



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A9/2015

Dictamen Técnico para la Modificación
al Plan de Evaluación del Área
Contractual 9 Fortuna Nacional

Contratista: Perseus Fortuna Nacional,
S.A. de C.V.

Agosto 2018

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..... 19

H) REPARACIÓN MENOR DE POZOS..... 22

I) TOMA DE INFORMACIÓN 22

J) PRUEBAS DE PRODUCCIÓN 23

K) INVERSIONES Y GASTOS DE OPERACIÓN 25

L) MECANISMOS DE MEDICIÓN 26

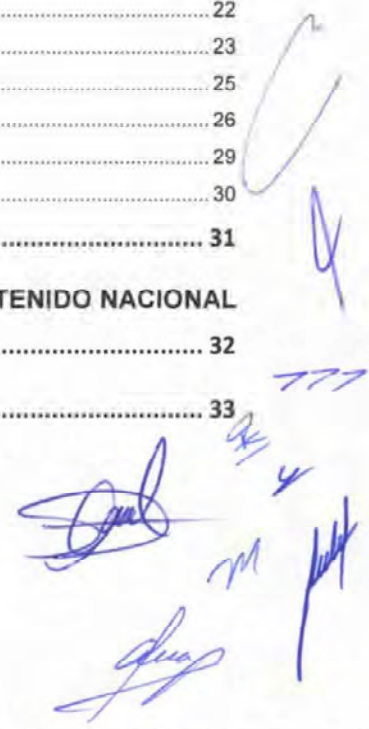
M) COMERCIALIZACIÓN 29

N) APROVECHAMIENTO DE GAS 30

V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA..... 31

VI. CUMPLIMIENTO AL PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS Y CONTENIDO NACIONAL 32

VII. RESULTADO DEL DICTAMEN 33



I. Datos Generales del Área contractual

El 10 de mayo de 2016 (en adelante, Fecha Efectiva), se firmó el Contrato No. CNH-R01-L03-A9/2015 (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 Perseus Fortuna Nacional, S.A. de C.V. (en adelante, el Contratista), para el Área Contractual 9, campo Fortuna Nacional, con una vigencia de 25 años a partir de la Fecha Efectiva.

Antecedentes del Área Contractual

El Área Contractual Fortuna Nacional, número 9 de la licitación 3 de la Ronda 1, se localiza a 13 km, 46° al suroeste de Ciudad Pemex, en el municipio de Macuspana, en el estado de Tabasco, México y contiene el Campo maduro Fortuna Nacional. El área es exclusivamente terrestre.

El Campo Fortuna Nacional pertenece a la Cuenca de Macuspana, en la porción este de la provincia Cuencas Terciarias del sureste, que abarca los estados de Tabasco, Campeche y una pequeña parte de Chiapas.

En la Tabla 1 y Figura 1 se muestran las características principales del Área Contractual 9, así como su localización.

Concepto	Contrato
Nombre:	CNH-R01-L03-A9/2015
Estado y Municipio:	Tabasco, Macuspana
Área del Contrato:	21.978 km ²
Área de Evaluación ⁽¹⁾	14.9 km ²
Fecha de Emisión/Firma:	10 de mayo de 2016
Vigencia:	25 años a partir de la Fecha Efectiva
Tipo de Contrato:	Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia
Contratista:	Perseus Fortuna Nacional, S.A. de C.V.
Período de Evaluación:	Un año
Tipo de Hidrocarburo:	Aceite, gas y condensado. Gas seco
API	25-43°
Formación Productora:	Arenas Terciarias
Roca Almacén:	Areniscas de edad Mioceno y Plioceno
Profundidad para la Extracción:	Sin restricción

Tabla 1 - Generalidades del Área Contractual 9

(Fuente: CNH con información del Contratista)

⁽¹⁾ Área esperada de operación dentro de la estructura de Fortuna Nacional



Figura 1.- Localización del Área Contractual 9. (Fuente: CNH con información del Contratista)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top, the number '777', and several other initials and signatures below.

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 y del Periodo Adicional de Evaluación, de conformidad con las cláusulas 4.1, 4.2 y 4.3 del Contrato.

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

El Periodo Adicional de Evaluación tiene la duración de un año comenzando en la fecha de terminación del Periodo Inicial de Evaluación, 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 6 de abril de 2017 el Órgano de Gobierno de esta Comisión emitió la Resolución CNH.E.11.005/17 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Evaluación presentado por Contratista, en relación con el Contrato para la Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia, correspondiente al Área Contractual 9.

El Contratista deberá acreditar un total de 13,200 Unidades de Trabajo (en adelante, UT), de las cuales, 4,600 fueron establecidas en las Bases de Licitación y 4,600 corresponden al incremento del 100% al Programa Mínimo de Trabajo (en adelante, PMT) ofrecido 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 de Evaluación.

A través del oficio ASEA/UGI/DGGEERC/01011/2017 con fecha 19 de octubre de 2017, 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-PEF-17018C/AI0817 y cuenta con Clave Única de Registro de Regulado CURR No. ASEA-PEF-17018C expedida el 13 de marzo de 2017.

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

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.

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

Mediante escrito presentado el día 28 de marzo del 2018 ante la Comisión, Contratista solicitó la modificación al Plan de Evaluación en términos de la Cláusula 4.3 del Contrato, por un año a partir de la terminación del Periodo Inicial de Evaluación.

Mediante oficio 250.152/2018 emitido por la Unidad Técnica de Extracción de la Comisión, el día 9 de abril de 2018, dirigido a la ASEA, se remite información respecto a la Solicitud de Modificación al Plan de

Evaluación, presentada por el Contratista, solicitando su opinión respecto al Sistema de Administración de Riesgos en el ámbito de sus atribuciones.

Mediante oficio 250.153/2018 emitido por la Unidad Técnica de Extracción de la Comisión, el día 9 de abril 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 remite información respecto a la Solicitud de Modificación al Plan de Evaluación, presentada por el Contratista, solicitando su opinión respecto al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional en el ámbito de sus atribuciones.

Mediante oficio 260.512/2018 emitido por la UATAC, el día 24 de abril de 2018, dirigido al Contratista, se notifica la acreditación de 300 UT de diversas actividades contempladas como parte del PMT, descrito en el Anexo 6 del Contrato.

A través del oficio 260.520/2018 de fecha 25 de abril de 2018 emitido por la UATAC, se notificó al Contratista la aprobación y el inicio del Periodo Adicional de Evaluación en términos de la Cláusula 4.3 del Contrato.

Mediante oficio 250.188/2018 emitido por la Unidad Técnica de Extracción de la Comisión el día 27 de abril de 2018, dirigido al Contratista, se notificó el día 30 de abril de 2018 la Prevención de información con respecto a la solicitud de Modificación al Plan de Evaluación para el Área Contractual 9.

La ASEA emite respuesta respecto al cumplimiento de Sistema de Administración de Riesgos mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0453/2018 de fecha 3 de mayo de 2018, recibido en la Comisión el día 23 de mayo de 2018.

Mediante escrito recibido el día 21 de mayo de 2018, dirigido a esta Comisión, el Contratista solicita la ampliación del plazo por 7 días hábiles más para subsanar la Prevención de Información emitida respecto a la solicitud de Modificación al Plan de Evaluación para el Área Contractual 9.

A través de oficio 250.245/2018 emitido por la Unidad Técnica de Extracción, el día 29 de mayo de 2018, dirigido al Contratista, se notificó el mismo día, la autorización de ampliación del plazo por 7 días hábiles más para subsanar la Prevención de información con respecto a la solicitud de Modificación al Plan de Evaluación para el Área Contractual 9.

Mediante escrito recibido el día 31 de mayo de 2018, dirigido a esta Comisión, el Contratista envía atención a la Prevención de Información emitida respecto a la solicitud de Modificación al Plan de Evaluación para el Área Contractual 9.

Mediante escrito recibido el día 23 de julio de 2018, dirigido a esta Comisión, el Contratista envía Información adicional respecto a la solicitud de Modificación al Plan de Evaluación para el Área Contractual 9.

La SE emite respuesta respecto al cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional mediante oficio UCN.430.2018.279 de fecha 24 de julio de 2018.

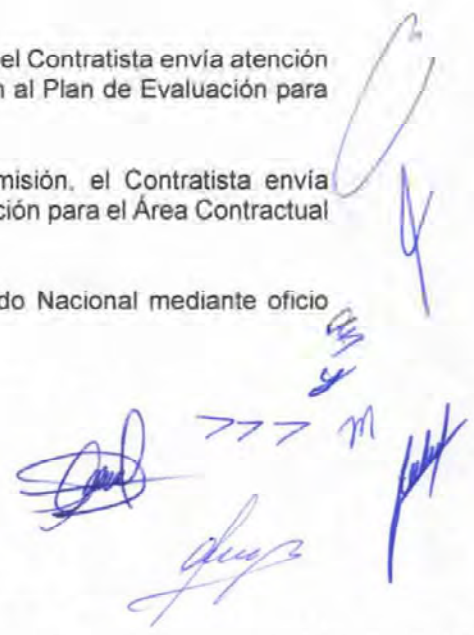




Figura 2.- Etapas del proceso de evaluación. Dictamen y Resolución de la modificación al Plan de Evaluación (Fuente: CNH)

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'C' and 'A' at the top, and several illegible signatures below.]

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

A collection of handwritten signatures and initials in blue ink, located on the right side of the page. There are approximately six distinct marks, including a large signature at the top right, a smaller one below it, and several initials or shorter signatures further down.

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 Fortuna Nacional contiene, un anticlinal fallado que fue probado como trampa de hidrocarburos por el pozo Fortuna Nacional-1 perforado en 1948, con una producción inicial de 178 BDP de aceite y 1.84 MMPCD de gas. Subsecuentemente, 25 pozos fueron perforados en el anticlinal o en otras partes del bloque. Dos pozos fueron perforados fuera de la estructura y resultaron secos o productores no comerciales.

De los 28 pozos perforados en el anticlinal, 13 fueron terminados como productores de aceite, gas y condensado o secos. Los otros 10 perforados en la estructura tuvieron problemas mecánicos o fueron no comerciales. Actualmente el Área contractual cuenta con 10 pozos cerrados y 18 taponados

Existen 10 localizaciones reportadas en registros históricos para las cuales no se tiene disponible información y nos puede verificar si los pozos fueron perforados o no.

Con la excepción de Fortuna Nacional-101A, todos los pozos productores fueron verticales, perforados desde peras individuales y conectados por líneas de descarga a un cabezal en la Estación de Recolección [REDACTED]. Los hidrocarburos producidos fueron distribuidos de la estación de recolección a un ducto trifásico a la batería [REDACTED] donde se separaban gas, aceite y agua.

