



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A17/2016

Dictamen Técnico Modificación Plan de
Evaluación del Área Contractual 17, Paso
de Oro

Contratista: Servicios de Extracción
Petrolera Lifting de México, S. A. de C. V.

Octubre 2018

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

CONTENIDO 2

I. GENERALIDADES DEL CONTRATO 3

II RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN 6

III CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS..... 7

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

a) Características Generales y Propiedades de los yacimientos 8

b) Comparativa, Motivo y Justificación de la Modificación del Plan de Evaluación 8

c) Objetivo 10

d) Alcance 10

e) Actividades físicas 10

f) Perforación de Pozos 12

g) Ubicación de los pozos de evaluación a perforar 12

h) Intervalos de evaluación en los pozos a perforar 12

i) Toma de información. 13

j) Pronóstico de producción 15

k) Inversiones y gastos de operación..... 16

l) Mecanismos de medición 17

m) Comercialización de hidrocarburos..... 19

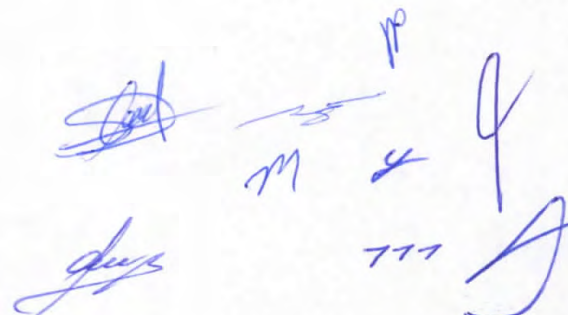
n) Aprovechamiento de gas 20

V MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA..... 21

VI PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS 23

VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA 25

VIII RESULTADO DEL DICTAMEN..... 26



I. Generalidades del Contrato

En el marco de la Reforma Energética, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión o CNH) 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 (DOF) la Tercera Convocatoria CNH-R01-C03/2015 para el proceso de Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015 respecto de la ronda 1, para la adjudicación de Contratos para la Extracción de Hidrocarburos en veinticinco Áreas Contractuales terrestres.

Como parte del proceso de licitación, el 19 de noviembre de 2015, mediante acuerdo CNH.E.46.001/15, la Comisión aprobó la versión final de las Bases de Licitación y en atención a su contenido, se llevaron a cabo los actos de cada una de las etapas de dicho proceso, incluyendo el Acto de Presentación y Apertura de Propuestas celebrado el 15 de diciembre de 2015, en el cual la empresa Geo Estratos, S. A. de C. V. en consorcio con Geo Estratos MXoil Exploración y Producción, S.A.P.I. de C.V., resultó ser el Licitante Ganador del Área Contractual 17, con un Valor Mínimo de la Regalía Adicional del 67.61 y 30% 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; de conformidad con lo dispuesto en el numeral 22.4 de las Bases de la Licitación, el Licitante Ganador, no llevó a cabo la firma del contrato, por lo que el Área Contractual fue reasignada a Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S. A. de C. V., (en adelante, Contratista), (segundo lugar), ya que su Propuesta cumplió con los criterios de adjudicación previstos en estas Bases, formalizaron el 25 de agosto de 2016 (en adelante Fecha Efectiva), la firmó del Contrato No. CNH-R01-L03-A17/2016 (en adelante Contrato), para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia.

La vigencia del Contrato es de 25 años contractuales a partir de la Fecha Efectiva y dos prórrogas de 5 años cada una, en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación del Contrato, incluyendo las relativas al abandono, la indemnización, la seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente.

En cumplimiento a la Cláusula 4.1 del Contrato, el 21 de diciembre 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.

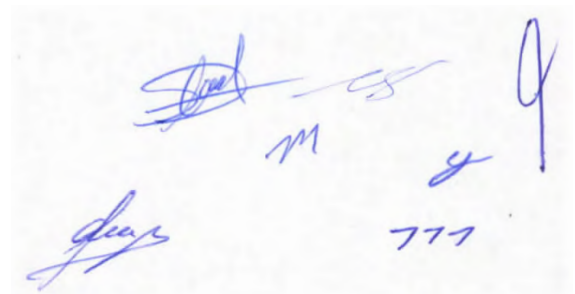
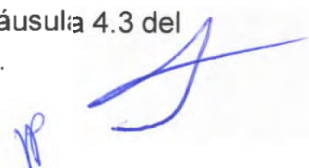
El 13 de noviembre de 2015 se publicaron en el DOF los "Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones" (en adelante, los Lineamientos).

En este sentido, en el marco de la 54ª Sesión Extraordinaria de 2016 celebrada el 10 de octubre de dicho año, 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 21 de junio de 2017, mediante la Resolución CNH.07.001/17 el Órgano de Gobierno de la Comisión aprobó el Plan de Evaluación correspondiente al Área Contractual 17, Paso de Oro.

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 Programa Mínimo de Trabajo (PMT) establecido en el Contrato durante el Período Inicial de Evaluación, es decir 4,600 Unidades de Trabajo (UT) más el Incremento al Programa Mínimo de Trabajo por otras 184 Unidades de Trabajo, para realizar un total de 4,784 Unidades de Trabajo a lo largo del Periodo de Evaluación.

De conformidad con la cláusula 4.3 del Contrato el Contratista solicitó el Periodo Adicional de Evaluación el 14 de mayo de 2018, mediante oficio CNH-R01-L03-A17/064-18, y fue aprobado por la Comisión el 15 de junio de 2018 mediante el oficio 260.795/2018, por lo que de conformidad con la misma Cláusula deberá de realizar 4,000 UT adicionales, equivalentes a la perforación de un pozo, debiendo acreditar un total de 8,784 UT a lo largo del Periodo de Evaluación.

Mediante Oficio CNH-R01-L03-A17/078-2018 recibido en la Comisión el 8 de junio de 2018, el Contratista ingresa 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.



Antecedentes del Área contractual

En el campo se perforaron los pozos Paso de Oro-1, Paso de Oro-4 y Paso de Oro-5, donde únicamente Paso de Oro-1 resultó productor de aceite y gas en Cretácico Inferior y Jurásico Superior, con un gasto inicial de aceite de 2,540 barriles de aceite por día y Gas disuelto de 0.7 millones de pies cúbicos diarios. La Tabla 1 muestra las generalidades del Área Contractual, la cual se ubica en el estado de Veracruz, aproximadamente a 47 kilómetros de la ciudad de Poza Rica, en los municipios de Papantla y Martínez de la Torre; pertenece a la cuenca de Tampico Misantla. Actualmente no se cuenta con infraestructura para producción.

