



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A8/2015

Dictamen Técnico Modificación del Plan de
Evaluación del Área Contractual 8 Duna

Contratista: Dunas Exploración y Producción,
S.A.P.I. de C.V.

Agosto 2018

A collection of handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'A' at the top right, and several other stylized signatures below it.

CONTENIDO	2
I. GENERALIDADES DEL CONTRATO	3
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN.....	5
III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS	5
IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PLAN	6
a) Características Generales y propiedades de los yacimientos.....	6
b) Comparativa, Motivo y Justificación de la modificación del Plan de Evaluación	6
c) Objetivo.....	9
d) Alcance.....	9
e) Actividades físicas	10
f) Perforación de Pozos.....	11
g) Intervalos de evaluación en los pozos perforados o a perforar	12
h) Reparación de pozos	12
i) Toma de información.....	13
j) Pronósticos de producción	14
k) Inversiones y gastos de operación	14
l) Mecanismos de medición.....	15
m) Comercialización de hidrocarburos.....	16
n) Aprovechamiento de gas	16
V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA.....	16
VI. CUMPLIMIENTO AL PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS Y CONTENIDO NACIONAL.....	18
VII. RESULTADO DEL DICTAMEN.....	19

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

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 Construcciones y Servicios Industriales Globales, S. A. de C. V. (Licitante Ganador) , resultó ser el Licitante Ganador del Área Contractual 8, con un Valor Mínimo de la Regalía Adicional del 20.08% y 88% de incremento en el Programa Mínimo de Trabajo (PMT).

En consecuencia, el 24 de diciembre de 2015 la Comisión publicó en el DOF el Fallo de la Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015 respecto de la Ronda 1, en el cual resolvió adjudicar el Contrato correspondiente al Área Contractual número 8 al Licitante Ganador.

En atención a lo dispuesto en el numeral 22.3 de las Bases de Licitación, el Licitante Ganador constituyó la sociedad de propósito específico denominada Dunas Exploración y Producción, S. A. P. I. de C. V. (Contratista) con el objeto de que esta última suscribiera el Contrato CNH-R01-L03-A8/2015 (Contrato) mismo que, formalizaron el 10 de mayo de 2016 (en adelante Fecha Efectiva).

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.

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).

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.

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 7 de abril de 2017, mediante la Resolución CNH.E.12.005/17 el Órgano de Gobierno de la Comisión aprobó el Plan de Evaluación correspondiente al Área Contractual Duna.

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 Período Inicial de Evaluación, es decir 4,600 Unidades de Trabajo (UT) más el Incremento al PMT por otras 4,048 UT.

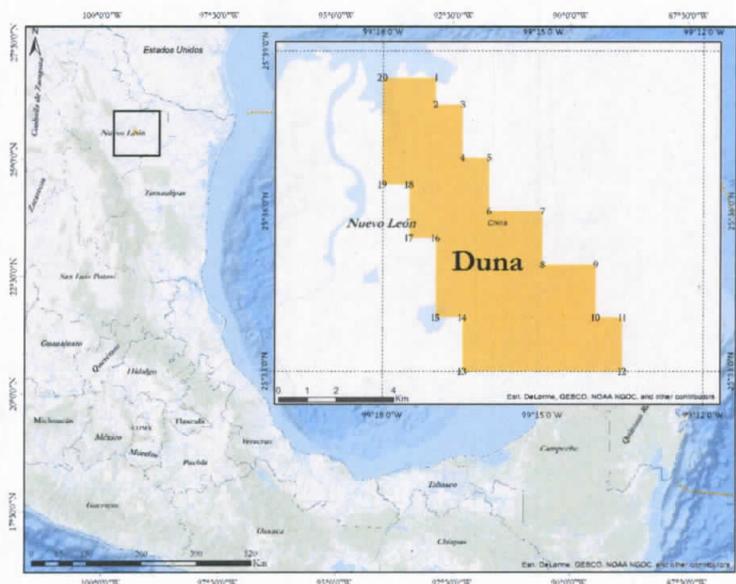
De conformidad con la cláusula 4.3 del Contrato el Contratista solicitó el Periodo Adicional de Evaluación el 12 de febrero de 2018, mediante el escrito DUNAS-011-RO1-L03-A8/2018, y fue aprobado por la Comisión el 25 de abril de 2018 mediante el oficio 260.519/2018, por lo que de conformidad con la misma cláusula deberá de realizar 4,000 UT adicionales, equivalentes a la perforación de un pozo, para realizar un total de 12,648 UT a lo largo del Periodo de Evaluación.

Antecedentes del Área Contractual

La Tabla 1 muestra las generalidades del Área Contractual, la cual se ubica al Norte de la República Mexicana, como se muestra en la Figura 1. El campo Duna se localiza a 114 kilómetros al suroeste de la ciudad de Reynosa Tamaulipas; geológicamente se encuentra dentro de la cuenca de Burgos. El campo Duna se encuentra dentro del municipio de China, localizándose en el extremo oriente del estado de Nuevo León, cuenta con 19 pozos perforados.

