aceite (bpd) | Gas (pcd)* |
|------------|--------------|------------|
| La Laja-1B | 12 | 6,744 |
| La Laja-6A | 12 | 5,598 |
| La Laja-8 | 12 | 6,407 |
| La Laja-9 | 26 | 13,854 |

*El gasto de gas fue estimado utilizando la RGA que se tiene por pozo.

Tabla 8. Producción inicial esperada derivada de las pruebas de producción.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

k) 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 del Plan de Evaluación, la cual se refiere al Período Adicional de Evaluación es de aproximadamente 6.9 millones de dólares.

Descripción del Presupuesto

De acuerdo con la información presentada por el Contratista, el Presupuesto relacionado al Período Adicional de Evaluación, es el que se encuentra en la tabla 9.

777 Pedro
 20
 2 7/11
 [Handwritten signatures and initials]

| Actividad petrolera | Sub-actividad petrolera | 2018 | 2019 | Periodo Adicional de Evaluación |
|---------------------|-----------------------------------|------------------|------------------|---------------------------------|
| Evaluación | General | 67,214 | 61,472 | 128,686 |
| | Geofísica | 1,416,001 | - | 1,416,001 |
| | Geología | 149,916 | - | 149,916 |
| | Pruebas de Producción | 901,000 | 909,000 | 1,810,000 |
| | Ingeniería de Yacimientos | 227,000 | - | 227,000 |
| | Perforación de Pozos | 66,666 | 3,021,615 | 3,088,281 |
| | Seguridad, Salud y Medio Ambiente | 49,704 | 62,412 | 112,116 |
| Total | | 2,877,501 | 4,054,499 | 6,932,000 |

Tabla 9. Presupuesto asociado al Período Adicional de Evaluación presentado por el Contratista. (Montos en dólares de Estados Unidos).

(Fuente: Comisión con información del Contratista)

De tal forma, la distribución del Presupuesto asociado al Plan modificado es el que se muestra en la figura 3, donde ésta representa las proporciones que abarca cada Sub-actividad petrolera para la Actividad de Evaluación.

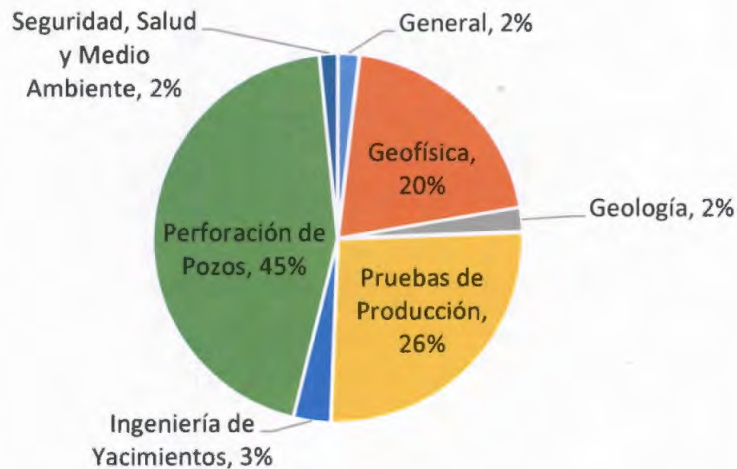


Figura 3. Distribución del Presupuesto, Actividad petrolera: Evaluación. (Fuente: Comisión con información del Contratista)

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

I) Medición de hidrocarburos

Actualmente el Campo La Laja se encuentra cerrado, sin pozos activos en producción. Como parte de la modificación al Plan de Evaluación correspondiente al Área Contractual 10 Campo La Laja, el Contratista, dentro de sus actividades contempla, la ejecución de pruebas de producción para los pozos La Laja - 1B, 6 A, 8 y 9, esto con la finalidad de obtener información del yacimiento e implementar la mejor estrategia del desarrollo del campo.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the name "Félix" and the initials "RC".