Con el descubrimiento del Campo Shishito, 7 km al oeste del Campo Fortuna Nacional, aceite y agua fueron transportados a la estación de recolección Fortuna Nacional y de ahí transportados a [REDACTED]. Cuando el Campo Fortuna Nacional fue cerrado, el sentido del flujo fue invertido y la producción de [REDACTED] ahora se envía a [REDACTED].

La principal estructura en el Área Contractual Fortuna Nacional es un anticlinal orientado al noroeste, limitado en su flanco oeste por una falla inversa. La estructura se profundiza con mayor intensidad en el sureste y se amplía hacia el noroeste.

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

La propuesta de modificación al Plan de Evaluación consiste en reprogramar las actividades aprobadas por la Comisión en el Plan de Evaluación 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.

De acuerdo con los resultados obtenidos de estudios geofísicos y geológicos que ha realizado el Contratista para la caracterización de los yacimientos e identificación de intervalos prospectivos durante el Periodo Inicial de Evaluación. El Contratista solicita la modificación al Plan de Evaluación debido a un cambio en la estrategia de ejecución de actividades.

Adicionalmente, el Contratista obtuvo información sísmica mediante el reprocesado sísmico pre-apilamiento (PSTM, 2016) que fue mejorada durante el 2017 usando una migración en tiempo inverso, especialmente en zonas de altos buzamientos. El procesamiento sísmico que se aplicó a los datos fue diseñado para reducir el ruido sin cambiar las amplitudes.

Como parte de los trabajos para caracterizar sísmicamente nuevas áreas de interés en el Área Contractual Fortuna Nacional, el Contratista está realizando análisis de anomalías sísmicas que permitirán identificar nuevas áreas de interés en los plays probados y productores.

Como consecuencia directa de la recopilación de información y estudios realizados el Contratista determinó que, de los 31 pozos identificados en el bloque, solo 8 fueron considerados útiles y de estos únicamente 4 pueden ser intervenidos. De estos cuatro pozos, las reparaciones están muy limitadas operacionalmente y los intervalos prospectivos presentan menor calidad de arena y potencialidad que los abiertos previamente, comprometiendo la viabilidad económica de estas intervenciones.

[Handwritten signatures and marks in blue ink, including a large 'C' and several illegible signatures.]

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

- La realización de aquellas actividades que no se ejecutaron para acreditar UT correspondientes al Programa Mínimo y su Incremento
- La realización de actividades para acreditar UT comprometidas para el Periodo Adicional

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

Actividad	Unidad de medida	Unidades de Trabajo por unidad de medida	Cantidad considerada	Total
Prestack Time Migration (PSTM)	Por km ²	20	22	440
Interpretación sísmica	Por Área Contractual	30	1	30
Actualización de modelo estático	Unitario	300	1	300
Reparaciones Pozo Fortuna Nacional 4T	Por reparación menor	400	1	400
	Por reparación mayor (Desviación nuevo horizonte)	4,000	1	4,000
Reparaciones Pozo Fortuna Nacional 104	Por reparación menor	400	1	400
	Por reparación mayor (Desviación nuevo horizonte)	4,000	1	4,000
Reparaciones Pozo Fortuna Nacional 9	Por reparación menor	400	2	800
Reparaciones Pozo Fortuna Nacional 109	Por reparación menor	400	1	400
Reparaciones Pozo Fortuna Nacional 10	Por reparación menor	400	1	400
Perforación de Pozos	Por Pozo	4,000	3	12,000
				23,170

Tabla 2.-PMT, Incremento al PMT y Compromiso Adicional de acuerdo con el Contratista para el Área Contractual 9. (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 las 13,200 Unidades de Trabajo las cuales corresponden a 4,600 del Programa Mínimo de Trabajo (PMT), 4,600 del Incremento al Programa Mínimo de trabajo y 4,000 al Compromiso para el Período Adicional, y así satisfacer su obligación contractual de acreditar la ejecución de actividades equivalentes al número de Unidades de Trabajo exigidas por Programa Mínimo de Trabajo, el Incremento en el Programa Mínimo de Trabajo y el compromiso para el Período Adicional de Evaluación, teniendo como uno de sus objetivos principales la efectiva evaluación del Campo.

El Contratista solicitó el 14 de febrero de 2018, a la Comisión, la acreditación de la actividad de Reprocesamientos de Datos Sísmicos, "Prestack Time Migration [PSTM]" por 440 UT.

Al respecto, la actividad estipulada en el Anexo 6 del Contrato que acredita UT, es la "Adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 3D", no así el reprocesamiento sísmico como actividad individual, por lo que dichas actividades no acreditan UT, conforme a dicho Anexo 6, numeral 8.3, se indica que sólo se acreditará la adquisición, procesamiento e interpretación de datos sísmicos limitados al Área Contractual 9, y los kilómetros cuadrados acreditados no podrán exceder el 100% de la superficie de dicha Área.

En relación con las reparaciones mayores, en el Plan de Evaluación el Contratista establece que las reparaciones mayores con desviación a un nuevo horizonte tienen 4,000 UT cada una, sin embargo, de acuerdo con los Lineamientos de Perforación de Pozos, tratándose de una reparación mayor con desviación a un nuevo horizonte, reutilizando una parte útil de un pozo preexistente, descarta la consideración de un pozo nuevo.

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

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

Actividad	Unidad	Cantidad Plan Aprobado	UT	UT Plan Aprobado
Pozo	Por Pozo	1	4,000	4,000
Reparación mayor	Por Reparación	5	800	4,000
Reparación menor	Por Reparación	6	400	2,400
Re-procesamiento de datos sísmicos	Por km ²	22	20	440
Actualizar modelo estático	Unitario	1	300	300
Total				11,140
PMT e Incremento al PMT Comprometido en el Periodo Inicial de Evaluación				9,200
*Diferencia a favor del Contratista			[+]	1,940

Tabla 3.- PMT e Incremento al PMT Comprometido en el Periodo Inicial del Plan de Evaluación aprobado para el Área Contractual 9 de acuerdo con la definición de Actividades empleadas en el Contrato
(Fuente: CNH con información del Contratista)

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

En 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	2	4,000	8,000
Reparación mayor	Por Reparación	-3	800	-2,400
Reparación menor	Por Reparación		400	
Reprocesado sísmico pre-apilamiento	Por km ²		20	
Actualizar modelo estático	Unitario		300	
Interpretación sísmica	Unitario	1	30	30
Total				5,630
Compromiso para el Periodo Adicional				4,000
*Diferencia favor del Contratista			[+]	1,630

Tabla 4.- Compromiso para el Periodo Adicional de ejecución de UT para la modificación al Plan para el Área Contractual 9 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:

Actividad	Unidad	Cantidad Plan Modificado	UT	UT Plan Modificado	UT acreditadas
Pozo	Por Pozo	3	4,000	12,000	
Reparación mayor	Por Reparación	2	800	1,600	
Reparación menor	Por Reparación	6	400	2,400	
Reprocesado sísmico pre-apilamiento	Unitario	22	20	440	
¹ Actualizar modelo estático	Unitario	1	300	300	300
Interpretación sísmica	Unitario	1	30	30	
Total				16,770	300
PMT e Incremento al PMT Comprometido en el Periodo Inicial de Evaluación + Compromiso para el Periodo Adicional				13,200	
*Diferencia favor del Contratista			[+]	3,570	
UT por acreditar				16,470	

Tabla 5 - PMT, Incremento al PMT y Compromiso Adicional de ejecución de UT para la modificación al Plan de Evaluación para el Área Contractual 9 de acuerdo con la definición de Actividades empleadas en el Contrato.
(Fuente: CNH con información del Contratista)

¹De 16,770 UT totales, el Contratista ha acreditado al 24 de abril de 2018, 300 UT; la Actualización al modelo estático.

*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 de Evaluación aprobado y el presupuesto planteado en la Modificación al Plan de evaluación:

Sub-actividad	Presupuesto Indicativo Plan Aprobado	Presupuesto Indicativo Plan Modificado
General		
Geofísica		
Geología		
Pruebas de Producción		
Ingeniería de Yacimiento		
Perforación de Pozos		
Seguridad, Salud y Medio Ambiente		
Otras Ingenierías		
Total	\$20,544,575.00	\$20,587,656.94

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 es motivo-justificación de la modificación al Plan.

c) Objetivo

Los objetivos principales del plan modificado propuesto por el Contratista es explotar las arenas que ya han producido y evaluar su continuidad correlacionándolas con las formaciones productoras Amate superior e inferior dentro del área Fortuna Nacional, como son:

- Objetivos análogos identificados por anomalías sísmicas en plays probados y productores dentro del Campo Fortuna Nacional.
- Areniscas laminares de baja resistividad identificadas en plays probados y productores.
- Objetivos sin probar en pozos ya perforados.
- Evaluación de sistemas de levantamiento artificial en las zonas actualmente abiertas.
- Disparos de zonas abandonadas, con moderado corte de agua debido a la falta de instalaciones de separación y disposición de agua en el Área Contractual.

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and several initials.]

d) Alcance

Durante el Periodo adicional de Evaluación, la estrategia estará enfocada a reestablecer la producción del Campo Fortuna Nacional. Para lograrlo, se llevarán a cabo las siguientes actividades:

- Verificar la integridad de las instalaciones existentes que puedan ser puestas en operación de manera segura y sin dañar el medio ambiente.
- Reevaluar la productividad de las zonas parcialmente explotadas y las zonas de baja resistividad en las arenas del Terciario dentro del Campo Fortuna Nacional con posibilidad de realizar reparaciones.
- Continuar con la perforación de pozos para la explotación de los Hidrocarburos en los sedimentos correspondientes a las formaciones Amate superior e inferior.