Nombre	Duna
Estado y Municipios	Nuevo León; China
Área Contractual	36.742 km ²
Fecha Efectiva	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	Dunas Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V.
Profundidad Media para Exploración y Extracción	Sin restricción

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



[Handwritten signatures and initials in blue ink]

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

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).

III. Criterios de Evaluación utilizados

La información presentada por el Contratista está en términos de las cláusulas 4.1, 4.2, 4.3 y Anexos 6 y 7 del Contrato, así como también el Anexo I, numeral 2, apartado VI de los "Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones" (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 advierte 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.

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

a) Características Generales y propiedades de los yacimientos

El Campo Duna geológicamente se encuentra en la Cuenca de Burgos, fue descubierto en 1976 con la perforación de pozo Duna-1, este campo está clasificado como productor de gas seco en areniscas de la formación Midway del Paleoceno.

La Tabla 2 muestra características del campo Duna.

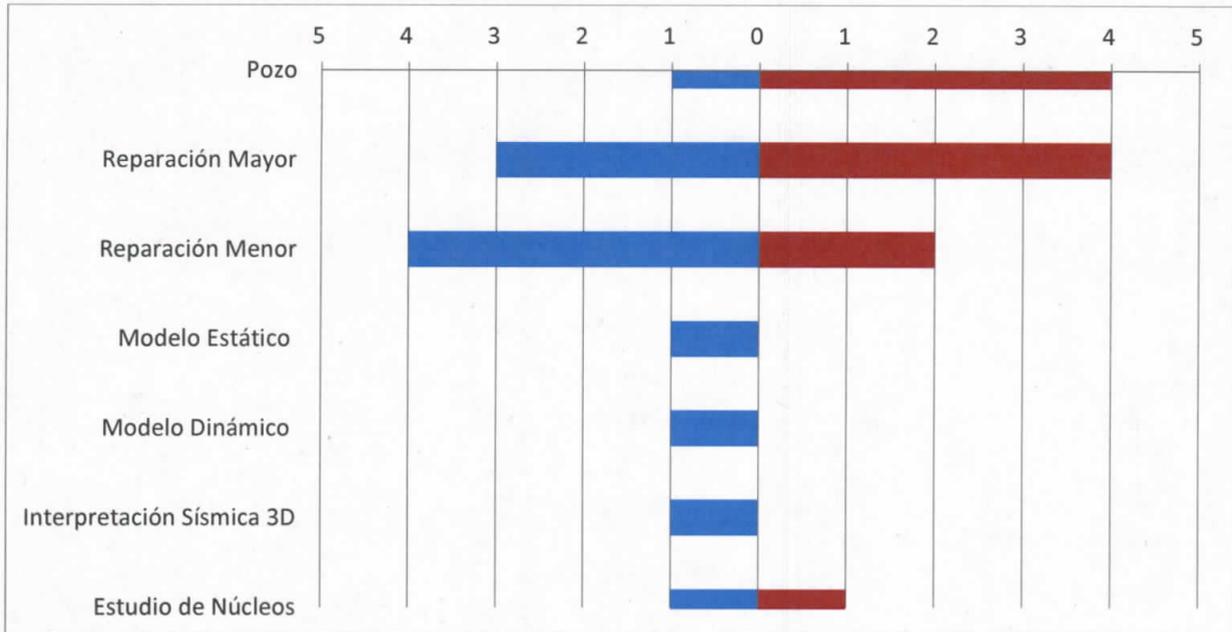
Características Generales	Duna
Área de Evaluación	
Pozo descubridor	
Fecha de descubrimiento	
Formación productora	
Tipo de hidrocarburo	
Profundidad promedio de las formaciones productoras	

Tabla 2. Características generales de la Asignación
(Fuente: Comisión con información del Contratista)

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

Durante el Periodo Inicial de Evaluación el Contratista no pudo realizar las actividades físicas propuestas que consistían en la perforación de 1 pozo, 3 reparaciones mayores, 1 menor y un análisis de núcleos, sin embargo realizó actividades de reprocesamiento sísmico, la realización de los modelos estático y dinámico de los yacimientos en el campo Duna y como resultado de su realización, se definieron las áreas con posibilidad de explotación a través de la programación de la perforación de pozos, así como en pozos ya perforados a través de Reparaciones Mayores (RMA) y la optimización de la explotación de los pozos en producción, mediante la implementación de Reparaciones Menores (RME), con base a lo anterior, se llevará a cabo la propuesta del plan de desarrollo del área contractual.

Derivado de los resultados obtenidos de las actividades mencionadas en el párrafo anterior, el Contratista propone modificar el plan de evaluación original, en cuya modificación propuesta se incrementa la cantidad de localizaciones de pozos a perforar, así como las RMA a realizar y la optimización de RME. En la Figura 3 se muestran las actividades que darán cumplimiento a las UT mínimas a acreditar.