Concepto	Generalidades del Contrato
Nombre	Paso de Oro
Estado y Municipio	Papantla y Martínez de la Torre, Veracruz
Área del Contrato	23.118 km ² Polígono A: 19.133 km ² ; Polígono B: 3.188 km ² ; Polígono C: 0.797 km ²
Fecha de Emisión/Firma	25 de agosto de 2016
Vigencia (años)	25 años a partir de la fecha efectiva
Tipo de Contrato	Licencia
Operador	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S. A. de C. V.
Profundidad promedio de las formaciones productoras	Paso de Oro, Polígono A: sin Restricción Paso de Oro, Polígono B: Sin Restricción Paso de Oro, Polígono C: Todas las formaciones geológicas con excepción de la formación "Chicontepec" del Eoceno Inferior-Paleoceno Inferior
Otras características	Aceite negro y Gas asociado

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

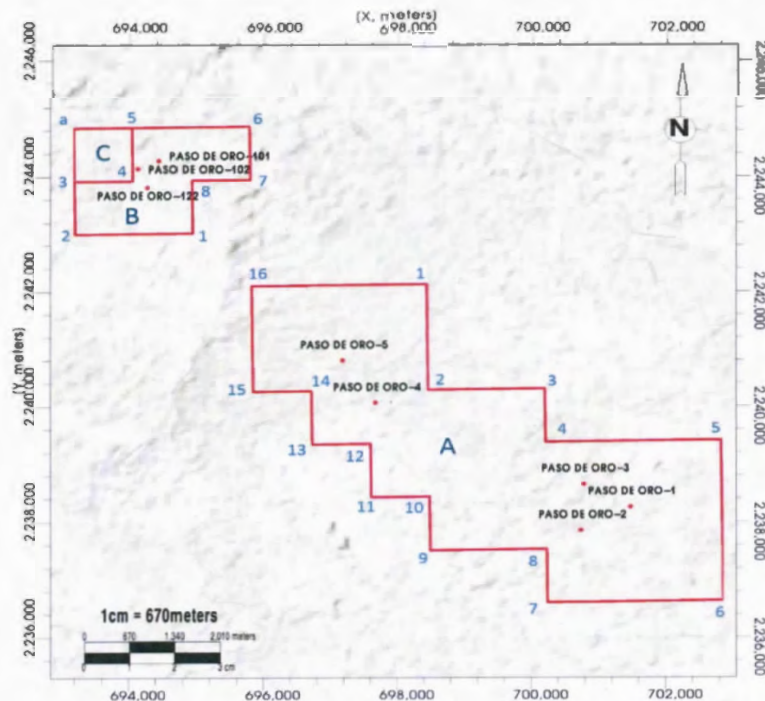


Figura 1. Ubicación del Área Contractual. (Fuente: Comisión)

II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

En la Figura 2, se observa la relación cronológica del proceso de evaluación respecto de la solicitud de modificación.

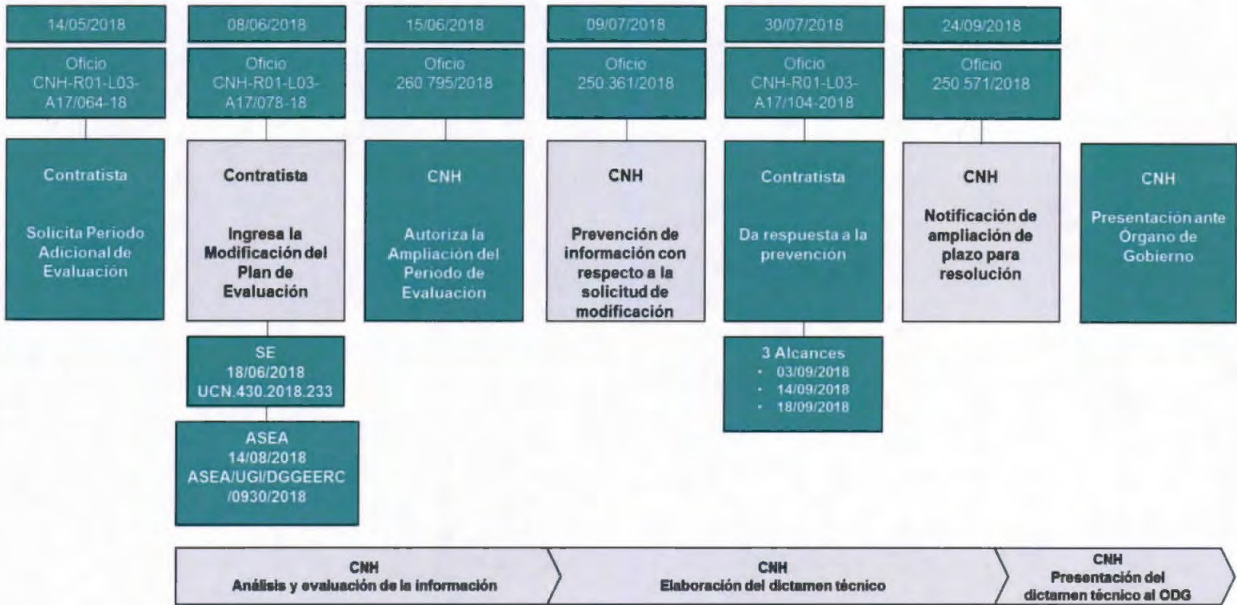


Figura 2. Etapas del proceso de evaluación, dictamen y resolución de la Modificación al Plan de Evaluación (Fuente: Comisión).

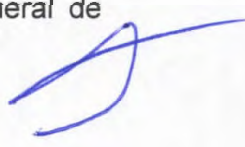
Handwritten signature in blue ink.



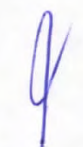

Handwritten signatures and initials in blue ink.

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.

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, lo anterior se corrobora con las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0091/2018, a cargo de la Dirección General de Dictámenes de Extracción.

MP 

  
M y
 777

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

a) Características Generales y Propiedades de los yacimientos

El Campo Paso de Oro geológicamente pertenece a la cuenca Tampico Misantla y se encuentra ubicado a 47 km al sureste de la ciudad de Poza Rica en los municipios de Papantla y Martínez de la Torre, Veracruz. El campo en comento fue descubierto en octubre de 1959, con la perforación y terminación del pozo exploratorio Paso de Oro-1, que resultó productor de aceite y gas en calizas de las formaciones Tamaulipas Inferior y San Andrés, del Cretácico Inferior y Jurásico Superior respectivamente, con un gasto inicial de aceite de 2,540 bpd y Gas disuelto de 0.7 mmpcd.