Adicionalmente, el Contratista continuará con los estudios para delinear las estructuras profundas del Campo Fortuna Nacional que pudieran existir en el bloque para definir futuros prospectos exploratorios.

e) Actividades físicas

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

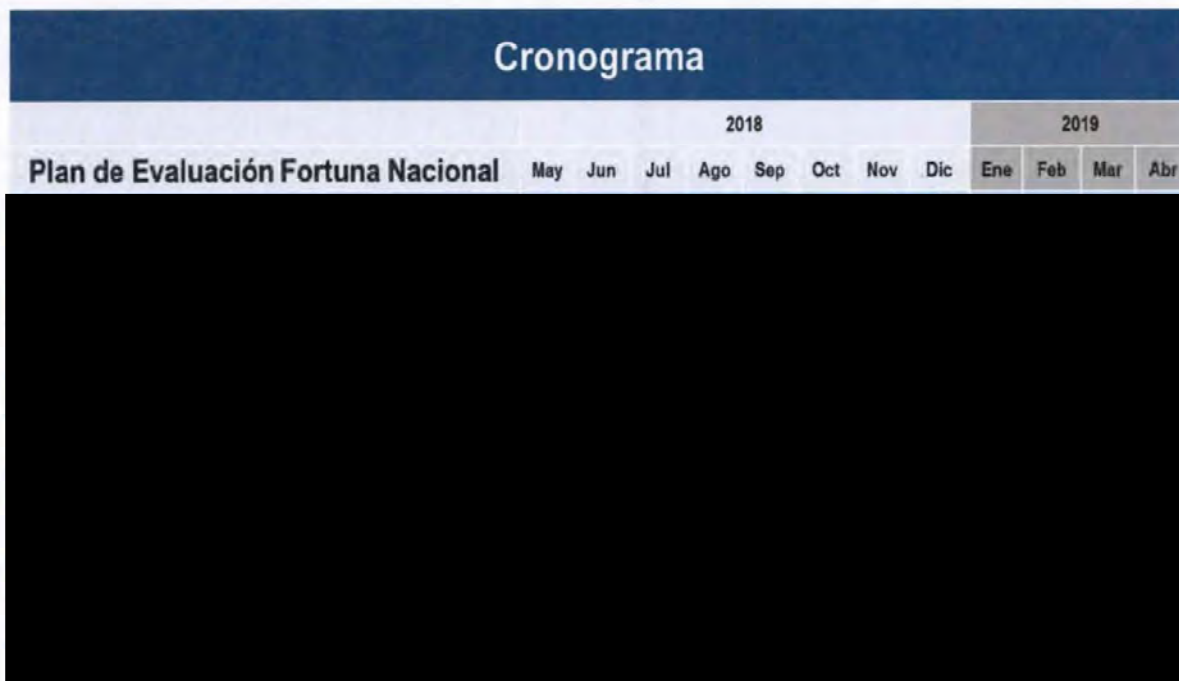


Figura 3.- Cronograma de actividades asociadas a la modificación del Plan durante el Periodo Adicional (Fuente: CNH con información del Contratista).

En el cronograma de ejecución de actividades entregado por el Contratista se identifica la realización de 6 reparaciones menores y 2 reparaciones mayores (desviación a un nuevo horizonte), así como la perforación y terminación de 3 pozos, el [REDACTED]

Cabe resaltar que dentro de dicho cronograma no se contempla la realización de la actividad de Reprocesamientos de Datos Sísmicos, aprobada en el plan original, dado que estas actividades se encuentran en proceso de acreditación de UT, derivado de lo anterior, en el supuesto de que no se acreditarán el Contratista deberá presentar a esta Comisión la actualización del cronograma al que se refiere la figura número 3 en donde se incluyan dichas actividades para su ejecución.

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and several smaller ones.]

Las principales actividades físicas por realizar para la modificación al Plan de Evaluación son, Tabla 7:

No.	Actividad	Número de actividades	Unidad
1	Perforación de Pozo	3	Pozo
2	Reparación mayor de Pozo	2	Pozo
3	Reparación menor de Pozo	6	Pozo
4	Reprocesado sísmico pre-apilamiento	22	km ²
5	Interpretación sísmica	1	Unitario
6	Pruebas Operativas de Producción	5	Prueba
7	Pruebas Extendidas de Producción	5	Prueba
8	¹ Corte de núcleos	6	Núcleo de fondo
9	² Toma de información	5	Registros geofísicos por pozo

Tabla 7.- Actividades presupuestas en la modificación del Plan de Evaluación.
(Fuente: CNH con información del Contratista)

¹El Contratista programa cortar 2 núcleos de fondo de 9 metros por núcleo, en cada uno de los pozos a perforar.

²Se refiere a la que se genere a partir de la toma de registros geofísicos en los nuevos pozos y en las 2 reparaciones mayores que el Contratista programa en la modificación del Plan de Evaluación

f) Perforación de pozos

El Contratista entregó un programa detallado para la perforación de los pozos [REDACTED] en la solicitud de modificación al Plan.

Los aspectos más importantes respecto a la propuesta del programa de perforación de cada uno de ellos se describen a continuación:

- [REDACTED]

Objetivo: Producir los hidrocarburos almacenados en sedimentos correspondientes al [REDACTED] identificados por atributos sísmicos, así como obtener información confiable de registros geofísicos. 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)

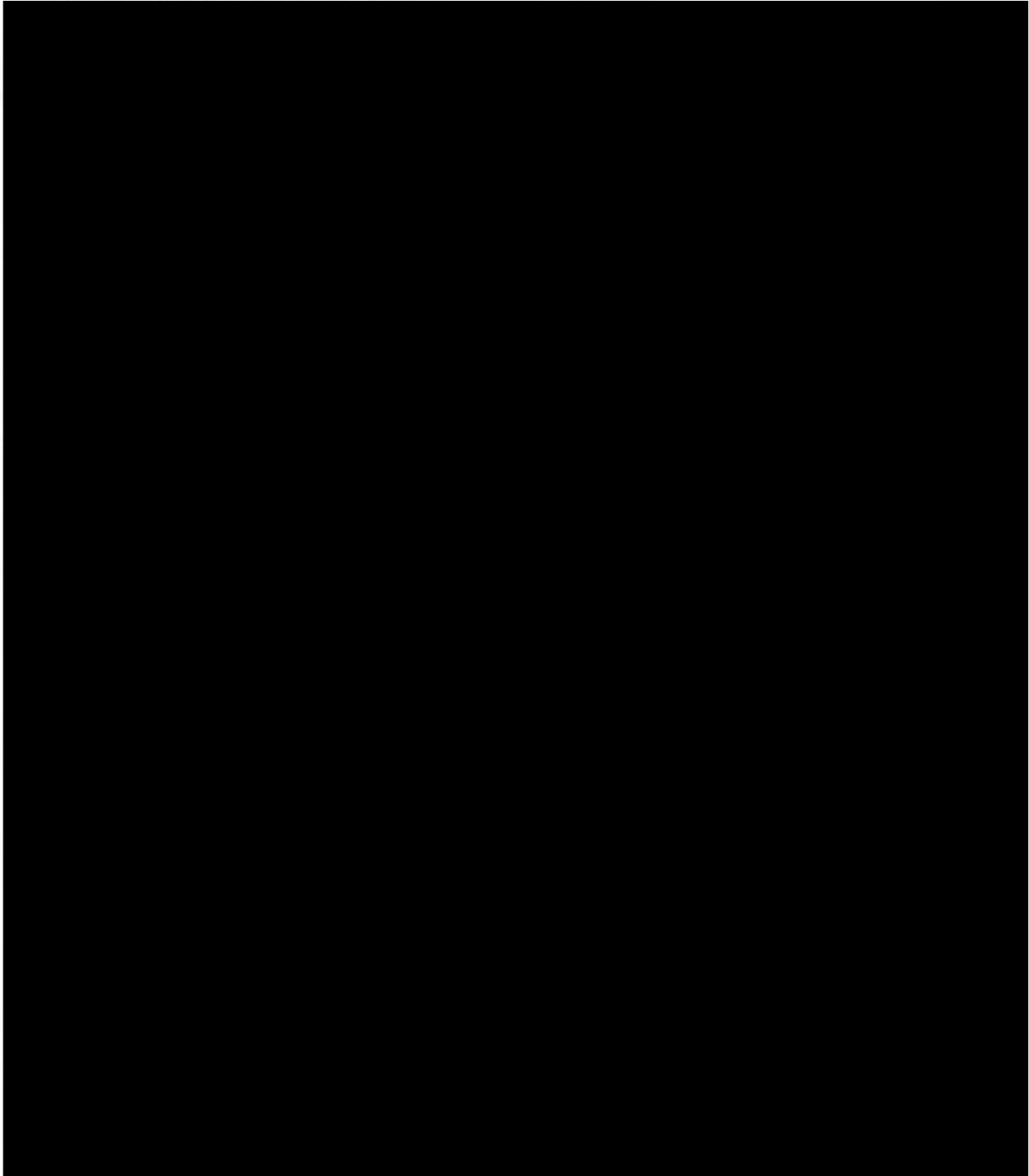


Figura 4.- Estado Mecánico y Columna geológica probable para pozo [REDACTED]
(Fuente: Contratista)

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'C' and 'R' at the top right, and several other signatures below.]

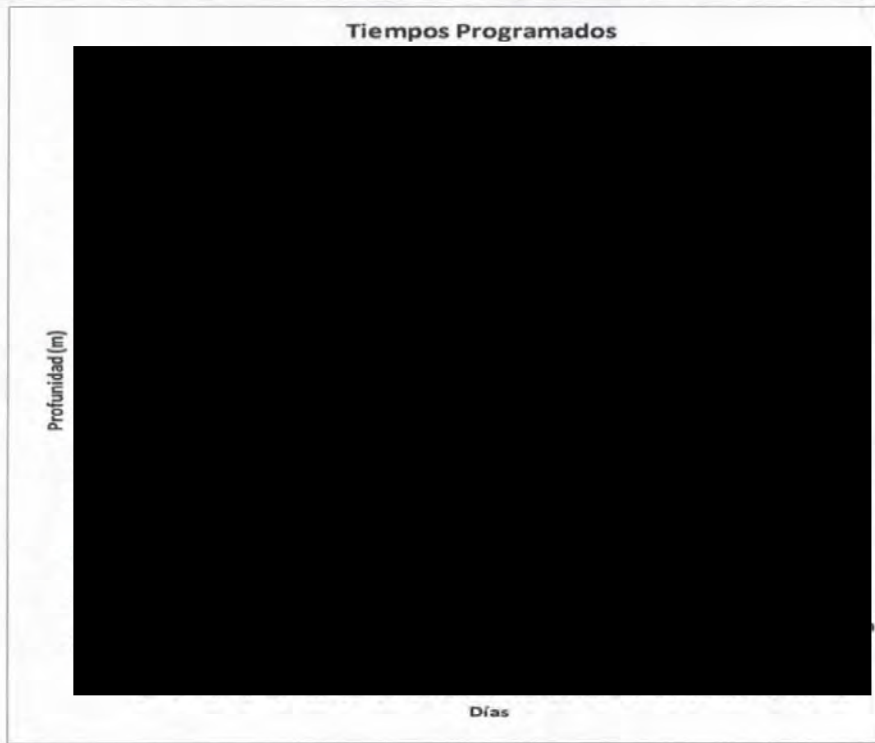


Figura 5.- Profundidad contra tiempo pozo [redacted]
(Fuente: Contratista)

Objetivo: Producir los hidrocarburos almacenados en sedimentos correspondientes al [redacted] [redacted] identificados por correlación estratigráfica, atributos sísmicos (anomalía de amplitud), información de registros geofísicos mediante la perforación del pozo para enriquecer la información del yacimiento y continuar con el análisis del comportamiento del yacimiento. En la Tabla 9 se muestran las coordenadas del conductor y de objetivo de pozo [redacted] asimismo en la Figura 6 y 7 se muestra el estado mecánico programado y el tiempo estimado contra la profundidad, respectivamente.