* Se tomará un núcleo por cada pozo a perforar; sin embargo, el Contratista solo hace mención de uno para la acreditación de UT.

Los modelos estático y dinámico, así como la interpretación sísmica fueron ejecutadas durante el periodo inicial de evaluación. Actualmente se encuentran en proceso de acreditación de unidades de trabajo.

Figura 3. Comparativo de actividades físicas aprobadas contra actividades propuestas (Fuente: Comisión con información del Contratista)

Las actividades previstas en la modificación del Plan de Evaluación consideran la ejecución de las Unidades de Trabajo del Programa Mínimo y su Incremento, que no se realizaron durante el Periodo Inicial de Evaluación, asimismo, incluye las Unidades de Trabajo comprometidas adicionales para el Periodo Adicional, en términos del Anexo 6 del Contrato.

Sin perjuicio de lo anterior, se estima necesario que el Contratista presente a esta Comisión, en un plazo de diez días hábiles siguientes a la notificación de la Resolución por la que en su caso se apruebe la modificación al Plan de Evaluación, el cronograma actualizado de la modificación al Plan de referencia.

Asimismo, no se omite mencionar que esta Comisión observa que las actividades de perforación de pozos están muy cercanas a la culminación del Periodo Adicional de Evaluación del Contrato, por lo que se recomienda al Contratista tomarlo en consideración al momento de planificar las actividades relacionadas con dichas perforaciones, con el fin de que no se retrase la realización de estas.

Adicionalmente, una vez concluida la perforación de los pozos y reparaciones propuestos, así como la toma de información, se recomienda utilizar la información obtenida para actualizar los modelos estático y dinámico del campo.

En este sentido, del análisis técnico realizado se advierte que el Contratista prevé ejecutar un total de 20,025 UT durante el Periodo Adicional de Evaluación.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO							
Actividades	Unidad	Original (Aprobado)			Modificado (Propuesto)		
		Cantidad	Unidades de Trabajo (UT)	Total de Unidades de Trabajo (UT)	Cantidad	Unidades de Trabajo (UT)	Total de Unidades de Trabajo (UT)
Pozo	Por pozo	1	4,000	4,000	4	4,000	16,000
Reparación Mayor	Por reparación	3	800	2,400	4	800	3,200
Reparación Menor	Por reparación	4	400	1,600	2	400	800
Modelo Estático *	Unitario	1	300	300	0	300	0
Modelo Dinámico *	Unitario	1	300	300	0	300	0
Interpretación Sísmica 3D*	Por Área Contractual	1	30	30	0	30	0
Estudio de Núcleos	Unitario	1	25	25	1	25	25
				Total	8,655		
						Total	20,025

Sub-actividad	Original Aprobado (USD)	Modificado Propuesto (USD)
	0	0
	63,652.71	0
	72,415.57	12,985.15
	48,376.06	289,039.42
	245,551.79	152,157.99
	5,834.83	23,339.33
	3,982,007.50	12,430,684.85
	38,987.29	25,216.03
Inversión Total (USD)	4,456,825.75	12,933,422.77

* Actividad ejecutada durante el periodo inicial de evaluación
 Tabla 3. Comparativo del Plan aprobado y la propuesta de modificación de Plan. (Fuente: Comisión).

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature on the right and several smaller ones below it.

c) Objetivo

El objetivo del Plan presentado por el Contratista es evaluar el potencial del área de evaluación a través de la ejecución de las actividades programadas con la finalidad de determinar el volumen original de gas correspondiente al Área Contractual, así como los volúmenes de reserva remanente además de estar en posibilidad de definir la mejor alternativa de explotación, en beneficio del Estado.

d) Alcance

Derivado de los resultados de las actividades realizadas durante el Periodo Inicial de Evaluación consistentes en el reprocesamiento sísmico, la caracterización estática y dinámica de yacimientos el Contratista propone incrementar el número de pozos a perforar, incrementar las RMA, optimizar las RME y evaluar la operación de los pozos con Sistemas Artificiales de Producción (SAP).

Por lo cual el alcance del Plan de Evaluación contempla la perforación de cuatro localizaciones de evaluación, la realización de cuatro RMA y dos RME, y la evaluación de los pozos en producción con la implementación de SAP para pozos de gas como son: instalación de válvulas motoras, lanzadores de barras, tuberías capilares, émbolos viajeros y mini compresor a boca de pozo.

J *ML* *[Signature]*

[Signature] *[Signature]*

[Signature] *[Signature]*

777

e) Actividades físicas

El Contratista presentó la propuesta para la ejecución de las actividades relacionadas con la evaluación, dentro de las cuales se incluyen las que dan cumplimiento al PMT que son, la perforación de 4 pozos, la realización de 4 reparaciones mayores y 2 menores y el análisis de un núcleo.

Respecto al estudio de núcleos el Contratista plantea la realización de entre 1 y 4 por lo que solo incluyó 1 en el PMT, así como la evaluación de la implementación de sistemas artificiales en los pozos que cuentan actualmente con producción, y toma de información que contribuya a la determinación del volumen original del campo, reservas remanentes y factores de recuperación en sus diversas categorías, lo anterior se muestra en el siguiente cronograma.