Dentro del periodo de pruebas de producción, el contratista plantea ejecutar pruebas de presión de fondo de pozo que tendrán una duración de 15 días por pozo, y estas se iniciarán con pruebas de flujo de tres días, por cada variación de presión (3 variaciones) y cierres de flujo de 72 horas para cada cambio de estrangulador; para esta actividad se estima un periodo de 2 meses para los 4 pozos existentes. Así mismo y con el propósito de predecir de manera más confiable el comportamiento dinámico del campo, en términos de gastos de producción y fluidos recuperados bajo diferentes condiciones de operación, el Contratista realizará pruebas de producción, las cuales tendrán como objetivo la ejecución de mediciones continuas de los fluidos producidos por los pozos durante las 24 horas del día, y de acuerdo con el cronograma de las actividades propuestas por el Contratista, estas tendrán una duración de 8 meses, lo cual permitirá recuperar información del yacimiento debido a los cambios de presión y flujo a realizar durante las pruebas.

La cuantificación de los hidrocarburos provenientes de las pruebas de producción se llevará a cabo conforme a lo siguiente:

La cuantificación del volumen de los hidrocarburos producidos derivados de las pruebas de producción se llevará a cabo a boca de pozo, en donde se instalará un separador bifásico, el gas separado será cuantificado por medio de un medidor tipo placa de orificio y enviado a quemador (actividad controlada). Los líquidos (agua y aceite) serán cuantificados a la descarga del separador por medio de un medidor tipo turbina, posterior a su envío a tanques de almacenamiento donde se realizará una medición estática, obteniendo niveles de aceite y agua, se instalarán 2 tanques por pozo con capacidad de 560 barriles (bls), los líquidos se descargarán y se enviarán vía carro tanque subcontratado por el Contratista a la Batería de Separación San Diego a cargo de Pemex Exploración y Producción instalación de entrega y recepción de los hidrocarburos.

El contratista menciona que la incertidumbre asociada a los equipos de medición se encuentra entre los siguientes rangos:

| Equipo de Medición | Incertidumbre |
|-----------------------|-------------------------|
| Placa de Orificio | $\pm 0.5\% - \pm 2.0\%$ |
| Turbina $\beta < 0.6$ | $\pm 0.5\% - \pm 0.6\%$ |

Tabla 10. Incertidumbre asociada a los equipos de medición.
(Fuente: Contratista)

En la siguiente figura se presenta el manejo de los hidrocarburos por cada pozo durante las pruebas de producción.

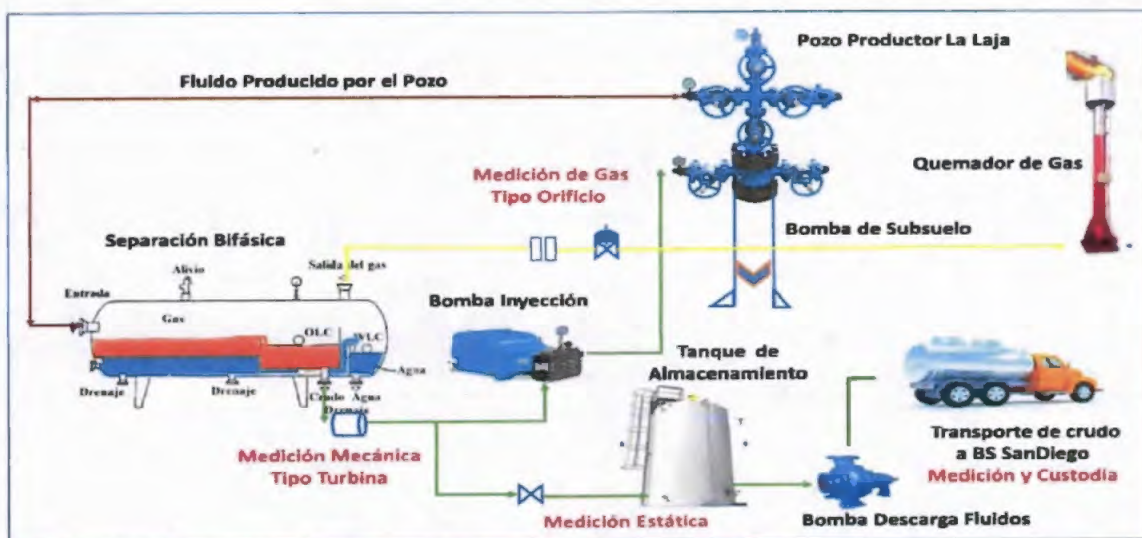


Figura 4. Transporte y medición de los hidrocarburos producidos mediante las pruebas de producción.
(Fuente: Contratista)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including '777 Felipe', 'RC', and other illegible marks.