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 a large circle and various initials]

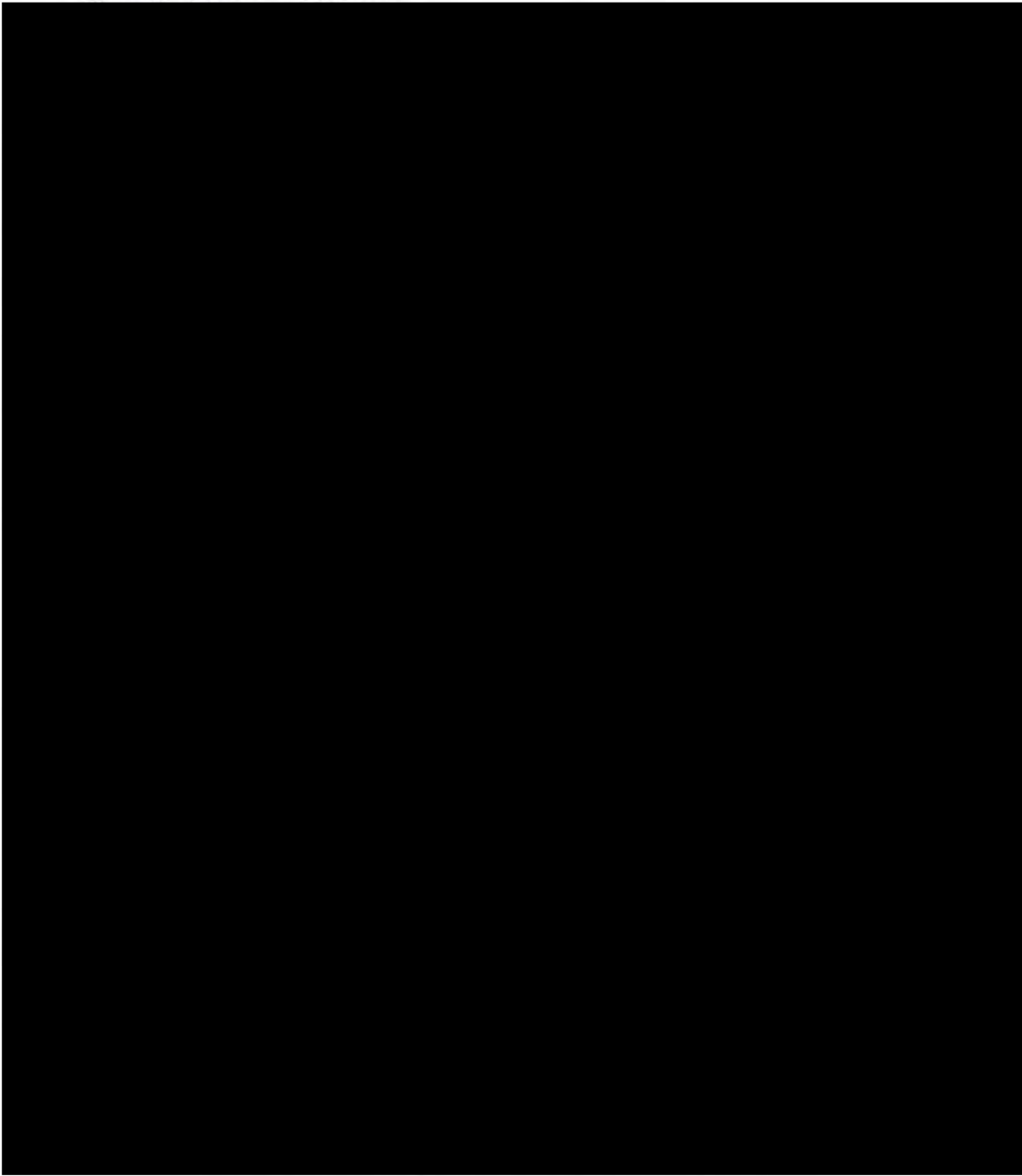


Figura 6.- Estado Mecánico y Columna geológica probable para pozo [redacted]
(Fuente: Contratista)

Handwritten notes in blue ink, including a large 'C', a signature, and some illegible scribbles.

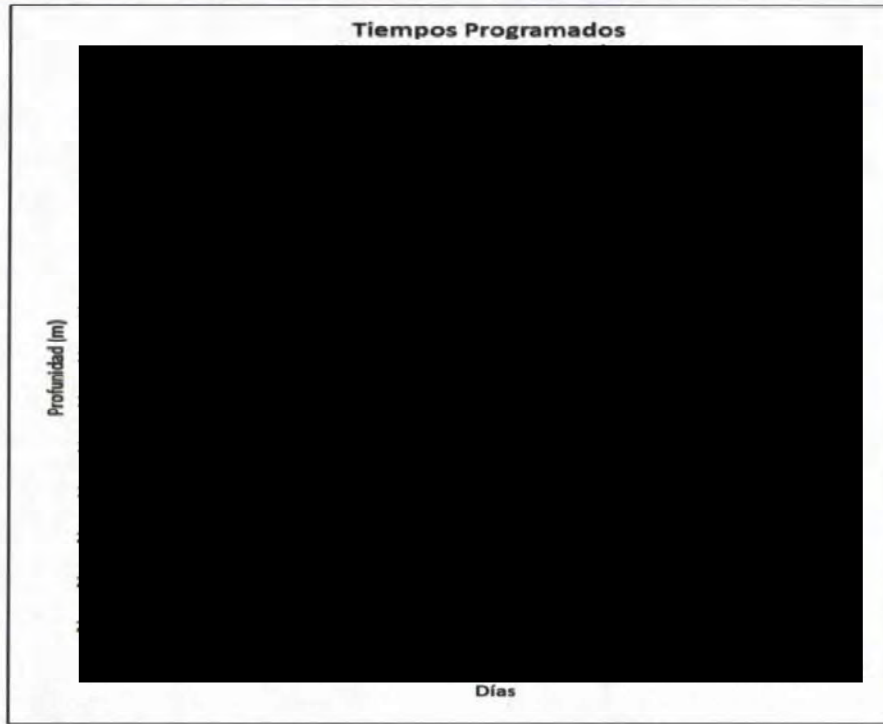


Figura 7.- Profundidad contra tiempo pozo [redacted]
(Fuente: Contratista)

Objetivo: Producir los hidrocarburos almacenados en sedimentos correspondientes al [redacted] inferior identificados por correlación estratigráfica, atributos sísmicos (anomalía de amplitud), información de registros geofísicos mediante la perforación del pozo para enriquecer la información del yacimiento y continuar con el análisis del comportamiento del yacimiento. En la Tabla 10 se muestran las coordenadas del conductor y de objetivo de pozo [redacted] asimismo en la Figura 8 y 9 se muestra el estado mecánico programado y el tiempo estimado contra la profundidad, respectivamente.

Coordenadas UTM	
Conductor	[redacted]
Objetivo	[redacted]

Tabla 10.- Coordenadas UTM para la perforación del pozo [redacted]
(Fuente: Contratista)

Handwritten notes and signatures in blue ink on the right side of the page, including a large signature and several smaller marks.

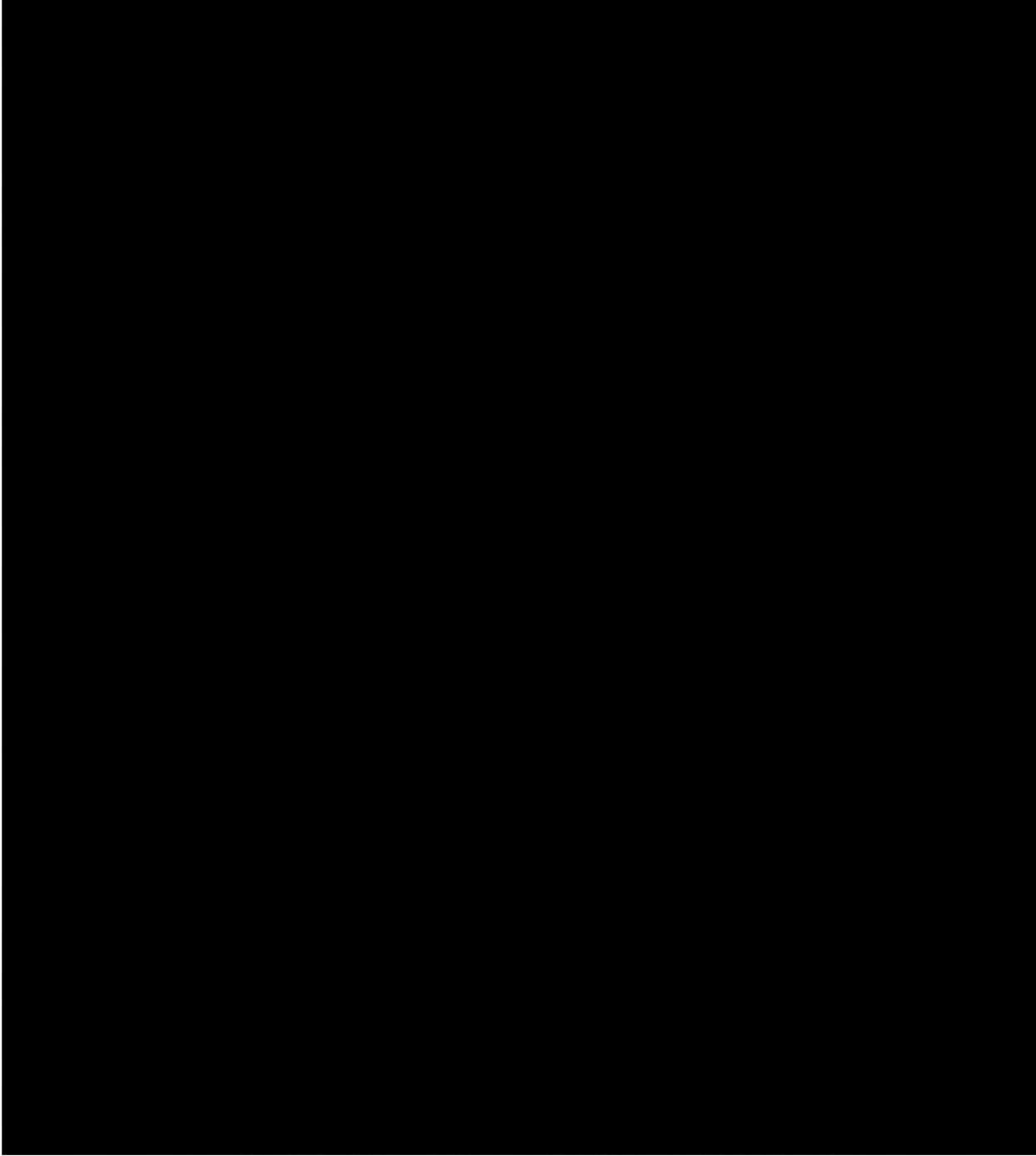


Figura 6.- Estado Mecánico y Columna geológica probable para pozo [redacted]
(Fuente: Contratista)