	2018								2019			
	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19
Evaluación												
Geología (Evaluación)												
Análisis geoquímicos de muestras (Geología de Evaluación)												
Estudio de núcleos												
Análisis cromatográfico del gas												
Pruebas de Producción (Evaluación)												
Realización de pruebas de producción (Pruebas de Producción de Evaluación)												
Prueba de presión - producción												
Pruebas de potencial a pozo operando												
Pruebas con minicompresor a boca de pozo												
Pruebas con mecanismos de producción (válvula motora)												
Pruebas con mecanismos de producción (Tubería capilar y Embolo viajero)												
Pruebas con mecanismos de producción (Lanzador de barras)												
Desarenamiento con Sand Bailer o unidad de tubería flexible												
Ingeniería de Yacimientos (Evaluación)												
Cálculo de Reservas y estimaciones de producción (Ingeniería de Yacimientos de Evaluación)												
Estimación de volúmenes de reservas remanentes												
Actualización de pronósticos de producción												
Actualización del factor de recuperación												
Estudios presión, volumen y temperatura (PVT) (Ingeniería de Yacimientos de Evaluación)												
Toma de información con línea de acero (RPFC y RPF)												
Medición de trifásica a boca de pozo												
Toma de información con equipo de ecómetro												
Pruebas de variación de presión (PVP)												
Otras Ingenierías (Evaluación)												
Ingeniería conceptual (Otras Ingenierías de Evaluación)												
Ingeniería conceptual de caminos, accesos y localizaciones												
Ingeniería conceptual de líneas de descarga y equipamiento de pozos												
Diseño de instalaciones de superficie (Otras Ingenierías de Evaluación)												
Diseño de caminos, accesos y localizaciones												
Diseño de ductos (Otras Ingenierías de Evaluación)												
Diseño de líneas de descarga												
Perforación de Pozos (Evaluación)												
Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización (Perforación de Pozos de Evaluación)												
Diseño de la perforación del pozo (Aplicación de la metodología FELL)												
Localización del pozo a perforar												
Construcción de vías de acceso a la localización												
Servicios de perforación de Pozos (Perforación de Pozos de Evaluación)												
Servicio Integral de perforación de Pozos												
Terminación de Pozos (Perforación de Pozos de Evaluación)												
Diseño de la terminación del pozo												
Terminación de Pozos de Evaluación												
Reparación menor a pozo (Estimulación)												
Reparación mayor a pozo (cambio de intervalo)												

Figura 4. Actividades propuestas para el periodo adicional de evaluación en un periodo de 12 meses (Fuente: Comisión con información del Contratista)

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

f) Perforación de Pozos

Con respecto a la perforación de pozos dentro del campo Duna el Contratista tiene visualizadas 12 localizaciones. La ubicación de las localizaciones se determinó a partir del reprocesado sísmico, la caracterización estática y dinámica del yacimiento, y en la identificación de oportunidades de desarrollo de producción basado en:

- Identificación de zonas no drenadas y con volumen importante de reserva remanente.
- Zonas de baja o nula producción de agua
- Análisis de producción de localizaciones potenciales
- Evaluación Volumétrica.

Del total de localizaciones, el Contratista seleccionará 4 para llevar a cabo la perforación de pozos. Las mismas serán seleccionadas en función de la que represente mayores beneficios con base en el incremento de producción, reclasificación de reservas, así como el incremento en el factor de recuperación de gas, adicionalmente el Contratista depende de la interacción que se tenga con los dueños de los predios donde se establecen las coordenadas superficiales.

Para cada una de las localizaciones propuestas el Contratista presentó en la modificación al Plan de Evaluación la posible ubicación de los pozos de evaluación a perforar, así como el programa preliminar de perforación de cada pozo lo anterior, de acuerdo con lo establecido en el Anexo 7 del Contrato, no obstante el Contratista menciona que las coordenadas podrán modificarse dependiendo de la interacción que se tenga con los dueños de los predios donde se establecen las coordenadas superficiales o cuando se concluya el diseño definitivo del pozo con la Metodología FEL. En la siguiente Tabla se muestra la posible ubicación de las 12 localizaciones visualizadas por el Contratista:

Localización	Conductor		Objetivo		Formación Objetivo	Profundidad programada (m.v.b.m.r)	Tipo
	Coordenadas X	Coordenadas Y	Coordenadas X	Coordenadas Y			
Localización A "Duna CESIGSA 2"							
Localización E "Duna CESIGSA 3"							
Localización M "Duna CESIGSA 4"							
Localización R-13 "Duna CESIGSA 5"							
Localización C "Duna CESIGSA 6"							
Localización H "Duna CESIGSA 7"							
Localización D "Duna CESIGSA 8"							
Localización L "Duna CESIGSA 9"							
Localización H1 "Duna CESIGSA 10"							
Localización G "Duna CESIGSA 11"							
Localización B "Duna CESIGSA 12"							
Localización D1 "Duna CESIGSA 13"							

Tabla 4. Posible ubicación de los pozos a perforar (Fuente: Comisión con información del Contratista)

Es importante destacar que, la ubicación de las localizaciones, podrán modificarse dependiendo de la interacción que se tenga con los dueños de los predios donde se establecen las coordenadas superficiales o cuando se concluya el diseño definitivo del pozo.