Calidad de los hidrocarburos

La toma de muestra de los líquidos producidos se realizará en los tanques de almacenamiento, enviando la muestra para su análisis a un laboratorio acreditado, esta actividad se realizará cada vez que el tanque se encuentre listo para descargar los fluidos y ser enviados a su entrega-recepción. En la Bateria de separación San Diego, los fluidos serán almacenados en un tanque y se tomarán las muestras para su análisis de calidad en laboratorio, donde se determinará entre otros, la gravedad °API y el porcentaje de agua y sedimentos, los métodos que se emplearán para la obtención de los parámetros de calidad son los siguientes:

| Descripción del análisis | Método |
|--|-------------|
| Gravedad API (método de hidrómetro) | ASTM D-287 |
| Contenido de Agua (método Karl Fisher) | ASTM D-4377 |
| Contenido de Sedimento (método de extracción) | ASTM D-473 |
| Contenido de Agua y Sedimento (centrifuga) | ASTM D-4007 |
| Determinación del contenido de agua por destilación. | ASTM D-4006 |

Tabla 11. Métodos de Calidad.
(Fuente: Contratista)

Para el control de la calidad del gas producido, se realizarán muestreos periódicos y análisis cromatográficos.

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

Conclusión

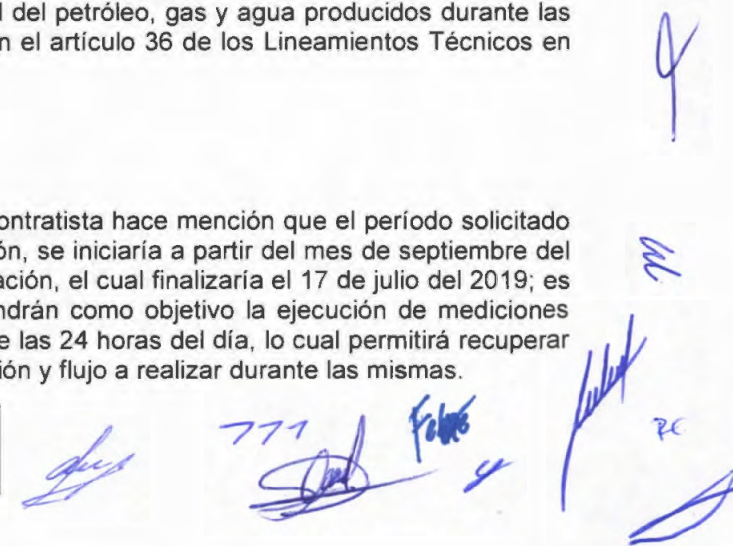
El Contratista presentó información correspondiente con lo establecido en el anexo I apartado VI.9 de los Lineamientos que regulan el procedimiento, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones.

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, por lo que se establece que la propuesta es técnicamente viable derivado a que los equipos propuestos permiten determinar tanto el volumen como la calidad de los hidrocarburos producidos de manera confiable, sin embargo, previo a la realización de las pruebas de producción previstas en el presente dictamen técnico, el Contratista deberá manifestar a esta Comisión que cumple con todas las actividades para llevar a cabo la Medición y Comercialización de los Hidrocarburos, incluyendo las especificaciones técnicas de los equipos de medición.

El Contratista deberá de reportar el volumen y la calidad del petróleo, gas y agua 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.

m) Comercialización de hidrocarburos

En relación con la modificación al Plan presentada, el Contratista hace mención que el período solicitado para la realización de las pruebas de presión y producción, se iniciaría a partir del mes de septiembre del 2018 hasta la finalización del período adicional de evaluación, el cual finalizaría el 17 de julio del 2019; es importante señalar que las pruebas de producción, tendrán como objetivo la ejecución de mediciones continuas de los fluidos producidos por los pozos durante las 24 horas del día, lo cual permitirá recuperar información del yacimiento debido a los cambios de presión y flujo a realizar durante las mismas.



El Contratista indica que, no existe un beneficio económico representativo en la ejecución de las pruebas de producción, debido a los bajos volúmenes esperados a producir de acuerdo al histórico de pruebas de los pozos; por el contrario existe un interés en incrementar el conocimiento del yacimiento a través de la recopilación de información la cual permita incrementar reservas y lograr un adecuado factor de recuperación con el objetivo de alcanzar los mayores beneficios con el menor costo de inversión; derivado de lo anterior el Contratista, deberá dar cumplimiento al Anexo 3 del Contrato, en lo referente al reporte mensual al Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, a través de la plataforma SIPAC.