En la Tabla 2 se muestran las características principales del Área Contractual.

Características Generales	Paso de Oro
Nombre	Área Contractual 17, Paso de Oro
Área de Evaluación	23.118 km ² Polígono A: 19.133 km ² ; Polígono B: 3.188 km ² ; Polígono C: 0.797 km ²
Pozo descubridor	Paso de Oro-1
Fecha de descubrimiento	Octubre de 1959
Profundidad promedio de las formaciones productoras	Cretácico Inferior: 2700 m Jurásico Superior Tithoniano: 3050 m Jurásico Superior Kimmeridgiano: 3150 m
Tipo de hidrocarburo	Aceite negro y gas asociado
Densidad aceite (°API)	20 - 22
Otras características	Campos vecinos productores de aceite y gas en arenas terciarias, calizas arrecifales del Cretácico Medio, calizas fracturadas del Cretácico Inferior y facies de desarrollo de bancos oolíticos y grainstone de peletoides del Jurásico Superior.

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

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

Para el periodo inicial de Evaluación, la Comisión aprobó la perforación de 1 pozo, y una reparación mayor (en adelante, RMA). Sin embargo, la perforación del pozo no pudo realizarse en tiempo. El SASISOPA del Campo Paso de Oro se autorizó hasta el día 21 de febrero del 2018, por lo que a partir de esta fecha se programó la RMA del Pozo Paso de Oro 1.

No obstante, lo anterior el Contratista realizó la RMA y actualizó el Modelo estático; así como estudios estratigráficos y se realizó también adquisición sísmica, 2D, 3D y 4D multicomponente. Los estudios estratigráficos y la sísmica no acreditan unidades, sin embargo, se incluyen y ejecutaron para coadyuvar a un mayor entendimiento del marco

geológico local y regional que se debe tener para fundamentar los planes y actividades correspondientes al plan mínimo de trabajo y el plan de evaluación en general.

PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO								
		Original (Aprobado)			Modificado (Propuesto)			
Actividades	Unidad	Cantidad	Unidades de Trabajo (UT)	Total de Unidades de Trabajo (UT)	Unidades de Trabajo (UT) Acreditadas	Cantidad	Unidades de Trabajo (UT)	Total de Unidades de Trabajo (UT)
Perforación de Pozos	Por pozo	1	4,000	4,000		2	4,000	8,000
Reparación mayor	Por reparación	1	800	800	800	0	800	0
Actualización modelo estático	Unitario	1	300	300	300	0	300	0
Estudio de núcleos*	Unitario	4	25	100		4	25	100
		Total		5,200			Total	8,100

Tabla 3. Actividades PMT (Fuente: Contratista)

Sub-actividad	Original Aprobado (USD)	Modificado Propuesto
General	3,072,787	1,307,055
Geofísica	230,000	140,000
Geología	70,000	450,200
Pruebas de Producción	-	180,000
Ingeniería de Yacimientos	250,000	250,000
Otras Ingenierías	-	
Perforación de Pozos	9,272,905	15,784,460
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	20,174	51,217
Inversión Total (USD)	12,915,866	18,162,932

Tabla 4. Comparativo de Inversiones entre el Plan aprobado y la propuesta de Modificación de Plan. (Fuente: Comisión).

El compromiso Contractual durante el Periodo Inicial de Evaluación era el cumplimiento de 4,784 Unidades de Trabajo (en adelante, UT), de las cuales; 4,600 representan el PMT y 184 el Incremento a éste, en el Periodo de Evaluación Inicial (1) Año, con la extensión del Periodo Adicional de Evaluación, el compromiso es ejecutar adicionalmente 4,000 Unidades de Trabajo, en un periodo adicional de un (1) Año, comprometiendo un total de 8,784 Unidades de Trabajo a ejecutar. Sin menoscabo de lo anterior, a través del oficio 260.1139/2018, la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos (UATAC) de esta Comisión, acreditó 1,100 UT correspondientes a actividades realizadas durante el Periodo Inicial de

Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'RP', 'm', and '777'.

Evaluación, por lo cual, el Contratista debe cumplir con al menos 7,684 UT durante el Periodo Adicional de Evaluación. La solicitud de Modificación del Plan de Evaluación presentada por el Contratista contempla la ejecución de actividades que podrían acreditar hasta 8,100 UT.

Derivado de lo anterior, el Contratista mantiene como sus objetivos principales el determinar y evaluar la reserva remanente, establecer la capacidad de infraestructura de producción requerida para el probable manejo de producción. Por tal motivo el Contratista contempla la realización de muestreo y análisis de fluidos, corte y recuperación de núcleos y pruebas de presión, la anterior, encaminado a una mayor certidumbre de la producción esperada. A continuación, se presenta un comparativo del programa de actividades y presupuesto aprobados para el Periodo Inicial de Evaluación, contra la propuesta de la presente Modificación en las Tablas 3 y 4.

c) Objetivo

El objetivo planteado por el contratista en la Modificación presentada es el conocimiento del potencial de hidrocarburos del Área Contractual, así como determinar la estrategia de extracción que permita maximizar el valor económico de los hidrocarburos y que sirva de base para la elaboración de un futuro Plan de Desarrollo; es decir, consiste en evaluar el potencial del área de evaluación a través de la ejecución de las actividades programadas con la finalidad de determinar la reserva remanente 1P, 2P y 3P. Asimismo, se pretende establecer la infraestructura requerida para el manejo de la producción esperada.

d) Alcance

Derivado de los resultados de las actividades realizadas durante el Periodo Inicial de Evaluación, el Contratista presentó la propuesta para la ejecución de las actividades relacionadas con la evaluación del potencial de Hidrocarburos en el Área Contractual, para lo cual perforará 2 pozos, 4 estudios de núcleos, un análisis de Hidrocarburos, dos pruebas PVT, cálculos, pronósticos y certificación volumétrica y 2 pruebas de presión-producción. Con respecto a las actividades propuestas, el Contratista solo podrá acreditar UT, por las actividades ejecutadas durante el Periodo de Evaluación, de conformidad con el Anexo 6 del Contrato.

e) Actividades físicas

El Contratista plantea perforar 2 pozos, 4 estudios de núcleos, un análisis de Hidrocarburos, dos pruebas PVT, cálculos, pronósticos y certificación volumétrica y 2 pruebas de presión-producción, de conformidad con el siguiente cronograma:

Actividades/Tareas	2018						2019						
	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL
1. Evaluación													
1.1 Geología													
Muestreo y Análisis de Hidrocarburos del Pozo Paso de Oro 1				■									
Estudio convencional y especial de núcleo del Pozo Paso de Oro 1DEL			■	■	■	■							
1.2 Ingeniería de Yacimientos													
PVT del Pozo Paso de Oro 1DEL				■			■						
Modelo estático	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■			
Cálculo, Pronósticos y Certificación Volumétrica										■	■		
1.3 Perforación de pozos													
Perforación del Pozo Paso de Oro 1DEL / Terminación	■	■	■										
Perforación del Pozo Paso de Oro B / Terminación						■	■	■					
1.4 Prueba de producción													
Prueba de Presión-Producción del Pozo Paso de Oro 1DEL				■									
Prueba de Presión-Producción del Pozo Paso de Oro B									■				

Figura 3. Actividades propuestas en el Plan de Evaluación. (Fuente: Comisión con información del Contratista)

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 dentro de los diez días hábiles siguientes a la notificación del Dictamen, a efecto de que el inicio de este sea acorde con la fecha de aprobación de la Modificación; adicional a lo anterior, dentro de dicha actualización el Contratista deberá especificar si las pruebas PVT contempladas serán únicamente para el pozo Paso de Oro 1DEL o bien, se tiene contemplado realizar una para el pozo Paso de Oro B.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including "P", "Q", "M", "S", "Y", "777", and "J".

f) Perforación de Pozos

El Contratista contempla llevar a cabo la perforación de dos Pozos: Paso de Oro-1DEL y Paso de Oro-B, cuyos objetivos se encuentran en las formaciones Cretácico Inferior y J.S.K. Dichas perforaciones serán direccionales: con ángulo máximo de desviación de 60° y 30°, respectivamente.

Es importante señalar que previo a la perforación de los pozos propuestos, el Contratista deberá obtener los permisos o autorizaciones de otras autoridades competentes que dicte la normatividad aplicable atendiendo a sus requisitos y procedimientos específicos además dar aviso a la Comisión de la perforación.

g) Ubicación de los pozos de evaluación a perforar

Los pozos propuestos para ser perforados se ubicarán en el polígono B del Área Contractual.

Las coordenadas en superficie se muestran en la siguiente tabla:

Pozo	Coordenadas superficiales (X)	Coordenadas superficiales (Y)
Paso de Oro-1DEL	701, 460	2, 238, 244
Paso de Oro-B	701, 474.17	2, 238, 275.31

Tabla 5. Coordenadas en superficie de los pozos propuestos (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

h) Intervalos de evaluación en los pozos a perforar

Paso de Oro 1DEL	Cretácico Inferior	2,912	3,507.13	2,852.7
	J.S. Kimmeridgiano	3,120	3,934.55	2,985.7
Paso de Oro B	Cretácico Inferior	2,929	3,194.44	2,869.7
	J.S. Kimmeridgiano	3,081	3,371.31	3,021.7

Tabla 6. Objetivos propuestos (Fuente: Comisión con información del Contratista)

i) Toma de información

Registros

Se llevará a cabo la toma de información durante la perforación de los pozos propuestos por medio de registros con cable:

- Rayos gamma
- Resistividad
- Sónico Compresional
- Rayos gamma espectral
- Litodensidad – PEF
- Porosidad – Neutrón-Geometría de Agujero
- Micro-imágenes resistivas
- Ultrasónico de Cemento
- Resonancia Magnética
- Caliper
- CBL-VDL
- Sónico Dipolar

Toma de núcleos y estudios propuestos

Durante la perforación del pozo Paso de Oro-1DEL se tiene programado el corte de cuatro núcleos en las formaciones productoras Cretácico Inferior y J.S. Tithoniano, con la finalidad de evaluar los parámetros petrofísicos. La distribución de los núcleos quedará de la siguiente manera:

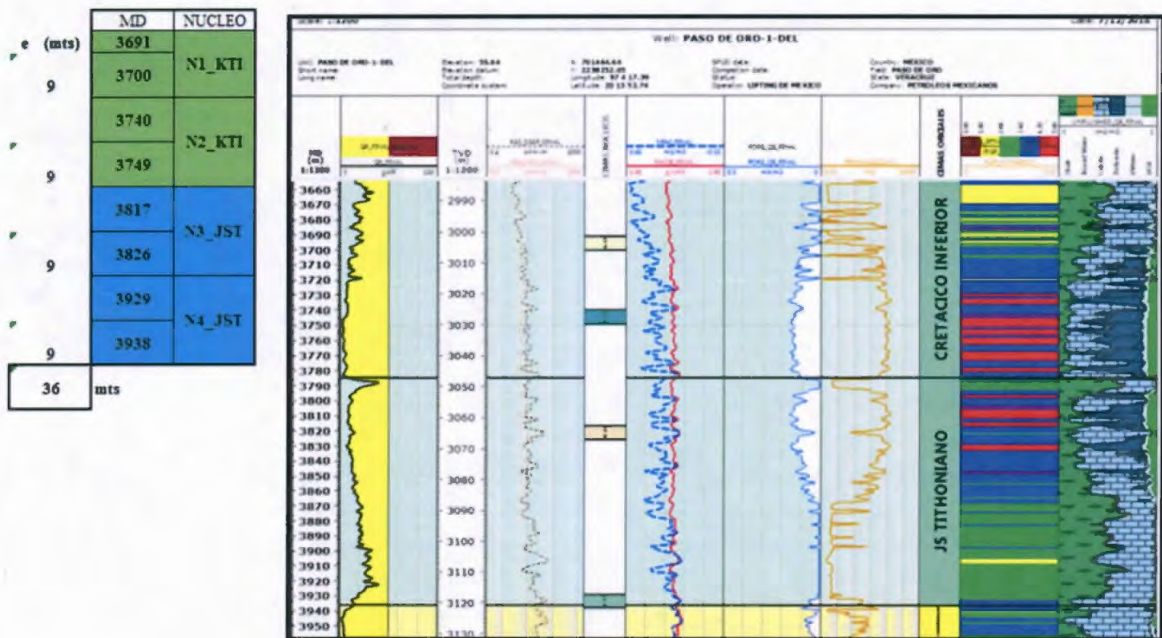


Figura 4. Programa de toma de núcleos (Fuente: Contratista)