Respecto a la terminación de los pozos, esta se llevará a cabo en los intervalos que presenten mejores características petrofísicas de acuerdo con el análisis y evaluación de los registros geofísicos tomados en la etapa de perforación de los pozos, así como, a los resultados de la terminación de los pozos vecinos.

Históricamente en el Campo Duna, la terminación de pozos se ha llevado a cabo incluyendo operaciones de fracturamiento hidráulico, debido a que esta técnica ha demostrado mejorar significativamente la productividad de los pozos. Dentro del programa de terminación de los 4 pozos a perforar, se contempla la técnica de fracturamiento hidráulico con apuntalante de acuerdo con el diseño que se realizará con la información petrofísica obtenida de la evaluación de los registros geofísicos, disparos realizados, así como de la prueba de inyectabilidad o minifrac que se realizará para tal efecto.

Es importante señalar que previo a la perforación de los pozos propuestos, el Contratista deberá informar a esta Comisión los pozos que va a perforar asimismo deberá obtener los permisos o autorizaciones de la Comisión, así como de otras autoridades competentes que dicte la Normatividad Aplicable atendiendo a sus requisitos y procedimientos específicos.

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



Sin menoscabo de lo anterior, el Contratista definirá la terminación de los pozos en los intervalos que presenten mejores características petrofísicas de acuerdo con el análisis y evaluación de los registros geofísicos tomados en la etapa de perforación de los pozos, así como, a los resultados de la terminación de los pozos vecinos.

h) Reparación de pozos

Dentro de la solicitud de modificación del Plan de Evaluación se plantea la realización de 4 RMA, las cuales consisten en realizar cambio de intervalo dentro de los pozos Duna-106, Duna-23, Duna 118 y Duna-3. El detalle de las RMA se muestra en la siguiente Tabla.

Pozo	Tipo de RMA	Intervalo actual			Intervalo propuesto		
		Profundidad	Arena productora	Producción mmpcd	Profundidad	Arena objetivo	Producción mmpcd
Duna-106							
Duna-118							

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

Duna-3	[Redacted]
Duna-23	

Tabla 5. Detalle de RMA (Fuente: Comisión con información del Contratista)

Adicionalmente, la solicitud de modificación del Plan de Evaluación incluye la realización de dos RME en los pozos Duna-33 y Duna-11. El detalle de las RME se muestra en la siguiente Tabla.

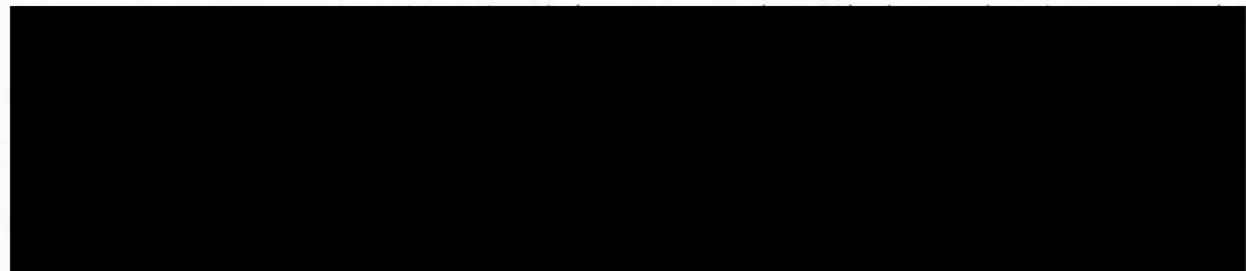
Pozo	Tipo de RME	Intervalo actual			Intervalo propuesto		
		Profundidad	Arena productora	Producción mmpcd	Profundidad	Arena objetivo	Producción mmpcd
Duna-33	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
Duna-11		[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

Tabla 6. Detalle de RME (Fuente: Comisión con información del Contratista)

i) Toma de información

El Contratista plantea la necesidad de evaluar el comportamiento y potencial de los yacimientos del área de evaluación, por lo que llevará a cabo actividades de toma de información en los pozos ya perforados del Área Contractual, tales como: registros de presión y temperatura de fondo fluyendo y cerrado, pruebas de potencial, pruebas de incremento y decremento de presión, con la finalidad de determinar la geometría de flujo del yacimiento al pozo, la determinación de barreras existentes y las propiedades características de las formaciones productoras.