Handwritten notes in blue ink:
C
g
R
g
m
777
g

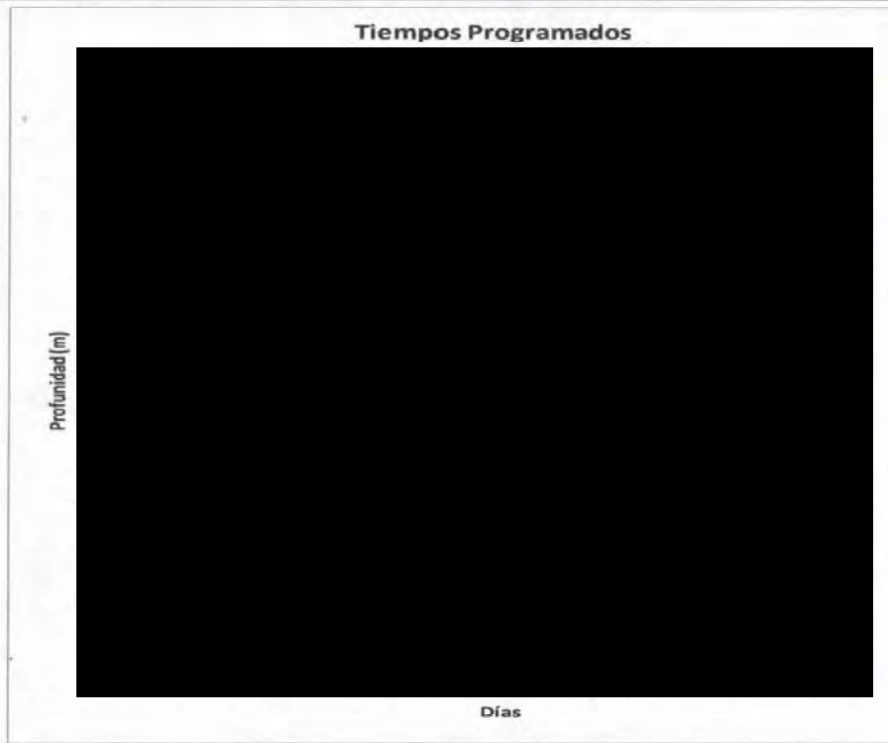


Figura 9.- Profundidad contra tiempo pozo [redacted]
(Fuente: Contratista)

g) Reparación mayor de pozos

El Contratista entregó un programa detallado de las reparaciones mayores de los pozos productores, [redacted] en la solicitud de modificación al Plan.

Los aspectos más importantes respecto a la propuesta del programa de perforación de cada uno de ellos se describen a continuación:

- [redacted]

Objetivo: [redacted] con pistolas disparar dentro del paquete a evaluar (de acuerdo con los registros geofísicos), introducir aparejo de producción 2 7/8" y evaluar pozo. El Contratista espera interceptar objetivos potenciales de producción de hidrocarburos en las arenas productoras de [redacted]. En la Tabla 11 se muestran las coordenadas del conductor real y de objetivo programadas de pozo [redacted] asimismo la Figura 10 muestra el estado mecánico programado de la intervención.

Coordenadas UTM	
Conductor	[redacted]
Objetivo	[redacted]

Tabla 11.- Coordenadas UTM para la perforación del pozo [redacted]
(Fuente: Contratista)

[Handwritten notes and signatures in blue ink, including a large signature and several initials.]

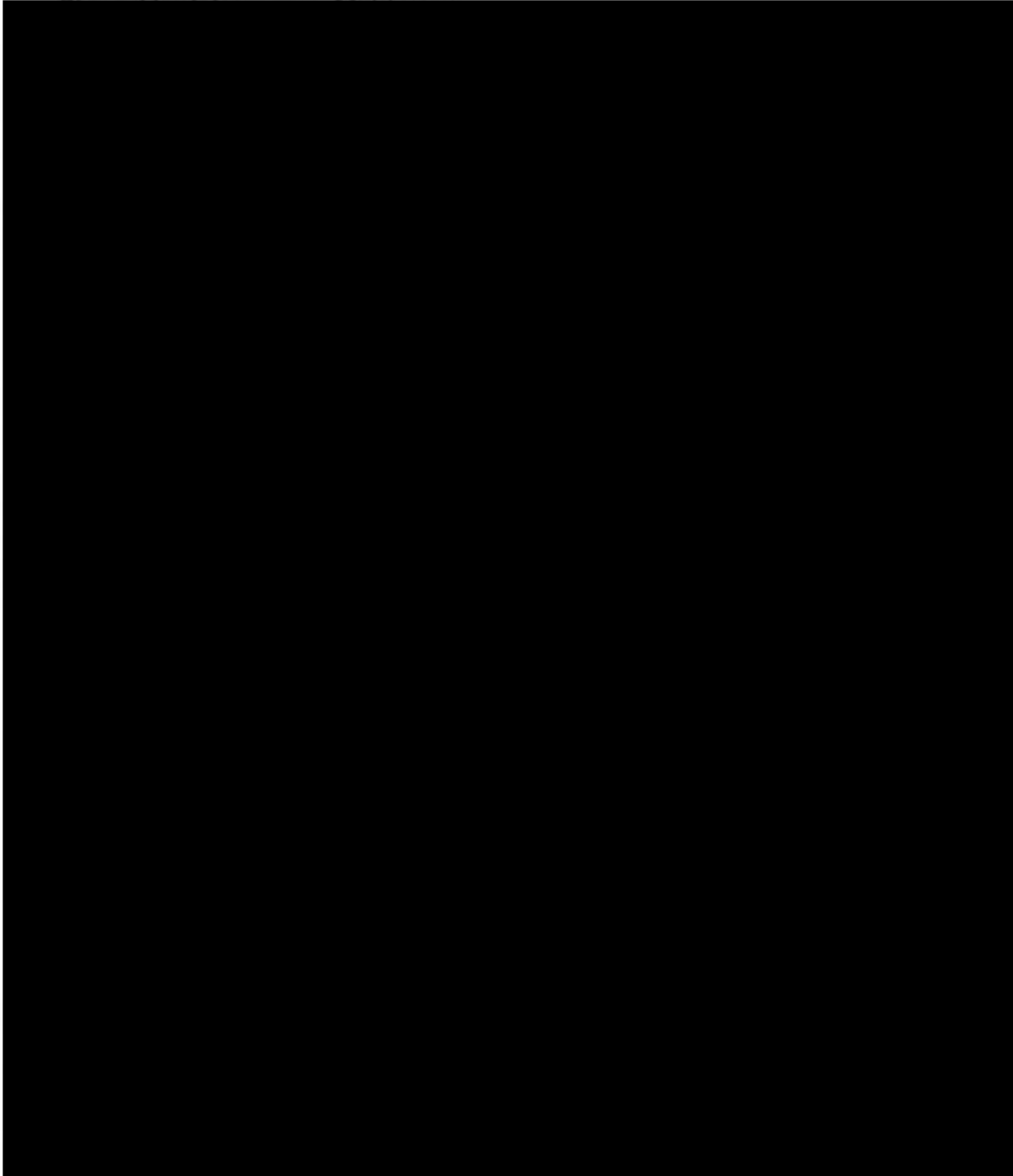


Figura 10.- Estado Mecánico final y Columna geológica probable para pozo [redacted]
(Fuente: Contratista)

• [redacted]

Objetivo: [redacted] md, introducir aparejo de producción 2 3/8", con pistolas disparar dentro del paquete a evaluar (de acuerdo con los registros geofísicos) y evaluar pozo. El Contratista espera interceptar objetivos potenciales de producción de hidrocarburos en las arenas productoras de [redacted]. En la Tabla 12 se muestran las coordenadas del conductor real y de objetivo programadas de pozo [redacted] asimismo la Figura 11 muestra el estado mecánico programado después de la intervención.

C
g

///

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Coordenadas UTM

Conductor

Objetivo

Tabla 12.- Coordenadas UTM para la perforación del pozo [redacted]
(Fuente: Contratista)

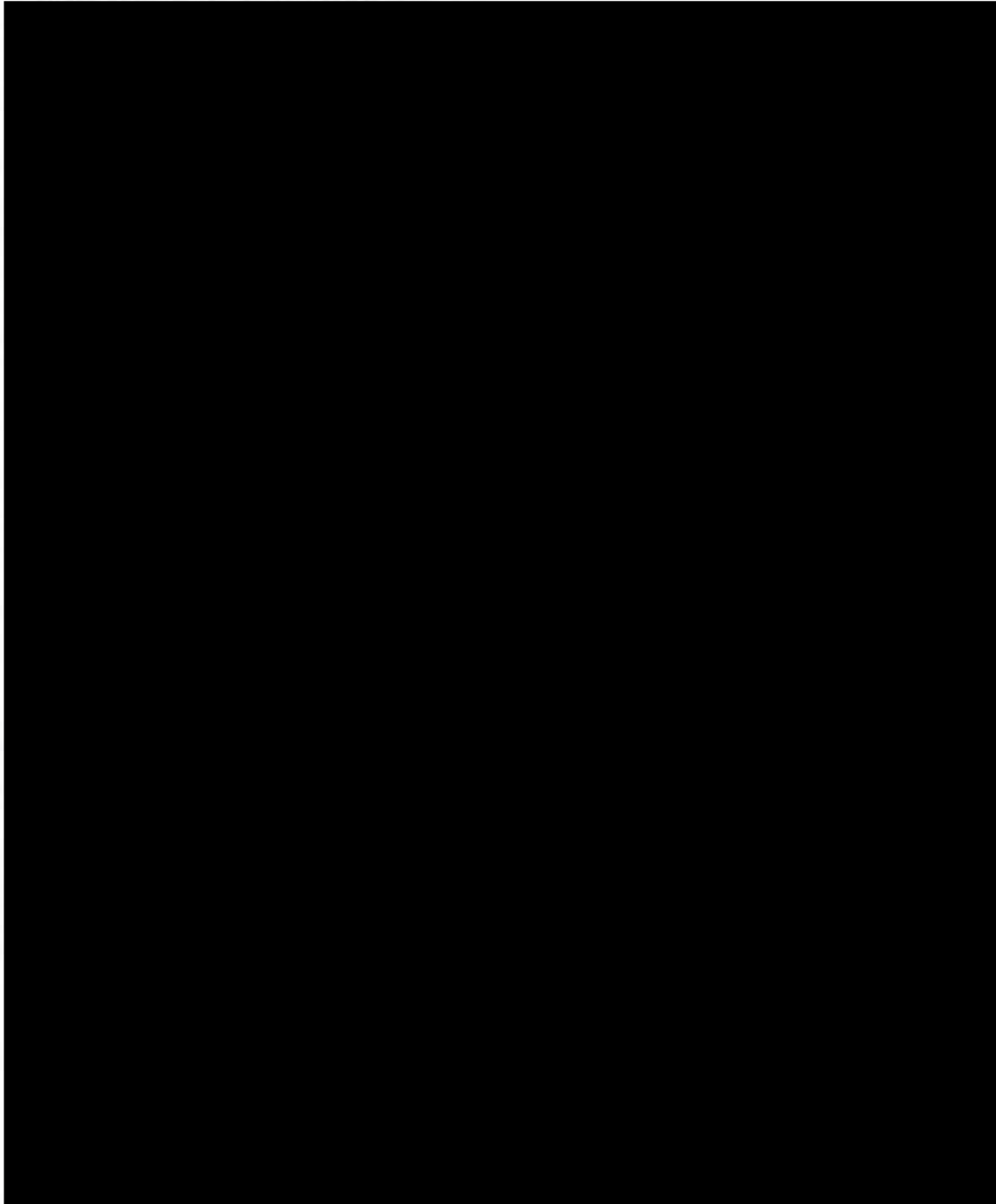


Figura 11.- Estado Mecánico final y Columna geológica probable para pozo [redacted]
(Fuente: Contratista)