Los estudios que se realizarán a los núcleos cortados son los siguientes:

- **Análisis Geológicos de Núcleos**

Descripción Sedimentológica y Estratigráfica con descripción de Facies;

Análisis Palinológico, Foraminíferos y Nanofósiles;

Secciones delgadas para Porosidad en Núcleo.;

Descripción petrográfica detallada (300 puntos);

Piking para elaboración de secciones delgadas en ripios;

Difracción de Rayos X (XRD) Cuantificación Muestra Total y Arcillas;

Microscopía Electrónica, con descripción de Reservorio;

Integración de Datos e Interpretación;

- **Análisis Convencional de Núcleos**

Porosidad al Helio

Saturación de Fluidos Método Dean-Stark Plggs;

Porosidad al Helio y Densidad de grano;

Permeabilidad al Aire y Klinkenberg;

Permeabilidad al Aire MAX y MIN 0° y 90° (y vertical);

Perfil de Permeabilidad;

- **Análisis Especiales de Núcleos**

Presión Capilar por Centrifugación, Sistema Aceite - Salmuera, Condiciones ambiente, Curva Drenaje-Imbibición;

Factor de Formación Y Medida Co-CW;

Índice de Resistividad;

Humectabilidad Método de Amott Alta temperatura;

Humectabilidad USBM Alta temperatura;

Permeabilidad Relativa Agua - Petróleo (imbibición);

Permeabilidad Relativa Gas - Petróleo (Drenaje con Nitrógeno);

Resonancia Magnética;

Velocidad Crítica, 1 fase ambiente;

Compresión Simple de la Roca Uniaxial UCS (Modulo de Young, Cizallamiento, Relación de Poisson);

Compresibilidad de Volumen de Poro (hidrostática Arenisca y Uniaxial Carbonato);

Coefficiente de Biot's (Hz y Vertical);

Resistencia de Fractura (Prueba Brasileña);

Presión Capilar por Inyección de Mercurio de alta presión, 0-60000 psig, ambiente, curva de drenaje e imbibición.

Toma de muestras y análisis PVT

Con el objeto de determinar las propiedades representativas de los fluidos del yacimiento, que son de utilidad para definir el verdadero potencial de los pozos, e interpretar el comportamiento presión-producción; el Contratista propone realizar la toma de muestras de fluidos y los respectivos análisis PVT.

Pruebas de presión-producción

Para la toma de estos datos se propone evaluar desde superficie una prueba de decremento (*drawdown*) a diferentes estranguladores y de forma preliminar con tiempos prolongados de flujo mayores a 12 horas. Posterior a la prueba de decremento de presión, se hará una prueba de incremento de presión (*buildup*) con un cierre no menor a 36 horas.

Para las subsecuentes mediciones de aforo en el pozo en ausencia de la infraestructura necesaria, se harán a través de mediciones en tanque, toma de muestras para medición del corte de agua y periódicamente medición de gas con unidades multifásica. Lo anterior, de acuerdo con los lineamientos de medición de la Comisión.

j) Pronóstico de producción

Actualmente, el Campo Paso de Oro obtiene su producción del pozo Paso de Oro-1, el cual, luego de su intervención (Reparación Mayor) produce 190 bpd. Las actividades programadas tienen como objetivo la evaluación del campo; por lo que, de resultar productores los pozos Paso de Oro-1DEL y Paso de Oro-B, se construirá un perfil de producción esperado y se diseñará la infraestructura necesaria para el manejo de la producción para su revisión y aprobación de la Comisión.

De acuerdo con el Contratista, el nivel de incertidumbre en la información con la que cuenta es elevado para generar pronósticos de producción en las intervenciones a realizar. Sin embargo, con la información que se tiene en este momento, la producción derivada de las pruebas de producción se estima en:

[Redacted Header]			
Paso de Oro 1	RMA	190	0
Paso de Oro 1-DEL	Perforación	1,600	0.5

Tabla 7. Datos de producción de aceite y gas (Fuente: Contratista)

La producción estimada para cada uno de los pozos está sujeta a los resultados de las pruebas de producción en los pozos Paso de Oro-1 y en el nuevo pozo a perforar Paso de Oro-1DEL, contempladas en este Plan. Sin embargo, se recomienda al Contratista evaluar y analizar la conveniencia de instalar o construir la infraestructura necesaria que permita dar continuidad a la extracción de hidrocarburos durante las pruebas de producción programadas y aprovechar el potencial del yacimiento.

k) Inversiones y gastos de operación

De acuerdo con la información presentada por el Contratista, el monto para llevar a cabo las actividades que se describen en la Modificación del Plan de Evaluación, la cual se refiere al Período Adicional de Evaluación es de aproximadamente 18.2 millones de dólares.

i. Descripción del Presupuesto

De acuerdo con la información presentada por el Contratista, el Presupuesto relacionado al Período Adicional de Evaluación, es el que se encuentra en la Tabla 8.

Presupuesto asociado al Período Adicional de Evaluación				
Evaluación	General	888,195	418,860	1,307,055
	Geofísica	140,000	-	140,000
	Geología	400,000	50,200	450,200
	Pruebas de Producción	90,000	90,000	180,000
	Ingeniería de Yacimientos	90,000	160,000	250,000
	Perforación de Pozos	11,831,622	3,952,838	15,784,460
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	32,344	18,873	51,217
Total		13,472,161	4,690,771	18,162,932

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

De esa forma, la distribución del Presupuesto asociado al Plan modificado es el que se muestra en la Figura 5, donde ésta representa las proporciones que abarca cada Sub-actividad petrolera para la Actividad de Evaluación.