Adicionalmente, con el objetivo de obtener un mejor conocimiento de las formaciones productoras del Área y de los intervalos de interés, durante la perforación y terminación de las 4 localizaciones propuestas, se llevará a cabo la siguiente toma de información:



- Registros de manifestación hidrocarburos.
- Corte y análisis de un núcleo, con el objetivo de determinar porosidad, permeabilidades, mojabilidad, presión capilar, entre otros parámetros.
- Pruebas de inyectabilidad.
- Pruebas de potencial.
- Pruebas de Producción.

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

- Toma de información con línea de acero (RPFC y PRFF).
- Toma de información con equipo de ecómetro.
- Pruebas de variación de presión.
- Análisis cromatográfico del gas.

j) Pronósticos de producción

La producción esperada de las actividades propuestas dentro de la modificación del Plan de Evaluación es la producción incremental, está conformada por las 4 localizaciones a perforar, así como por el beneficio esperado de las 4 RMA y 2 RME. La producción base es corresponde a la producción actual del campo, mientras que la producción incremental es la esperada de las actividades de evaluación que se encuentran propuestas en la presente solicitud de Modificación del Plan de Evaluación. La producción base e incremental se muestran en la Tabla 7 y Figura 5.

	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19
Producción Base	1.3	1.281	1.262	1.243	1.224	1.206	0.991	0.955	0.941	0.927	0.913	0.899
Producción Incremental	0	0	0	0	0	0	1.900	2.505	5.033	6.736	7.986	9.083

Tabla 7. Pronóstico de producción de gas en mmpcd (Fuente: Contratista)

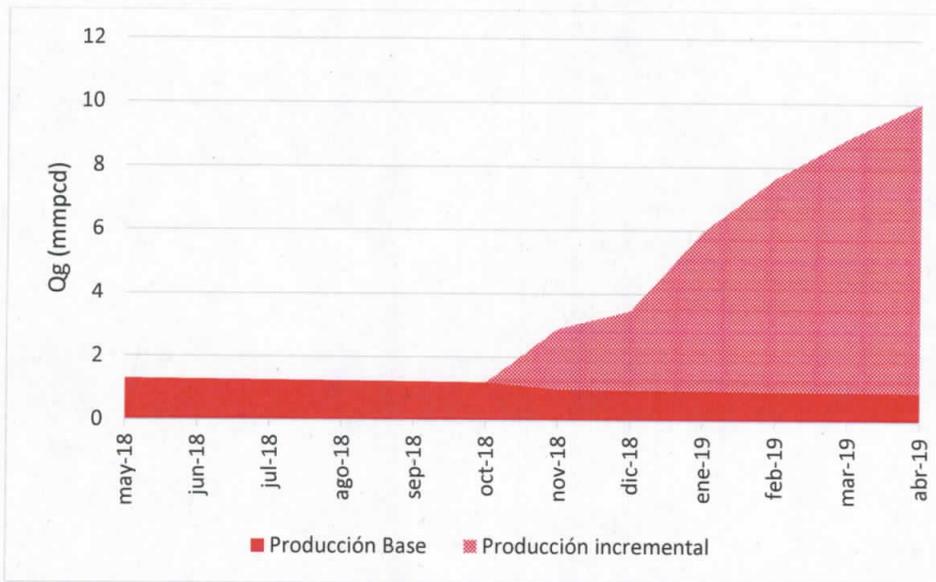


Figura. 5. Pronóstico de Producción de gas. (Fuente: Comisión con información del Contratista)

De acuerdo con el pronóstico de producción presentado se prevé que el Área Contractual tenga una producción acumulada de 999.34 millones de pies cúbicos de la producción incremental, producto de las actividades de evaluación en el periodo comprendido de noviembre de 2018 a abril de 2019.

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 estima es de aproximadamente 12.93 millones de dólares.

I. Descripción del Presupuesto

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

De acuerdo con la información presentada por el Contratista, el Presupuesto relacionado al Periodo Adicional de Evaluación, es el que se encuentra en la Tabla 8. Así mismo, la Figura 6 representa las proporciones que abarca cada Sub-actividad petrolera para la Actividad de Evaluación.

Actividad petrolera	Sub actividad petrolera	2018 ¹	2019	Periodo Adicional de Evaluación
Evaluación		8,487.03	4,498.12	12,985.15
		276,945.41	12,094.02	289,039.42
		98,338.35	53,819.64	152,157.99
		23,339.33	-	23,339.33
		1,989,756.65	10,440,928.20	12,430,684.85
		16,319.34	8,896.70	25,216.03
Total		2,413,186.09	10,520,236.68	12,933,422.77

Tabla 8. Presupuesto asociado al Periodo Adicional de Evaluación presentado por el Contratista (Montos en dólares de Estados Unidos)

De tal forma, la distribución del Presupuesto asociado al Plan modificado es el que se presenta en la Figura 6.