C
R

>>>

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and the letters 'TM'.

h) Reparación menor de pozos

El Contratista entregó un programa detallado para Reparación de pozos en la solicitud de modificación al Plan. Los aspectos más importantes respecto las Reparaciones de pozos se muestran a continuación, Tabla 13:

Pozo	Tipo de Reparación	Objetivo

Tabla 13.- Objetivos y resultados esperados de las Reparaciones de pozos durante la modificación al Plan.
(Fuente: Contratista)

i) Toma de información

- Programa de toma de registros en pozos a perforar:

El Contratista establece que realizara la corrida de Registro de Cementación CBL-VDL-GR-CCL en tubería de producción durante las operaciones de terminación del pozo, asimismo como condición general para los pozos nuevos se tiene establecido realizar la toma de información a partir de la corrida de registros eléctricos de la siguiente manera por etapa de perforación, en las Tablas 14, 15, 16 y 17 se muestran los registros eléctricos que el Contratista contempla tomar por pozo dependiendo la etapa de perforación:

Segunda etapa de perforación, agujero descubierto:

REGISTRO:

AIT/RG-SP-Caliper

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

Tercera etapa de perforación, agujero descubierto:

REGISTRO:

AIT/RG-Caliper, Sonico Compresional, Densidad neutrón.

Tabla 15.- Toma de información mediante Registros eléctricos.
(Fuente: Contratista)

Cuarta etapa de perforación, agujero descubierto:



REGISTRO:

AIT/RG-Calliper, Sonico Dipolar,
Densidad, porosidad neutrón, VSP.
Imágenes Microresistivas, Anisotropía eléctrica
*Tabla 16.- Toma de información mediante Registros eléctricos.
(Fuente: Contratista)*

Tubería de Revestimiento o liner de última etapa "producción" registros de agujero entubado:

REGISTRO:

CBL -VDL- GR-CCL para TR
Neutrón pulsante
Giroscópico
*Tabla 17.- Toma de información mediante Registros eléctricos.
(Fuente: Contratista)*

- Programa de toma de registros en pozos existentes

El Contratista programa tomar durante la reparación de cada pozo cada uno de los registros eléctricos que se enlistan en la Tabla 18, dentro del periodo adicional de evaluación:

Pozo	Registro
[Redacted]	Electromagnético para escanear tubería EMIT, Rayos gamma y Localización de coples CCL.
[Redacted]	Neutrón pulsado con Rayos gamma.
[Redacted]	Adherencia de cemento (CBL) y Localización de coples (CCL).

*Tabla 18.- Objetivos y resultados esperados de las Reparaciones de pozos durante la modificación al Plan.
(Fuente: Contratista)*

- Programa de toma de núcleos en pozos a perforar

El Contratista evaluará la posibilidad de cortar dos núcleos de 9 m cada uno en la etapa de 8 1/2" del [Redacted] se tiene contemplado cortar dos núcleos de 9 m cada uno por pozo en la etapa de 6 1/8", con el objetivo de obtener información petrofísica para calibrar los registros geofísicos en las arenas de interés.

j) Pruebas de Producción

Dentro de las actividades planteadas por el Contratista se contempla un programa de reparaciones menores y mayores a pozos existentes dentro del Área Contractual, esto con la finalidad de reactivar zonas productoras y evaluar la posibilidad de probar zonas que no han sido producidas, para lo cual el contratista propone realizar pruebas de producción, y con base en los resultados de estas, el Contratista tomara las decisiones correspondientes.

En el mismo sentido, el Contratista programa la perforación de tres pozos que son: [Redacted] con el objeto de evaluar el potencial del Área Contractual donde también realizará pruebas de Producción y evaluará los resultados.

Las pruebas de producción se llevarán a cabo una vez que el pozo sea terminado 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 Operativas (72 horas): Esta prueba operativa se realiza en sitio y su objetivo es garantizar la estabilidad del sistema durante la operación.

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'C' and 'R' and several illegible signatures]

2. Pruebas Extendidas (12 Meses): para determinar la capacidad de flujo a condiciones específicas del yacimiento y evaluar la productividad y características del yacimiento que permita definir los volúmenes de hidrocarburos extraíbles y contabilizar reservas y recursos, estas pruebas se pretenden efectuar en cada pozo terminado [REDACTED] las cuales incluyen presión de fondo y de pozo fluyente a varias tasas de flujo, porosidad efectiva determinada de la prueba del pozo, muestras de fluidos para determinar su composición y propiedades del comportamiento de las fases, lo cual le permitirán hacer proyecciones de producción de aceite, gas y agua y determinar los factores de recuperación más probables.

Las pruebas de presión producción que el Contratista propone tienen como objetivo medir el potencial de producción de los pozos del campo Fortuna Nacional. Los parámetros principales que se medirán son: presión en fondo, presión de cabeza y presión de línea, por otro lado, se medirán los volúmenes de fluidos aportados por el pozo. Las pruebas de presión-producción a realizar son de tipo isócronas, las cuales son adecuadas para yacimientos gasíferos, con el objetivo de medir el comportamiento de presión y gasto aportados por el pozo a diferentes estranguladores y con ello medir el máximo potencial del pozo a las condiciones óptimas de producción, por otro lado, como parte de las pruebas de presión producción, se llevará a cabo periodos de flujo y cierre para estimar parámetros físicos del yacimiento tal como: permeabilidad, daño y extensión del yacimiento. De manera tentativa, se describe el posible programa de pruebas de presión-producción, la Tabla 19 muestra el programa de las pruebas presión-producción.

Periodo	Estrangulador	Tiempo
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Tabla 19.- Programa de estranguladores para las pruebas de presión-producción.
(Fuente: Contratista)

Como parte del programa de evaluación se realizarán pruebas de producción (Aforos) al menos una vez al mes, esto con el objetivo de adquirir la información suficiente para proyectar el potencial del campo. El Contratista planea instalar el equipo de medición en la Estación de Recolección [REDACTED] sin embargo, no se descarta la posibilidad de medir a boca de pozo. En la Tabla 20 se establecen los datos estimados de las pruebas.

Fecha de apertura	Fecha de cierre	Duración [Días]	Pozo	Prueba	Intervalo	Volumen de Aceite [Bls]	Volumen de Agua [Bls]	Volumen de Condensado [Bls]	Volumen de Gas Destruído [MMPC]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Tabla 20.- Pozos y datos estimados de las pruebas de presión-producción.
(Fuente: Contratista)

Una vez que se reactiven los pozos por parte del Contratista, incluidos en el Plan de Evaluación se realizarán pruebas extendidas de producción para poder caracterizar las arenas, estimar potenciales de producción por arena y restimar con mayor certidumbre los volúmenes recuperables y por lo tanto validar las posibles reservas y recursos contenidos en el bloque.

Las pruebas extendidas de flujo se basarán básicamente en pruebas isocronales, donde las arenas productoras son producidas a diferentes tasas de flujo en periodos de igual duración. Estos periodos de cierre deben ser suficientemente largos para obtener la estabilización de la presión. Dependiendo del tiempo de estabilización se podrá planificar pruebas isocronales modificadas donde los tiempos de cierre sean de igual duración, aunque no se alcance total estabilización de la presión. En cualquier caso, se requiere de un tiempo extendido de cierre.

El Contratista establece que el programa de pruebas extendida de producción se ira ajustando a medida que se realicen las pruebas y se obtengan los datos requeridos para reprogramar las pruebas.

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

Durante las pruebas extendidas de producción el Contratista estima realizar el manejo de los hidrocarburos del campo utilizando los acuerdos operativos y estrategias de comercialización que el Contratista entable con Pemex y/o posibles compradores de los hidrocarburos producidos durante las pruebas extendidas, buscando siempre el aprovechamiento de los recursos y mejor rentabilidad de su comercialización.

Para el manejo de los hidrocarburos existe una línea de transporte [REDACTED] la cual pertenece a [REDACTED] 01, por la cual el Contratista va a realizar el transporte de los hidrocarburos líquidos (Aceite + Agua) obtenido de las pruebas, en el caso de realizar la comercialización con un comprador particular se puede realizar transporte por carro tanques.

Con base al pozo tipo, el Contratista estimó un perfil de producción para cada pozo asumiendo que se recupera el 55 % del volumen de gas original in situ. La Tabla 21 muestra los gastos iniciales estimados de gas de la reparación mayor de los pozos [REDACTED]

Pozo	Formación	Intervalo [m]	Gasto inicial de Gas [mmscf/d]		
			P10	P50	P90
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

Tabla 21.-Gastos iniciales estimados de gas derivado de las pruebas de producción de alcance extendido. (Fuente: Contratista)

Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Contratista establece que el programa de las pruebas extendidas de producción a los pozos, se ajustarán a medida que se realicen las pruebas y se obtengan los datos requeridos para reprogramar las pruebas, en este sentido es necesario que el Contratista presente lo correspondiente al programa y secuencia de las pruebas de producción antes de su ejecución, asimismo 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 y la duración de las mismas estarán sujetas a la vigencia del Periodo Adicional de Evaluación, el cual fenece un año después de que culmino el Periodo Inicial de Evaluación, de conformidad con lo establecido en la Cláusula 4.3 del Contrato.

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 Periodo Adicional de Evaluación estimado es de aproximadamente 20.59 millones de dólares.

Descripción del Presupuesto

El Presupuesto relacionado al Periodo Adicional de Evaluación, es el que se encuentra en la Tabla 22. Así mismo, la Figura 12, representa las proporciones que abarca cada Sub-actividad petrolera en cada Actividad del presupuesto.