Es importante señalar que el crudo producido y almacenado será trasladado a través de carrotanques o pipas subcontratados por el Contratista hacia la infraestructura de la Batería de Separación San Diego (BS), perteneciente al activo de PEMEX en Cerro Azul, donde estará el Punto de Medición y Fiscalización; en este punto PEMEX asumirá la propiedad del producto de acuerdo con los Términos y Condiciones del contrato que el Contratista suscriba con PEMEX.

En lo que respecta al gas el Contratista hace mención que el gas producido durante las pruebas de producción será medido a través de un medidor tipo Placa Orificio bajo las normas ISO 5167 / API MPMS 14.3.2 - 1992 y AGA 3. Para el control de la calidad del gas producido, se realizarán muestreos periódicos y análisis cromatográficos con el objetivo de llevar un histórico de la composición del gas asociado durante las pruebas de producción.

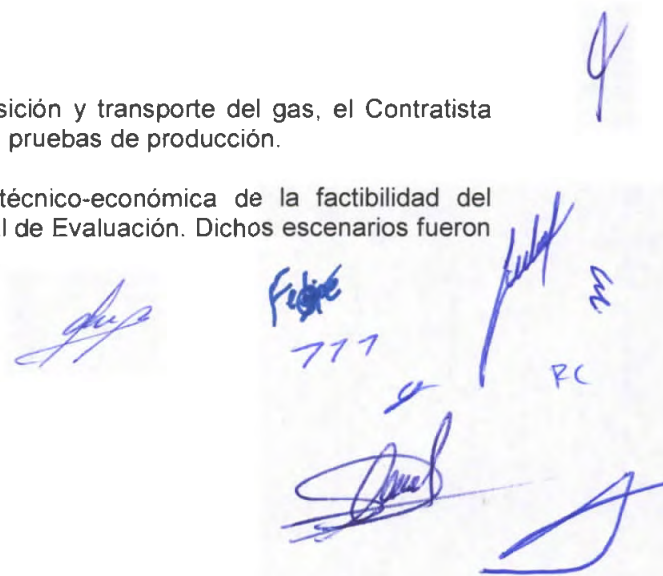
Considerando que durante el periodo de evaluación se presentase un volumen considerable de condensado, el Contratista afirma que determinará la necesidad de implementar sistemas para la recuperación de condensados, donde se cuantificarán los barriles producidos por millón de pies cúbicos de condensado y donde dicha información permitirá implementar un plan de acción para el periodo de desarrollo.

Finalmente, toda vez que el Contratista ha celebrado acuerdos con PEP para la compraventa de la molécula, la comercialización del Petróleo obtenido en el Área Contractual se realizará en la instalación BS San Diego, instalación que es propiedad de PEP y será donde se realizará la entrega del Petróleo. Dicha transacción se realizará con base en lo señalado en el Contrato de Compra-Venta de Petróleo a suscribirse por el Contratista con PEP, a través de la Gerencia de Comercialización de Crudos y Contratos de la Zona Norte.

n) Aprovechamiento de gas

Debido a que no existe infraestructura para el manejo, disposición y transporte del gas, el Contratista plantea la incineración controlada del gas producido durante las pruebas de producción.

Lo anterior, ya que el Contratista realizó una evaluación técnico-económica de la factibilidad del aprovechamiento del gas producido durante el periodo adicional de Evaluación. Dichos escenarios fueron los siguientes:



| Escenarios | A | B | C |
|-----------------|---|--|---|
| Descripción | Autoconsumo del gas producido como combustible para los generadores de combustión interna a instalar en los pozos del campo. | Transferencia para uso doméstico o para venta a un tercero. | Utilización del gas producido para implementación de Bombeo neumático (BN) como sistema artificial de producción. |
| Proceso | Se requiere retirar el vapor de agua del gas. Para llevar el gas a condiciones de gas combustible, sería necesario lograr una adecuada deshidratación del gas; por lo tanto se requiere aumentar la presión del gas hasta una presión de al menos 650 psi. El esquema de tratamiento propuesto en cada pozo incluye las siguientes etapas: compresión, deshidratación y generación. | Se requiere retirar el vapor de agua y acondicionar el gas para llevarlo a una unidad central de procesamiento mediante una red de recolección desde los pozos. | El gas se requiere llevar a una unidad central de procesamiento mediante una red de recolección desde los pozos, retirar el vapor de agua y acondicionarlo para poder utilizarlo en una red de alta presión para su uso en los pozos para BN. |
| Requerimientos | Instalación de compresores, unidades Tri-Etilen-Glicol (TEG) de deshidratación y generador eléctrico. | Recolección, compresión de baja presión, deshidratadores con unidades TEG, compresores de alta presión, sistemas de transporte y sistemas de descompresión para entrega. | Recolección, compresión de baja presión, deshidratación con unidades TEG, compresión de alta presión, red de distribución de alta presión hasta los pozos y adecuación del sistema de BN en los pozos. |
| Inversión (USD) | 1,100,000 | 2,500,000 | 3,300,000 |
| VPN (USD) | -\$919,913 | -2,208,526 | -1,758,096 |

Tabla 12. Características de los escenarios evaluados para aprovechamiento de gas.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

Como conclusión de lo anterior, y una vez analizada la información, se tiene que, el volumen total esperado a producir de gas durante las pruebas de producción es de 7.4 mmpc y que la instalación o construcción de la infraestructura requerida para poder ejecutar cualquiera de los escenarios planteados, resulta en proyectos no rentables para cualquiera de las alternativas propuestas.

El Contratista prevé que durante este Periodo Adicional, el Gas Natural Asociado producido, derivado de las pruebas de producción de pozos será quemado en sitio, 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, resulta necesario que el Contratista remita lo conducente en los reportes trimestrales a la Comisión conforme a las Disposiciones.

Aunado a lo anterior, el Contratista realizaría la incineración controlada del gas producido durante las pruebas de producción tomando nuevos análisis de cromatografía para comprobar nuevamente las concentraciones de los contaminantes que pudieran estar presentes en el gas.

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including "Folios", "777", "RC", "M", and several illegible signatures.]

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 del cumplimiento del PMT y su incremento: el Contratista deberá acreditar un total de 8,804.9 UT para cumplir con el compromiso contractual asociado al PMT, su incremento y las UT adquiridas al compromiso adicional del Periodo Adicional de Evaluación. Las actividades por realizar, así como las UT asignadas a cada actividad, de acuerdo con el Contrato, por parte del Contratista se muestran en la tabla 13.

| Actividad | UT planeadas | UT acreditadas | % de cumplimiento |
|--|----------------|----------------|-------------------|
| Perforación de pozos | 4,000 | | |
| Reparaciones Menores | 4,000 | | |
| Modelos Estático Actualizado | 300 | | |
| Modelos Dinámico Actualizado | 300 | | |
| Adquisición, procesamiento e interpretación Sísmica 3D | 204.9 | | |
| Total | 8,804.9 | | |

Tabla 13. Indicador de desempeño del cumplimiento del PMT y su incremento en función de las UT acreditadas. (Fuente: Comisión con datos de Contratista)

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 31 fracción VI 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, 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.

- i) 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 14.

| Actividad | Actividades planeadas | Actividades ejecutadas | % de ejecución respecto a actividades planeadas |
|--|-----------------------|------------------------|---|
| Adquisición sísmica 3D | 1 | | |
| Procesado e interpretación sísmica 3D | 1 | | |
| Estudios petrofísicos | 1 | | |
| Estudios estratigráficos | 1 | | |
| Estudios geológicos regionales | 1 | | |
| Estudios geológicos de detalle | 1 | | |
| Reparación Menor | 10 | | |
| Realización de pruebas de restauración de Presión | 4 | | |
| Realización de pruebas de Producción | 4 | | |
| Cálculo de Reservas y estimaciones de producción | 1 | | |
| Modelado y simulación de yacimientos | 1 | | |
| Caracterización de yacimientos (modelos estático y dinámico) | 2 | | |
| Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización | 1 | | |
| Servicios de perforación de Pozos | 1 | | |
| Terminación de Pozos | 1 | | |

Tabla 14. Indicador de desempeño del cumplimiento a las actividades aprobadas. (Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including "Fede", "RC", and "777".