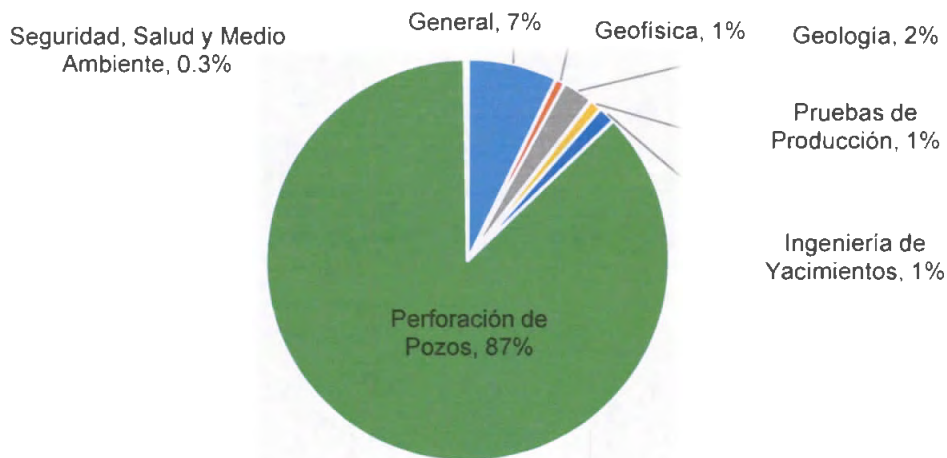


Figura 5. Distribución del Presupuesto. Actividad petrolera: Evaluación

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.

l) Mecanismos de medición

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

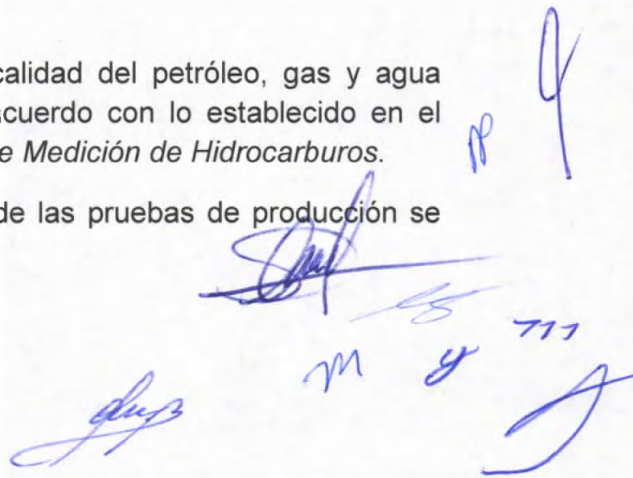
Por lo anterior la Dirección General de Medición (DGM), revisó y analizó la información presentada por el Contratista para llevar a cabo la cuantificación de los hidrocarburos derivados de las pruebas de producción, por lo que se establece que la propuesta es técnicamente viable para determinar el volumen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

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

- Las especificaciones técnicas de los equipos de medición a emplearse durante las pruebas de producción, incluyendo la incertidumbre de medida de los sistemas de medición asociados a los mismos.
- Los acuerdos operativos y comerciales establecidos con PEP para la disposición final.
- Diagramas descriptivos del manejo y transporte de los hidrocarburos producidos mediante las pruebas, indicando las condiciones operativas.

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

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



El contratista deberá dar aviso a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión), del inicio de las pruebas de producción, presentando los acuerdos celebrados con PEP y las especificaciones técnicas de los equipos a emplear.

ii. Calidad de los hidrocarburos

De acuerdo con lo establecido por el Contratista, la toma y análisis de laboratorio de la muestra del pozo se llevará a cabo de forma diaria. Para la determinación de la calidad del gas, se tomarán muestras del gas a la salida del separador durante el proceso de aforo, apegándose al método GPA-2166. En el Punto de entrega de los hidrocarburos ubicados en las baterías de separación, se realizará en los tanques de almacenamiento la toma de muestreo enviando la muestra para su análisis a un laboratorio acreditado ante la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA), obteniendo entre otros datos la Gravedad °API, Densidad, Agua y sedimentos (% volumen), salinidad y azufre (% peso).

El Contratista deberá 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)*.

m) Comercialización de hidrocarburos

En el periodo inicial de Evaluación, no se contempló la Comercialización de Hidrocarburos. Posteriormente, en el periodo adicional correspondiente a la modificación, se presentó información que fue analizada por la Comisión. El Contratista hace mención que a partir de abril 2018 se inició la producción en el Área Contractual 17 Paso de Oro con la reactivación de su único pozo disponible, Paso de Oro-1, cumpliendo con lo establecido en la cláusula 4.7 del Contrato.

Cabe mencionar que el Contratista afirma que los valores históricos de producción bruta y de gas de formación manejados desde abril 2018 hasta hoy han sido bajos y para el último trimestre del año 2018 esperan manejar un incremento de hasta 2,000 bpd para atender las pruebas de evaluación del pozo Paso de Oro-1DEL, aclarando que los patrones de comportamiento y calidad de aceite se mantendrán, mientras que para el gas de formación se adecuará la medición y disposición con equipo de manejo y quema, mientras se esté evaluando el potencial de protección.

Es importante mencionar que para la realización de la medición de hidrocarburos en el Área Contractual Paso de Oro el Contratista considera los aspectos legales establecidos por esta Comisión, así como las normas y lineamientos emitidos por la misma.

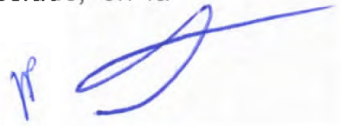
Por otro lado, para el Área Contractual 17 se emplea la Medición Estática en tanques de almacenamiento, con cinta y plomada, en el área de producción para el manejo de los fluidos y para el control diario de los volúmenes a nivel pozo y campo, así como en el punto de transferencia de custodia, para la comercialización y entrega del producto. El Contratista señala que los hidrocarburos obtenidos en las pruebas de producción serán

derivados al sistema de almacenamiento de tanques (presas metálicas), para posteriormente ser transportados a la Batería Remolino, perteneciente a PEMEX.

Finalmente, esta Dirección General opina que el Contratista Servicios de Extracción Petrolera Lifting de MÉXICO, S.A. de C.V., presentó toda la información requisitada cumpliendo con lo establecido en el Apartado VI.9 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*.

n) Aprovechamiento de gas

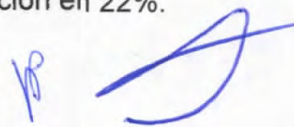
De acuerdo con el Plan, la producción de gas que derive de la ejecución de las pruebas de producción será destruida de manera controlada por parte del Contratista. Dicha destrucción deberá realizarse con base en lo establecido en el Artículo 6, Fracción III de las *Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos*.



VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional y transferencia de tecnología

En relación al 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, el numeral 8 del Anexo 7 del Contrato, así como al apartado VI.12 del Anexo I de los Lineamientos.

Sobre el particular, la Secretaría de Economía, a través de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, evaluó el programa presentado por el Contratista en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio UCN.430.2018.366 de fecha 25 de septiembre de 2018, notificó a esta Comisión que es probable que el Contratista cumpla con las obligaciones en materia de Contenido Nacional, establecidas en el Contrato para la etapa de Evaluación en 22%.



V. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa

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

Seguimiento del cumplimiento del PMT y su incremento: el Contratista deberá acreditar un total de 8,100 UT para cumplir con el compromiso contractual asociado al PMT, su incremento y las UT adquiridas al compromiso adicional del Periodo Adicional de Evaluación. Las actividades por realizar, así como las UT asignadas a cada actividad, de acuerdo con el Contrato, por parte del Contratista se muestran en la Tabla 9:

Actividad	Unidades de trabajo (UT)	UT acreditadas	% de cumplimiento
Perforación	8,000		
Núcleos	100		
Total	8,100		

Tabla 9. Indicador del cumplimiento del PMT y su incremento en función de las UT acreditadas (Fuente: Comisión).

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 objetivo principal de maximizar el valor de los hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento al Plan.

Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará la ejecución de actividades programadas en el Plan, como se observa en la Tabla 11.

Actividad	Actividades planeadas	Actividades ejecutadas	% de ejecución respecto a actividades planeadas
Modelo estático actualizado	1		
Estudio de Núcleos	4		
Muestreo y análisis de hidrocarburos	1		
Pruebas de Presión - Producción	2		
Pruebas PVT	2		
Perforación de Pozos.	2		
Terminación de pozos	2		
Cálculo de reserva y estimación de producción	1		

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Tabla 10. Indicador de desempeño del cumplimiento del PMT y su incremento en función de las UT acreditadas (Fuente: Comisión con la información presentada por el Contratista)

Como parte del seguimiento que la Comisión le dará a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 10:

General	1,307,055		
Geofísica	140,000		
Geología	450,200		
Pruebas de Producción	180,000		
Ingeniería de Yacimientos	250,000		
Perforación de Pozos	15,784,460		
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	51,217		
Presupuesto Total	18,162,932		

Tabla 11. Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas (Fuente: Comisión).

18 





VI. Programa de administración de riesgos

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

A través del oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0930/2018, recibido en esta Comisión el 17 de septiembre de 2018, la Agencia dio respuesta a la solicitud de evaluación de la información presentada por el Contratista indicando medularmente lo siguiente:

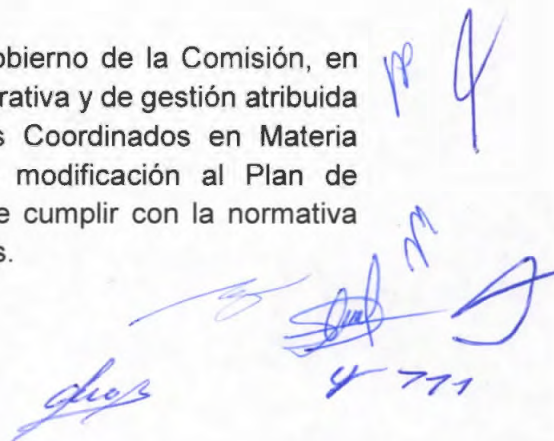
1. Que el Regulado cuenta con la autorización del Sistema de Administración, mismo que se otorgó mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0157/2018 de fecha 21 de febrero de 2018;
2. Que las actividades propuestas para la modificación del Plan de Evaluación correspondientes al contrato CNH-R01-L03-A17/2016, no se encuentran contempladas en el Sistema de Administración autorizado por la Agencia, y
3. Que, a la fecha, el Regulado no ha informado a la Agencia, las actividades que plantea realizar en el marco de la Modificación del Plan de Evaluación correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A17/2016.

Por lo anterior, dicha autoridad indicó:

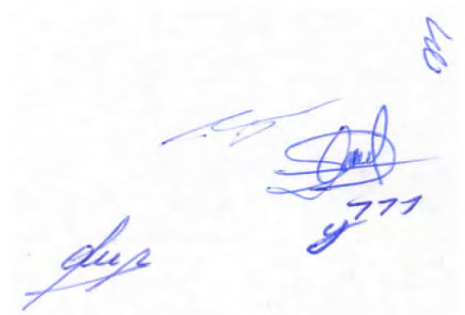
"(...) esta DGGEERC le hace de su conocimiento que para efectos de que las actividades planteadas por el REGULADO para la Modificación al Plan de Evaluación correspondiente al contrato CNH-R01-L03-A17/2016, puedan encontrarse amparados, en la autorización No. ASEA-SEE17020C/AI2618, emitida mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0157/2018 de fecha 21 de febrero de 2018, el REGULADO debe realizar ante la AGENCIA lo Siguiente:

- *Presentar en la Agencia el Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración, de acuerdo con lo establecido en el trámite ASEA-00-025 "Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración", y*
- *El Programa de Implementación actualizado con cada una de las actividades planteadas en la Modificación al Plan de Evaluación.*

No obstante, 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.



VIII. 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) **Acelerar 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, perforación de dos pozos, actualización de los estudios estratigráficos derivados de la información de la perforación de los pozos Paso de Oro-1 y Paso de Oro-1DEL, análisis de fluidos, así como pruebas de producción, manteniendo el objetivo de determinar el volumen original, así como los volúmenes remanentes de reservas. La realización de dichas actividades permitirá al Contratista plantear un Plan de Desarrollo de largo plazo.

2) **Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo en el largo plazo.**

La producción base del campo durante el Periodo Adicional de Evaluación se estima que sea de 190 bpd derivados de la reparación mayor que se realizó al pozo Paso de Oro-1. De resultar exitosa la perforación del pozo Paso de Oro-1DEL, aportará una producción diaria de 1,600 bpd y 0.5 mmpcd, por lo que en el corto plazo se estima un incremento en la producción de aceite, y por tanto en el factor de recuperación. Por su parte, las actividades de caracterización propuestas serán de utilidad al Contratista para presentar la estrategia de desarrollo del Área Contractual que permita maximizar el factor de recuperación en el largo plazo, así como la obtención del volumen máximo de hidrocarburos.

3) **La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos.**

Las actividades físicas presentadas por el Contratista en el Plan van encaminadas a conocer, desde los puntos de vista geológico, de producción y económico, los yacimientos que podrían contar con prospectividad. Lo anterior permitirá al Contratista presentar un Plan de Desarrollo para la Extracción con mayor sustento técnico, mismo que deberá considerar cifras de reservas de hidrocarburos en sus diferentes categorías.

4) La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.

Derivado del análisis realizado sobre la información remitida por el Contratista, se advierte que su tecnología propuesta, en particular la toma de registros de última generación es adecuada para las necesidades técnicas del Área Contractual, y se espera que esta actividad permita incrementar el conocimiento de dicha área.