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	Presupuesto Total (2018)
Evaluación	General	[REDACTED]
	Geofísica	[REDACTED]
	Geología	[REDACTED]
	Pruebas de Producción	[REDACTED]
	Ingeniería de Yacimiento	[REDACTED]
	Perforación de Pozos	[REDACTED]
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	[REDACTED]
	Otras Ingenierías	[REDACTED]
Total		\$20,587,656.94

Tabla 22.- Presupuesto asociado al Periodo Adicional de Evaluación presentado por el Contratista (Montos en dólares de Estados Unidos) (Fuente: CNH con información del Contratista)

¹ Activo Integral de Producción Bloque Sur.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

De tal forma, la distribución del Presupuesto asociado al Plan modificado es el que se presenta en la Figura 12.

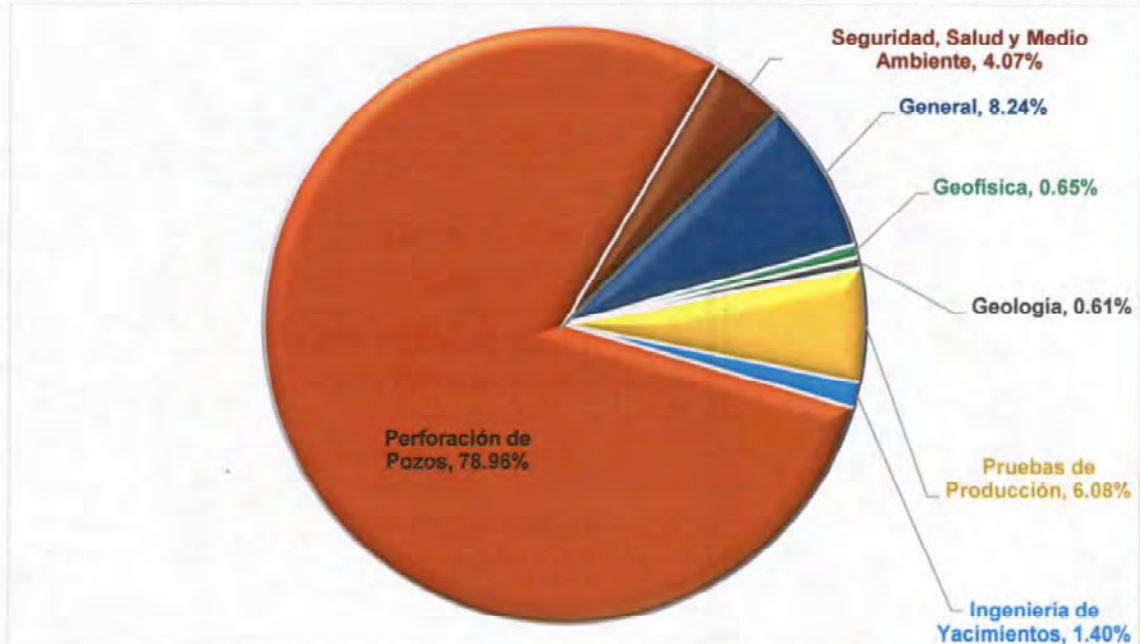


Figura 12.- Distribución del presupuesto de la Actividad Petrolera Evaluación.
(Fuente: CNH con información del Contratista)

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

l) Mecanismos de medición

La cuantificación de los hidrocarburos derivados de las pruebas de producción se llevará a cabo con un separador trifásico, el cual estará instalado en la Estación de Recolección Fortuna Nacional, el gas será cuantificado por medio de un medidor tipo placa de orificio con una incertidumbre asociada de $\pm 0.18\%$. El Contratista menciona, que para el gas buscará acuerdos de comercialización con posibles compradores y verificará la posibilidad de restablecer la interconexión a las Baterías de Separación [REDACTED]. No obstante, lo anterior, en caso de que no se logre la comercialización de Gas Natural, el Contratista considera llevar a cabo la destrucción controlada de acuerdo con las actividades de pruebas extendidas de los pozos y lo previsto en la normatividad aplicable.

Los líquidos (agua y aceite) serán cuantificados individualmente a la descarga del separador por un medidor tipo másico, los cuales cuentan con una incertidumbre asociada de $\pm 0.12\%$ hasta $\pm 0.3\%$, posteriormente serán enviados a tanques para manejo de hidrocarburos líquidos [REDACTED], donde se realizará una medición estática (medición de referencia) previo la entrega/recepción en la Bateria de Separación [REDACTED] el envío de los líquidos se relazará del por medio del oleogasoducto disponible en la Estación de Recolección Fortuna.

En la Tabla 23 se presentan las características técnicas de los equipos para la medición de producción en la Estación de Recolección [REDACTED] (separadores trifásicos, medidores y tanques [REDACTED]):

Descripción de equipo	Especificaciones Técnicas	
Separador Trifásico de Medición	Dimensiones	48" x 20'
	Presión de Trabajo (Wp)	1440 Psi
	Capacidad Manejo de Gas	90 MMSCF / D
	Capacidad Manejo de Aceite	16500 Bls / D
	Capacidad de Manejo de Agua	1000 Bls / D
	Especificación de Servicio	H2S 8% mol - CO2
	Tiempo de Retención	1 min
	Succión de Mezcla	4"
	Salida de Gas	4"

Handwritten notes and signatures:
 C
 4
 777
 [Signatures]

Descripción de equipo	Especificaciones Técnicas	
	Salida de Aceite	3"
	Salida de Agua	3"
	Salida de Relevó	3"
	Dren	2"
Sistema de medición a la descarga de aceite	Tipo	Medidor Másico
	Especificación	3" / 600#
Sistema de medición a la descarga de Agua	Tipo	Medidor Másico
	Especificación	2" / 600#
Sistema de medición a la descarga de Gas	Tipo	Fitting
	Especificación	4" / 600#
Tanques para manejo de hidrocarburos líquidos (Frack Tanks)	Capacidad	80 m³
	Dimensiones	2.59 m / Ancho
		14.02 m / Largo
		3.35 m / Alto
	Válvula de entrada	3"
	Válvula de Salida	3"
Válvula de Dren	3"	
Bomba Triplex PG-03	Tipo	Auto transportable
	Tipo	Vertical
	Especificación	Tub. Vert. 4" API / NACE
	Diam. Cabeza de Quema	6"
	Sistema de Ignición	Tablero / Batería Recargable
	Capacidad Min.	0.3 MMPCSD
Capacidad Max.	1.25 MMPCSD	
	Long. Mástil	7 mts.

Tabla 23. Especificaciones equipos de medición, en la Estación de Recolección Fortuna Nacional.
(Fuente: Contratista)

El Contratista realizará aforos de pozo al menos una vez al mes, esto con el objetivo de adquirir la información suficiente para proyectar el potencial del campo.

La información que se obtenga de los aforos de pozos deberá de ser reportada a esta Comisión.

Durante el periodo de evaluación del campo se implementará un sistema de monitoreo en tiempo real de parámetros de operación los cuales son: Presión y Temperatura en cabeza de Pozo, estos serán transmitidos vía modem satelital desde el campo y se recibirán un servidor para su procesamiento y visualización.

En la siguiente Tabla 24 se presentan los volúmenes esperados en la prueba de producción, así como las fechas estimadas, y el tiempo de medición (duración en días).

Pozo	Intervalo	Fecha de apertura	Fecha de cierre	Duración [Días]	Volumen de Aceite [Bls]	Volumen de Agua [Bls]	Volumen de Condensado [Bls]	Volumen de Gas Destruído [MMPC]

[Handwritten signatures and marks in blue ink on the right side of the page, including a large 'C' and several illegible signatures.]

Pozo	Intervalo	Fecha de apertura	Fecha de cierre	Duración [Días]	Volumen de Aceite [Bls]	Volumen de Agua [Bls]	Volumen de Condensado [Bls]	Volumen de Gas Destruído [MMPC]
[Redacted Content]								

Tabla 24. Volúmenes esperados en la prueba de producción.
(Fuente, Contratista)

En el siguiente esquema se presenta el manejo de los hidrocarburos durante la etapa de evaluación.

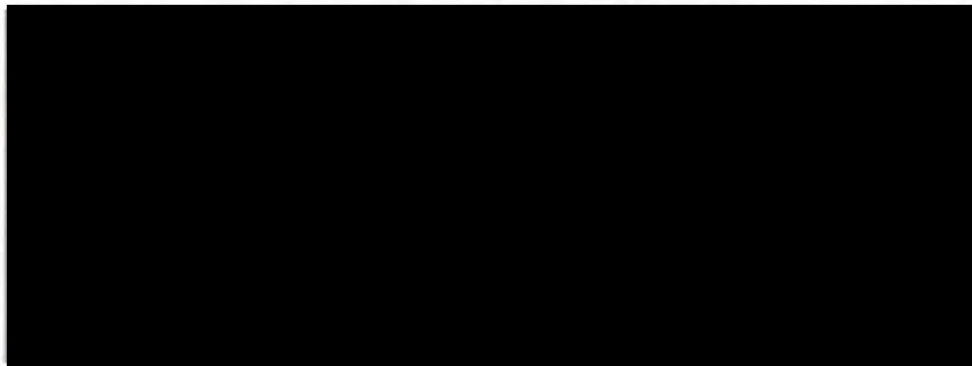


Figura 13. Esquema de Manejo de fluidos durante el periodo de Evaluación.
(Fuente, Contratista)

El proceso de medición, transferencia y custodia de los hidrocarburos se realizará mediante un protocolo de medición y acuerdo de entrega/recepción celebrado con PEP, en caso del tercero.

C
g

[Handwritten signatures and initials]

Calidad de los hidrocarburos

Dentro del Plan de Evaluación el Contratista manifiesta que la frecuencia de muestreo se llevara a cabo una vez por mes por cada pozo, así mismo menciona que para la obtención de los parámetros de calidad del aceite se emplean los siguientes métodos. Tabla 25:

Descripción del análisis	Método
Gravedad API	ASTM D4052-15
Gravedad específica a 60/60 °C	ASTM D4052-15
Presión de vapor Reid	ASTM D323-08
Viscosidad cinemática at 37.8 °C	ASTM D445-15
Asfáltenos	ASTM D3279-12e1
Azufre total	ASTM D4294-16
Agua y sedimento	ASTM D4007-11
Sulfuro de hidrogeno en fase vapor	ASTM D5705-14
Sal en crudo	ASTM D3230-08
Vanadio	ASTM D5863-B-00
Niquel	ASTM D5863-B-00

Tabla 25. Métodos de Calidad.
(Fuente, Contratista)

La cromatografía del gas se realiza mediante el método GPA 2286.

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)

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 el Plan de Evaluación, 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 PEP 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.

m) Comercialización

En relación con la modificación al Plan presentada, las modificaciones no generan impacto alguno en lo que compete a la comercialización de hidrocarburos.