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la tabla 15.

| Sub-actividad | Programa de erogaciones (USD) | Erogaciones ejercidas (USD) | Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas |
|--|-------------------------------|-----------------------------|--|
| i. General | 128,686 | | |
| ii. Geofísica | 1,416,001 | | |
| iii. Geología | 149,916 | | |
| iv. Pruebas de Producción | 1,810,000 | | |
| v. Ingeniería de Yacimientos | 227,000 | | |
| vi. Perforación de Pozos | 3,088,281 | | |
| vii. Seguridad, Salud y Medio Ambiente | 112,116 | | |
| Presupuesto Total | 6,932,000 | | |

Tabla 15. Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas.
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

- iii) Las actividades planeadas por el Contratista están encaminadas al incremento del conocimiento de los yacimientos ya que actualmente los pozos en el área se encuentran cerrados, para lo cual, una actividad a realizar son pruebas de producción. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite que se obtenga derivada de ejecución de las pruebas, como se muestra en la tabla 16.

| Mes | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | Total |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------------|
| Producción de aceite programada (bls/mes) | 1,837 | 1,814 | 1,792 | 1,769 | 1,747 | 1,726 | 1,704 | 1,683 | 14,072 (bls) |
| Producción de aceite real (bls/mes) | | | | | | | | | |
| Porcentaje de desviación | | | | | | | | | |

Tabla 16. Indicador de desempeño de la producción de aceite en función de la producción de reportada.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including "RC" and "777"]

VI. Cumplimiento al Programa de administración de riesgos

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.

A través del oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0781/2018 recibido en esta Comisión el 20 de julio de 2018, la Agencia dio respuesta a la solicitud de evaluación de la información presentada por el Contratista indicando medularmente lo siguiente:

1. Que el Regulado cuenta con la autorización del Sistema de Administración, mismo que se otorgó mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0073/2018 de fecha 29 de enero de 2018;
2. Que las actividades propuestas para la modificación del Plan de Evaluación correspondientes al contrato CNH-R01-L03-A10/2016, no se encuentran contempladas en el Sistema de Administración autorizado por la Agencia, y
3. Que a la fecha, el Regulado no ha informado a la Agencia, las actividades que plantea realizar en el marco de la modificación del Plan de Evaluación correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A10/2016.

Por lo anterior, dicha autoridad indicó:

"(...) esta Agencia le hace de su conocimiento que, para efectos de que las actividades planteadas por el REGULADO para la Modificación al Plan de Evaluación correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A10/2016, puedan encontrarse amparadas, en la Autorización No. ASEA-OEN17026C/AI2518 emitida mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0073/2018, de fecha 29 de enero de 2018, el Regulado debe realizar ante la Agencia lo siguiente:

1. *Presentar en la Agencia el Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración, de acuerdo con lo establecido en el trámite ASEA-00-025 "Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración", de conformidad con el Artículo 26 de las "DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamiento para las conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican."*
2. *El Programa de Implementación actualizado con cada una de las actividades planteadas en la Modificación al Plan de Evaluación.*

No omito mencionar que previo a que la AGENCIA se pronuncie respecto a la modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración del REGULADO, resulta necesario contar con el Dictamen técnico aprobado de la Modificación al Plan de Evaluación asociado al CONTRATO, toda vez que las actividades a realizar en el PROYECTO deberán estar amparadas en la respuesta que en su momento emita la AGENCIA, en virtud de ello, se le solicita a la COMISIÓN, que una vez que concluya el proceso de evaluación técnica de la modificación al Plan de Evaluación y se emita el Dictamen Técnico correspondiente, dicho dictamen sea remitido a esta DGGEERC."

No obstante 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.

Finalmente, 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 en lo concerniente a las gestiones que deban llevarse ante la Agencia 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 la normativa aplicable.

g
RC
777
g
S

VII. Contenido nacional

El Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional fue presentado por el Contratista conforme a la Cláusula 18.3 y numeral 8 del Anexo 7 del Contrato, así como el Anexo I, numeral 2, al apartado VI.12 del 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 Operador en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio UCN.430.2018.365 recibido el 28 de septiembre de 2018, notificó a esta Comisión, su opinión favorable en relación al Programa de Cumplimiento en materia de contenido nacional presentado por el Operador, bajo la consideración de que es probable que se cumpla con las obligaciones en materia de contenido nacional, establecidas en el Contrato para la etapa de Evaluación, de 22% y en la propuesta de Modificación se incluye 35.45%.