Sin embargo, se recomienda al Contratista evaluar y analizar la conveniencia de instalar o construir la infraestructura necesaria que permita dar continuidad a la producción de hidrocarburos durante las pruebas de producción programadas y aprovechar el potencial del yacimiento.

5) Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país.

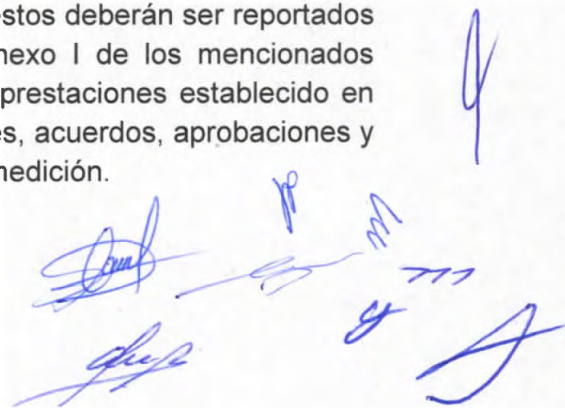
En relación con la estrategia planteada y los tiempos programados para la ejecución, se concluye que la solicitud de Modificación del Plan de Evaluación se mantiene congruente con los objetivos planteados por el Contratista. Dichas actividades, además del cumplimiento del PMT, su incremento correspondiente y el compromiso adicional en virtud del Periodo Adicional de Evaluación, buscan 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 tanto, se promoverán las actividades de Extracción al amparo de un Plan de Desarrollo.

6) Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

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



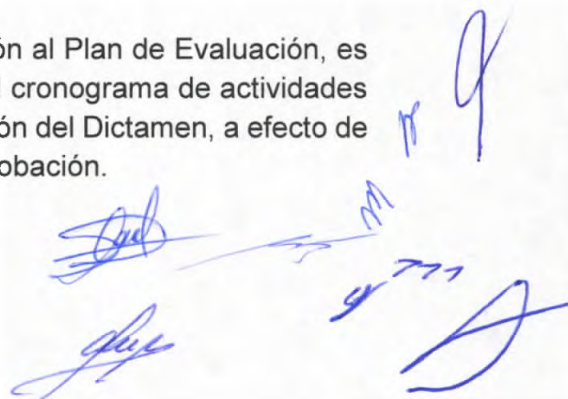
La Modificación al Plan de Evaluación mantiene y añade las actividades aprobados por la Comisión mediante Resolución CNH.07.001/17 del 21 de junio de 2017.

En este sentido, esta Comisión determina que la estrategia planteada presenta fundamento técnico para alcanzar el objetivo determinado, sentando las bases para un posible Plan de Desarrollo de largo plazo para la Extracción.

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

- a. Plan de actividades de Evaluación. La solicitud de modificación contiene las actividades que darán cumplimiento al PMT, al incremento del PMT y 4,000 Unidades de Trabajo adicionales, sumando 8,784 Unidades de Trabajo por cumplir, mientras que la Modificación propuesta contiene actividades que acreditarían 8,100 Unidades de Trabajo, cabe señalar que dichas actividades están enfocadas a la evaluación de los yacimientos del Área Contractual.
- b. Posible ubicación de los Pozos de Evaluación a perforar. La propuesta de Modificación al Plan de Evaluación contempla la perforación de los pozos Paso de Oro-1DEL y Paso de Oro-B; para ello presenta las posibles coordenadas de dichas localizaciones.
- c. Programas preliminares de perforación. La propuesta de Modificación al Plan de Evaluación presenta los programas preliminares de dichas perforaciones en donde incluye todas las características técnicas planificadas para su ejecución.
- 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 260.795/2018 del 15 de junio 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 las actividades aprobadas por la Comisión en el Periodo Inicial de Evaluación, así como en el incremento y la adición de algunas como: la perforación de dos pozos, la realización de dos pruebas PVT, dos pruebas de Presión-Producción y 4 estudios de núcleos.

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 comento dentro de los diez días siguientes a la notificación del Dictamen, a efecto de que el inicio del mismo sea consistente con la fecha de aprobación.



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 PMT y su Incremento no realizadas durante el Periodo Inicial de Evaluación y las Unidades de Trabajo comprometidas adicionalmente 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 8,100 Unidades de Trabajo.

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 17 correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A17/2016, en virtud de que resulta adecuado desde un punto de vista técnico y es acorde con las características del Área Contractual: toda vez que se cumple con lo establecido en las cláusulas 4.1, 4.2, 4.3, anexos 6 y 7 del Contrato y los Lineamientos, de conformidad con la resolución CNH.E.54.001/16 del 10 de octubre de 2016, en la que el Órgano de Gobierno de la Comisión determinó que la "Normatividad Aplicable" que regula la presentación del Plan de Evaluación previsto en la Cláusula 4.1 del Contrato es el Anexo I, numeral 2, apartado VI de los Lineamientos. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan se alinea con las bases establecidas en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

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

ELABORÓ



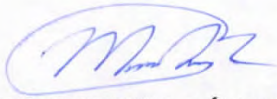
ING. ANGEL ISRAEL SALAZAR FUNES
Jefe de Departamento
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

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

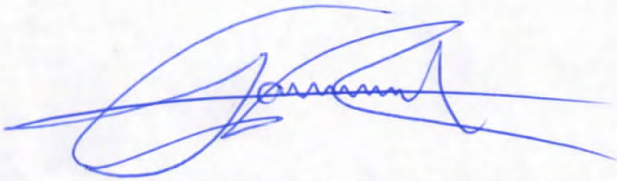


**ING. YUSAM DE JESÚS ANGUIANO
ALVARADO**

Subdirectora de Área

Dirección General de Comercialización de
Producción

REVISÓ



MTRO. SAMUEL CAMACHO ROMERO

Director General Adjunto de Comercialización
de Producción

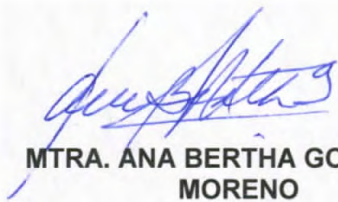
REVISÓ



**MTRA. MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO
MERCADO**

Directora General de Estadística y Evaluación
Económica

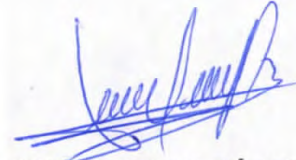
REVISÓ



**MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ
MORENO**

Directora General de Medición

REVISÓ



ING. JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA

Director General Adjunto 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-A17/2016 Campo Paso de Oro.