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

Considerando que durante este periodo de evaluación se realizarán pruebas de producción, es necesario que el Contratista remita lo conducente en referencia al reporte mensual a la Comisión Nacional de Hidrocarburos conforme a 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.

n) Aprovechamiento de Gas

Durante las pruebas extendidas de producción el Contratista buscará implementar estrategias operativas para aprovechamiento del Gas, estará basando los objetivos y metas de cumplimiento mediante la evaluación técnica y económica de su implementación, una vez evaluado el potencial de producción del campo, estas podrían ser:

- Autoconsumo (Dentro de la misma área contractual) – Utilizando el gas como combustibles de Turbinas, compresores, motores y otros equipos mecánicos.
- Dispositivos Neumáticos – ya sea como sistema motriz para accionamiento de instrumentos.
- Realizar generación eléctrica.
- Utilizar sistemas de recuperación secundaria (Sistemas artificiales de producción, ejemplo Bombeo Neumático).
- Conservación - Reinyección al propio Yacimiento.
- Transferencia (venta, comercialización)
- Destrucción controlada.

Debido a la necesidad de recabar la mayor cantidad de información del aporte del yacimiento, durante el periodo de evaluación se realizarán pruebas de producción de los pozos a su apertura el Contratista implementara un Plan de Aprovechamiento de Gas Natural que consiste en los siguientes puntos:

- | | | |
|---|---|-------------------------------------|
| 1. Autoconsumo (generación eléctrica) | - | 20% de la producción de gas natural |
| 2. inyección de gas (recuperación secundaria) | - | 30% de la producción de gas natural |
| 3. Transferencia (venta, comercialización) | - | 50% de la producción de gas natural |

Los porcentajes anteriores están basados en una meta proyectada de producción de 4.5 MMPCSD de Gas, para lo cual el Contratista tiene contemplado contar con un sistema de seguridad que les permita realizar la Destrucción Controlada del Gas Natural durante las pruebas, en casos de emergencia; disminuyendo así el potencial de ocurrencias de incidentes debido algún caso fortuito o de fuerza mayor durante la operación; cabe hacer mención que debido a que aún no se cuenta con la infraestructura necesaria para manejo de los Hidrocarburos obtenidos de las pruebas, se realizará la Destrucción Controlada del Gas Natural obtenido de las pruebas, con fundamento 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 presentó información correspondiente con lo establecido en el artículo 5 y 6, fracción III de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos, por lo que se establece que la propuesta es técnicamente viable para aprovechar el gas natural producido, sin embargo, previo a la realización de las pruebas de producción previstas en el Plan de Evaluación, el Contratista deberá manifestar a esta Comisión que su representada cuenta con las instalaciones y equipos requeridos para el aprovechamiento de gas natural y en su caso para la quema del gas natural, asimismo una vez se se realice el convenio de Comercialización de los Hidrocarburos debiera notificarlo a la Comisión.

Todo lo especificado en el presente Dictamen se puede corroborar con las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0075/2018 DICTAMEN MODIFICACIÓN PLAN DE EVALUACIÓN CNH-R01-L03-2015 FORTUNA NACIONAL a cargo de esta Dirección General de Dictámenes de Extracción

V. Mecanismos de Revisión de la Eficiencia Operativa

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

Seguimiento al cumplimiento del compromiso Contractual en UT: el Contratista deberá acreditar por lo menos 13,200 (4,600 del Programa Mínimo de Trabajo (PMT), 4,600 del Incremento al Programa Mínimo de trabajo y 4,000 al Compromiso para el Período Adicional) de 16,770 UT, comprometidas por el Contratista, para cumplir con el compromiso contractual asociado al PMT, el incremento al PMT y el compromiso Adicional asociado al periodo de Evaluación.

Actividad	UT planeadas	UT acreditadas	% de cumplimiento
Prestack Time Migration (PSTM)	440		
Interpretación sísmica	30		
*Actualización de modelo estático	300		
Reparaciones Pozo Fortuna Nacional 4T	Reparación menor	400	
	Reparación mayor	800	
Reparaciones Pozo Fortuna Nacional 104	Reparación menor	400	
	Reparación mayor	800	
Reparaciones Pozo Fortuna Nacional 109	Reparación menor	400	
	Reparación menor	400	
Reparación menor Pozo Fortuna Nacional 109	400		
Reparación menor Pozo Fortuna Nacional 10	400		
Perforación de Pozos	12,000		
Total	16,770		

Tabla 26.- Indicador de desempeño al cumplimiento del compromiso Contractual en función de las UT acreditadas (Fuente: CNH con información del Contratista).

*De 16,770 UT totales, el Contratista ha acreditado al 24 de abril de 2018, 300 UT; 1 actualización al modelo estático.

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 el monto de erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 27.

Sub-actividad petrolera	Programa de erogaciones 2018 [USD]	Erogaciones ejercidas [USD]	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
General			
Geofísica			
Geología			
Pruebas de Producción			
Ingeniería de Yacimientos			
Perforación de Pozos			
Otras Ingenierías			
Seguridad, Salud y Medio Ambiente			
Total	\$ 20,587,657		

Tabla 27.- Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas (Fuente: CNH con información del Contratista)

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

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

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

Si bien actualmente el Contratista cuenta con CURR No. ASEA-PEF-17018C, deberá informar a la ASEA sobre las actividades que plantea realizar en el marco de la modificación al Plan de Evaluación correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A9/2015, y de igual manera, deberá dar Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración, una vez que la Comisión haya aprobado la modificación al Plan, 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 de Evaluación, sin perjuicio de la obligación del Contratista de cumplir con la normativa aplicable respecto del Sistema de Administración de Riesgos.

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

En este contexto, la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético de la Secretaría de Economía evaluó el programa presentado por el Contratista en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio UCN.430.2018.279 de fecha 24 de julio 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. El Plan establece actividades encaminadas, principalmente, a identificar la continuidad de las arenas productoras de los yacimientos, tanto Mioceno Superior y Plioceno Inferior y determinar el potencial productor de los yacimientos del Área Contractual a través de la perforación de tres pozos, así como la toma de información planteada incluyendo las pruebas de producción a realizarse. De lo anterior se deriva que la Comisión considere que las actividades y tiempos de ejecución del Plan coadyuvan al desarrollo del conocimiento del potencial petrolero y del potencial de producción del Área Contractual, en beneficio del Estado.
2. Eleva el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo. Las actividades planteadas en el Plan de Evaluación tienen como estrategia incrementar el conocimiento del Área Contractual e identificar las oportunidades de desarrollo a futuro con un programa de extracción técnica y económicamente viable para el Estado y para el Contratista. Lo anterior con la finalidad de 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, actualización al modelo estático y estudios geológicos a detalle considerados en el Plan para conocer desde el punto de vista geológico, de producción y económico, el yacimiento de Mioceno Superior y Plioceno Inferior, con el fin de incorporar 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 se encuentran: herramientas adecuadas para la adquisición de núcleos de fondo, reprocesado de información sísmica 3D, las cuales permitirán incrementar el conocimiento del área a través de la mejora en la calidad de la imagen sísmica; los algoritmos de última generación, empleados en este tipo de técnicas, la caracterización de los yacimientos e incorporación de información reciente del yacimiento mediante el estudio y caracterización de la información derivada de la perforación de los pozos, permitirán 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.
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 solicitud de modificación del Plan de Evaluación se mantiene congruente con los objetivos planteados por el Contratista.

Las actividades consideradas en el Plan, además del cumplimiento del PMT, su incremento correspondiente, así como el compromiso adicional en virtud del Periodo Adicional de Evaluación, como parte de la obligación contractual, busca reunir los elementos necesarios para que el

Contratista determine la estrategia a seguir durante el Plan de desarrollo a largo plazo que, en su caso, presentará a la Comisión.

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

6. Procura el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. El Contratista considera la construcción previa de la tubería de recolección y líneas de descarga del pozo a perforar, con la finalidad de contar con la infraestructura necesaria para conducir la nueva producción hasta la Batería de Separación [REDACTED]. La producción de gas esperada durante el Periodo de Evaluación será únicamente la obtenida durante las pruebas de producción a realizarse para cada uno de los pozos.

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

Cabe hacer mención que en términos de lo dispuesto en el artículo 36 de los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos, en caso de que existan volúmenes de producción comercial derivados de pruebas de pozos, éstos deberán ser reportados en el balance conforme al formato establecido en el Anexo I de los mencionados lineamientos, lo anterior sin perjuicio del pago 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.

Lo anterior, toda vez que la modificación al Plan de Evaluación 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.
- b. Posible ubicación del pozo de evaluación a perforar. La propuesta de Modificación presenta la posible ubicación de los Pozos a perforar, así como el Cronograma que permitirá al Contratista llevar a cabo las actividades de perforación y terminación de los pozos [REDACTED], con el objetivo de caracterizar y producir los hidrocarburos almacenados en sedimentos correspondientes al Plioceno Inferior y Mioceno Superior identificados por correlación estratigráfica.

- c. Programas preliminares de perforación. La propuesta de modificación al Plan de Evaluación contiene los programas preliminares que consideran la ejecución de la perforación y terminación de los pozos F [REDACTED] así como toma de información adicional durante la operación de perforación.
- 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 de Evaluación aprobado por la Comisión y notificado al Contratista mediante oficio 260.520/2018 de fecha 25 de abril de 2018, en términos de la Cláusula 4.3 del Contrato.
- f. Programa de ejecución de las actividades de evaluación. La propuesta de modificación del Plan de Evaluación consiste en reprogramar, eliminar e incluir actividades aprobadas por la Comisión en el Plan Inicial de Evaluación, 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 mayo 2018.

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.

Es importante mencionar que la actualización referida no implica modificación alguna, motivo por lo cual formará parte del Plan de Evaluación 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 del Plan de Evaluación consideran la ejecución de las Unidades de Trabajo del Programa Mínimo y su Incremento no realizadas durante el Periodo Inicial de Evaluación y las Unidades de Trabajo 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 16,770 Unidades de Trabajo.

Sin perjuicio de lo anterior, cabe hacer mención que mediante escrito s/n recibido en esta Comisión el día 14 de febrero de 2018, el Contratista solicitó la acreditación de UT como parte de la ejecución de actividades en el Periodo Inicial, misma que fue atendida mediante el oficio 260.512/2018 el 24 de abril de 2018 de conformidad con lo dispuesto en el Anexo 6 del Contrato.

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

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

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

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

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable la Modificación al Plan de Evaluación para el Área Contractual 9 correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A9-2015, 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 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 Secretaría de Economía, 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.

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. MARIANA SANCHEZ COLÍN
Directora de Área
Dirección General de Medición

ELABORÓ

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

ELABORÓ

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

REVISÓ

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

REVISÓ

MTRO. JOSÉ CARLOS FEMAT ROMERO
Director General de Comercialización de Producción

REVISÓ

MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO
Directora General de Medición

REVISÓ

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

AUTORIZÓ

MTRO. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ
Titular
Unidad Técnica de Extracción

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