Fede
RC
77
[Signature]

[Signature]

[Signature]

VIII. Resultado del dictamen

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

1. **Acelera el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.**

La modificación presentada, incluye tanto para los pozos que han sido productores en el campo, así como para el pozo programado a perforar, la toma de información que servirá de insumos para actualizar los modelos estático y dinámico de los yacimientos del Área Contractual, dichos modelos serán las herramientas que permitan plantear la estrategia de desarrollo adecuada para el Área Contractual, dado que la toma de información en la perforación del pozo y durante las pruebas de producción permitirá conocer las características de las rocas y fluidos de los yacimientos así como la estimación de los volúmenes de reservas remanentes, las actividades contenidas en la Modificación aceleran el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.

2. **Eleva el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de gas natural en el largo plazo.**

Las actividades planteadas en la modificación al Plan 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.**

La modificación del Plan tiene contemplado la perforación de 1 pozo y la reactivación de intervalos en pozos existentes mediante las pruebas de producción que permitirán al Contratista evaluar zonas e intervalos que no producen actualmente, en conjunto con la toma de información, le permitirán la reclasificación de reservas o la posible incorporación de estas.

4. **Contempla la utilización de la tecnología más adecuada para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en función de los resultados productivos y económicos.**

La modificación al Plan contempla la utilización de tecnologías conocidas como la adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 3D, estimulación ácida, equipo de subsuelo de bombeo hidráulico y sensores de fondo que ayudarán al Contratista a hacer una evaluación adecuada del estado y comportamiento de los yacimientos en el campo.

Una vez analizada la información remitida por el Contratista, la Comisión concluye que las tecnologías propuestas, son adecuadas ya que le permitirán estimar los volúmenes de reservas existentes que resultarán en una base sustentable para un Plan de Desarrollo futuro para el Área Contractual.

5. **Promueve el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país.**

La modificación propuesta incluye actividades que de realizarse en su totalidad permitirían al Contratista acreditar 8,804.9 UT por lo que darían cumplimiento al PMT, su Incremento, así como el compromiso adicional adquirido como parte de la aprobación del Periodo Adicional (8,646 UT) y realizaría 158.9 adicionales, de lo anterior se observa que se promueve la evaluación del Área

Contractual mediante el desarrollo de actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país.

6. Procura el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

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 prevé tramitar los permisos o autorizaciones que, en su caso, resulten necesarios para llevar a cabo la destrucción controlada del Gas Natural Asociado que derive de las pruebas de producción. Asimismo, se recomienda al Contratista el plantear las medidas necesarias para que en el Plan de Desarrollo que se presente logre proponer una Meta de Aprovechamiento para el Gas Asociado.

La modificación al Plan de Evaluación mantiene y adiciona las actividades aprobadas por la Comisión mediante Resolución CNH.E.31.001/17 del 5 de julio de 2017, las cuáles serán ejecutadas en el Periodo Adicional de Evaluación.

En este sentido, la Dirección General de Dictámenes de Extracción determina que la estrategia planteada presenta bases técnicas para alcanzar el objetivo determinado, sentando las bases para un posible Plan de Desarrollo de largo plazo 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. La solicitud de modificación contiene las actividades que darán cumplimiento al PMT, al incremento del PMT y 4,000 Unidades de Trabajo adicionales, sumando al menos 8,646 UT, dichas actividades están enfocadas a incrementar el conocimiento de los yacimientos del campo.

Lo anterior, toda vez que el Contratista estima ejecutar un total de 8,804.9 UT durante el Periodo de Evaluación.