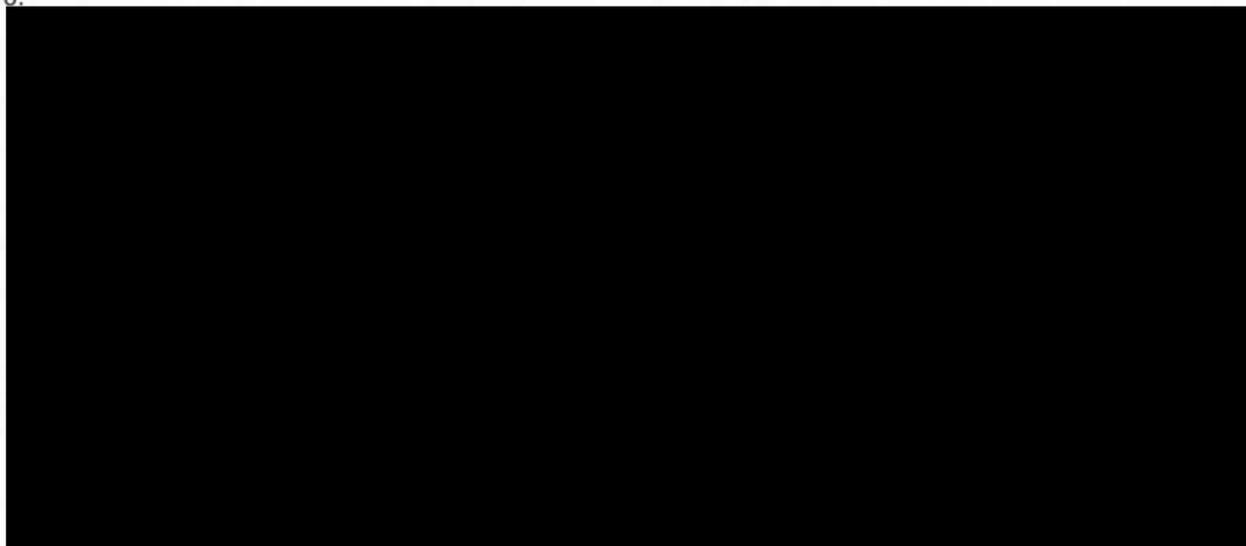


Figura 6. Distribución del Presupuesto, Actividad petrolera: Evaluación (Fuente: Comisión con información del Contratista)

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) Mecanismos de medición

¹ Considerando la información presentada por el Contratista a partir de mayo de 2018.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'C' and the number '777' at the bottom right.

La modificación al Plan de Evaluación propuesta por el Contratista no es objeto de modificación a los temas de medición de hidrocarburos, derivado de que los objetivos y alcances de la dicha modificación no involucran temas de medición. Por lo tanto, este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente.

m) Comercialización de hidrocarburos

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.

n) Aprovechamiento de gas

Por lo que respecta al aprovechamiento de gas la modificación al Plan, no generan impacto alguno en lo que compete a dicho apartado. Por lo tanto, este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado en el Plan vigente.

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 del cumplimiento del PMT y su incremento: el Contratista deberá acreditar un total de 12,648 UT para cumplir con el compromiso contractual asociado al PMT, su incremento y las UT asociadas al Compromiso Adicional para la autorización del Periodo Adicional de Evaluación, el Contratista en la presente propuesta propone actividades por 20,025 UT. 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 9.

Actividad	UT planeadas	UT acreditadas	% de cumplimiento
Perforación de pozos	16,000		
Reparaciones Mayores	3,200		
Reparaciones Menores	800		
Estudio de núcleos	25		
Total	20,025		

Tabla 9. 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 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 10.

Sub-actividad	Programa de erogaciones (USD)	Erogaciones ejercidas (USD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
i.	12,985.15		
ii.	289,039.42		
iii.	152,157.99		
iv.	23,339.33		
v.	12,430,684.85		
vi.	25,216.03		
Presupuesto Total	12,933,422.77		

Tabla 10. Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

[Handwritten marks]

[Handwritten signatures and marks]

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.

A través del oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0524/2018 recibido en esta Comisión el 23 de mayo, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA o Agencia) dio respuesta a la solicitud de evaluación de la información presentada por el Contratista indicando que éste cuenta con una Autorización a su Sistema de Administración con No. ASEA-DUE17027C/AI1417 otorgada mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1251/2017 de fecha 08 de diciembre de 2017. Por otro lado, la AGENCIA manifestó que el REGULADO no ha informado a la AGENCIA las actividades que plantea realizar en el marco de la solicitud de aprobación de la modificación del Plan de Evaluación correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A8/2015. Así mismo que las modificaciones propuestas por el REGULADO, si impactan al Sistema de Administración, derivado de que las actividades mencionadas en la Autorización del Sistema de Administración, de acuerdo con el Dictamen Técnico del Plan de Evaluación del Área Contractual 8, Duna aprobado por la COMISIÓN.