- b. Posible ubicación de los Pozos de Evaluación a perforar. La propuesta de Modificación al Plan de Evaluación mantiene la misma localización al pozo Loc-1 propuesto en el Plan Vigente, por lo que se mantiene en términos de lo aprobado.
- c. Programas preliminares de perforación. En la propuesta de modificación al Plan de Evaluación se establece que el programa preliminar de perforación del pozo propuesto, incluyendo su estado mecánico propuesto no sufre modificación respecto al plan vigente, por lo tanto se mantiene en términos de lo aprobado.
- d. La modificación del 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 apega al Periodo Adicional aprobado por la Comisión mediante oficio 260.776/2018 del 14 de junio del 2018 emitido por la UATAC, en términos de que da cumplimiento a que el Contratista se compromete a cumplir con el PMT y el incremento en el PMT no realizado durante el Periodo Inicial de Evaluación, y se compromete a ejecutar adicionalmente al menos las 4,000 UT referentes al Compromiso Adicional, equivalentes a un Pozo de conformidad con el Anexo 6, lo anterior de conformidad con 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, y adicionar actividades en el Plan de Evaluación 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, las actividades propuestas son: perforación de 1 pozo, 10 reparaciones menores, actualización de 1 modelo estático y 1 dinámico, 1 adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 3D, pruebas de presión-producción a los cuatro pozos existentes, estudios petrofísicos y estratigráficos, estudios geológicos regionales y de detalle, el cálculo de reservas y estimaciones de producción, así como el modelado y simulación de yacimientos.

Es importante resaltar que la programación de dichas actividades aunado a la toma de información permitirá complementar la caracterización estática y dinámica de los yacimientos y con ello estimar los volúmenes de reservas existentes que resultarán en una base sustentable para un Plan de Desarrollo adecuado para el Área Contractual. Sin menos cabo de lo anterior, 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.

En este sentido, del análisis técnico realizado se advierte que el Contratista prevé ejecutar un total de 8,804.9 UT, en virtud de que las actividades previstas en la modificación del Plan de Evaluación consideran la ejecución de las UT del PMT y su Incremento no realizadas durante el Periodo Inicial de Evaluación y las UT comprometidas adicionalmente para el Periodo Adicional, en términos del Anexo 6 del Contrato.

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 10 correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A10/2016, 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 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 deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del Contrato suscrito entre la Comisión y el Contratista.

Cabe hacer mención que los rubros del Plan de Evaluación que no sufren modificación se mantienen en los términos aprobados por la Comisión mediante la Resolución CNH.E.31.001/17 del 5 de julio del 2017.

ELABORÓ

ING. RUBÉN FELIPE MEJIA GONZÁLEZ

Subdirector de Área

Dirección General de Dictámenes de Extracción


ELABORÓ

MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA

Directora General Adjunta

Dirección General de Estadística y Evaluación Económica

ELABORÓ



ING. MARIANA SÁNCHEZ COLÍN

Directora de Área

Dirección General de Medición

ELABORÓ

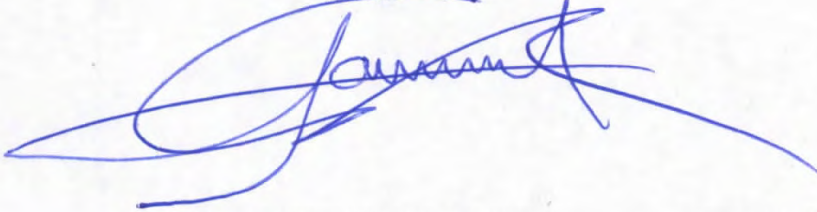


ING. YUSAM DE JESÚS ANGUIANO ALVARADO

Subdirectora de Área

Dirección General de Comercialización de Producción

REVISÓ



ING. SAMUEL CAMACHO ROMERO

Director General Adjunto

Dirección General de Comercialización de Producción

REVISÓ

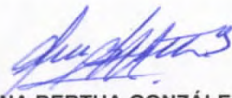


MTRA. MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO

Directora General

Dirección General de Estadística y Evaluación Económica

REVISÓ



MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO

Directora General

Dirección General de Medición

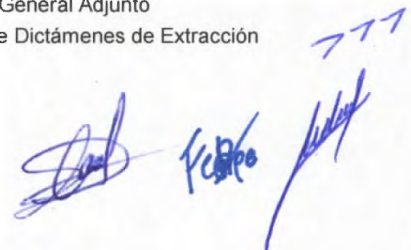
REVISÓ



ING. ROBERTO GERARDO CASTRO GALINDO

Director General Adjunto

Dirección General de Dictámenes de Extracción



REVISÓ

ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ

Director General

Dirección General de Dictámenes de Extracción

AUTORIZÓ

MTR. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ

Titular de Unidad

Unidad Técnica de Extracción

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 19, 29, 31, 31BIS y 35 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la modificación al Plan de Evaluación para la Extracción de Hidrocarburos referente al contrato CNH-R01-L03-A10/2016 Campo La Laja.