Por lo anteriormente expuesto, la **AGENCIA** hace del conocimiento de esta Comisión que, para efectos de encontrarse amparadas, en la autorización emitida mediante oficio **ASEA/UGI/DGGEERC/1251/2017**, las actividades planteadas por el **REGULADO** para la modificación al Plan de Evaluación correspondiente al contrato **CNH-R01-L03-A8/2015**, el **REGULADO** debe realizar ante la AGENCIA lo siguiente:

- Previo a la ejecución de las actividades que no cuentan con la aprobación de la COMISIÓN, la Empresa Dunas Exploración Y Producción, S.A.P.I de C.V., deberá presentar ante la AGENCIA. la aprobación que la COMISIÓN en su momento le otorgue, para efectos de encontrarse amparadas en la autorización emitida mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1251/2017.

Aunado a lo anterior. cabe señalar que el Contratista está obligado a dar cabal cumplimiento a los TÉRMINOS establecidos en el oficio de Autorización **ASEA/UGI/DGGEERC/1251/2017** de fecha 08 de diciembre de 2017, así como al trámite denominado "ASEA-00-025 Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración" y los demás documentos oficiales que se hayan emitido por la **AGENCIA**.

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.

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.430.2018.288 recibido en la Comisión el 1 de agosto 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 en 33.96%.

VII. Resultado del dictamen

Se advierte que las modificaciones propuestas por el Contratista cumplen con el contenido del artículo 39, fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 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 del Plan propone la realización de actividades, encaminadas a la evaluación de los yacimientos dentro del Área Contractual, lo anterior, se concluye derivado de que el Contratista tiene visualizadas 12 localizaciones, de las cuales perforará 4 pozos, realizará 4 RMA y 2 RME, mantenido el objetivo de determinar el volumen original, así como los volúmenes remanentes de reservas, la realización de dichas actividades permitirán al Contratista plantear un Plan de Desarrollo de largo plazo.
2. Eleva el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de gas natural en el largo plazo. Las actividades realizadas durante el Periodo Inicial de Evaluación, mismas que consistieron en el reprocesamiento de la información sísmica así como la actualización de los modelos estático y dinámico, en conjunto con la actividad física planteada y la toma de información propuesta, permitirán al Contratista definir una estrategia de largo plazo para la producción del campo, que le permitan elevar el factor de recuperación así como la obtención del volumen máximo de gas natural en el largo plazo.
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 pozos y la realización de RMA 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 Extracción de Hidrocarburos en función de los resultados productivos y económicos. Los pozos planteados para perforar, así como las RMA, fueron propuestas con base en los resultados de las tecnologías utilizadas, durante las actividades de reprocesamiento sísmico, asimismo en la modificación al Plan de Evaluación se contempla la utilización de lodos de perforación adecuados para las características del Área Contractual, adicionalmente se propone seleccionar fluidos fracturantes adecuados que minimicen el daño a la fractura y la formación, con el fin de obtener mejores



resultados de producción de pozos, En este sentido, también contempla la utilización de herramientas con tecnología propia para realizar mediciones de presión y temperatura.

5. Promueve el desarrollo de las actividades de 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 de que el Periodo Adicional de Evaluación, 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 que se promoverán las actividades de Extracción al amparo de un Plan de Desarrollo.

6. Procura el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de Extracción de Hidrocarburos. Dado que el Área Contractual es productora de Gas Natural no Asociado, no son aplicables las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento del Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Sin embargo, el Contratista plantea la comercialización del 100% del gas producido.

La modificación al Plan de Evaluación mantiene y adiciona las actividades aprobados por la Comisión mediante Resolución CNH.E.12.005/17 del 7 de abril de 2017. Lo anterior, derivado por lo expuesto por el Contratista con relación a la reinterpretación de la información sísmica disponible, así como a la actualización de los modelos estático y dinámico.

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 de largo 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 Plan propuesto contiene actividades de evaluación dentro del Área Contractual, así como un presupuesto asignado a las mismas. Con respecto a la perforación de pozos, el Plan propuesto contiene 12 localizaciones visualizadas, incluyendo el estado mecánico, así como los intervalos de evaluación para cada propuesta, de las cuales finalmente el Contratista perforará 4 pozos.
- b. Posible ubicación de los Pozos de Evaluación a perforar. La propuesta de Modificación al Plan de Evaluación contempla 12 localizaciones, de las cuales perforará 4 pozos, para ello presenta las coordenadas de la posible de ubicación de los pozos.
- c. Programas preliminares de perforación. La propuesta de modificación al Plan de Evaluación presenta los programas preliminares de perforación de las 12 localizaciones propuestas, de las cuales perforará solo 4 de ellas.
- 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 260.519/2018 del 25 de abril del 2018 emitido por la UATAC, 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, 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.

En este sentido, del análisis técnico realizado se advierte que el Contratista prevé ejecutar un total de 20,025 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 8 correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A8-2015, 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 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.12.005/17 del 7 de abril del 2017.

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

↓ m
C
C
C
C

ELABORÓ

ING. JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ

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

LIC. JOSÉ CARLOS FEMAT ROMERO

Director General de Comercialización de Producción

REVISÓ

MTRA. MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO

Directora General de Estadística y Evaluación
Económica

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 de la 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-A8/2015 Campo Duna.