



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A17/2016

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

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

Two handwritten signatures in blue ink are located in the bottom right area of the page. The first signature is on the left, and the second is on the right, partially overlapping the first.

Junio 2017

Contenido

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. GENERALIDADES DEL CONTRATO.....	7
III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN.....	8
IV. ANÁLISIS DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN.....	10
V. MECANISMOS PARA LA REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA	22
VI. PROGRAMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS.....	23
VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA	24
VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN	25



I. Introducción

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 25 de agosto de 2016, 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).

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., (segundo lugar), ya que su Propuesta cumplió con los criterios de adjudicación previstos en estas Bases.

El 25 de agosto de 2016 (Fecha Efectiva), se firmó el Contrato No. CNH-R01-L03-A17/2016 (Contrato), para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondiente a la Licitación No. CNH-R01-L03/2015, entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S. A. de C. V., para el Área Contractual, con una vigencia de 25 años a partir de la fecha de la firma.

Que la cláusula 1.1 del Contrato establece que, para efectos de dicho Contrato, el término "Plan de Evaluación" tendrá el significado siguiente:

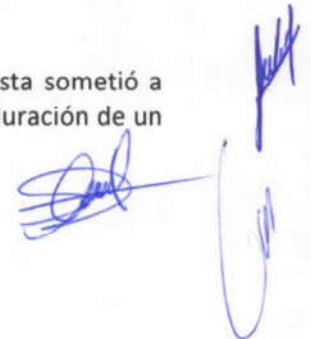
"Plan de Evaluación" significa un programa que especifica las actividades de Evaluación a realizarse en el Área Contractual, mismo que deberá cumplir, cuando menos, con el Programa Mínimo de Trabajo y el Incremento en el Programa Mínimo.

A su vez, la cláusula 4.1 del Contrato establece de manera textual lo siguiente:

"4.1 Plan de Evaluación. Dentro de los ciento veinte (120) Días siguientes a la Fecha Efectiva, el Contratista deberá presentar a la CNH para su aprobación un Plan de Evaluación. El Plan de Evaluación podrá cubrir la totalidad o una parte del Área Contractual y deberá contener lo previsto en el Anexo 7 (incluyendo el Sistema de Administración).

La CNH resolverá sobre la propuesta de Plan de Evaluación en un plazo que no excederá los ciento veinte (120) Días a partir de que reciba la información necesaria en los términos de la Normatividad Aplicable. La CNH no podrá negar su aprobación sin causa justificada."

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 (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).

El artículo 2 de los Lineamientos establece en su párrafo primero que "Los Lineamientos son de carácter general y observancia obligatoria para los Operadores Petroleros que realicen o pretendan realizar actividades relativas a la Exploración o Extracción de Hidrocarburos en México".

Asimismo, dicho artículo establece en su último párrafo que "Corresponderá a la Comisión la interpretación y aplicación de los Lineamientos, así como en su caso, la realización de las acciones y procedimientos relacionados con su cumplimiento. Para tal efecto y con el objeto de armonizar los términos y condiciones de los Contratos o Asignaciones, con los presentes Lineamientos, la Comisión podrá resolver consultas específicas, o bien emitir Acuerdos de interpretación y de criterios generales para mejor proveer el cumplimiento de los Planes".

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. Del contenido de dicha resolución, se advierte lo siguiente:

La presentación y aprobación del Plan de Evaluación es una obligación contractual referida en la cláusula 4.1 del Contrato, el cual se define como un programa que especifica las actividades de Evaluación a realizarse en el Área Contractual, mismo que deberá cumplir, cuando menos, con el Programa Mínimo de Trabajo y el Incremento en el Programa Mínimo.

El párrafo primero de la cláusula 4.1 del Contrato, establece que el Plan de Evaluación podrá cubrir la totalidad o una parte del Área Contractual y deberá contener lo previsto en el Anexo 7 (incluyendo el Sistema de Administración).

Asimismo, en términos del párrafo segundo de la cláusula 4.1, la Comisión deberá resolver la propuesta del Plan de Evaluación en un plazo que no exceda de ciento veinte (120) Días a partir de que reciba la información necesaria en los términos de la Normatividad Aplicable.

En relación con lo anterior, el apartado VI del Anexo I de los Lineamientos establece lo siguiente:

VI. Plan de Evaluación.- *En el caso de que un pozo exploratorio sea exitoso y ocurra un descubrimiento de una acumulación de Hidrocarburos, todo operador petrolero deberá presentar a la Comisión un programa de trabajo y presupuesto correspondiente a efecto de evaluar el descubrimiento. También se presentará un plan de Evaluación en el caso en que los términos de un Contrato o Asignación Petrolera así lo indiquen.*

Además de lo anterior, no se observa disposición adicional en los Lineamientos que le sean aplicables al Plan de Evaluación al que se refiere la cláusula 4.1 del Contrato, considerando que en ninguna otra parte de dichos Lineamientos se regula la presentación de un plan de evaluación que no esté contemplado dentro un Plan de Exploración o un Plan de Desarrollo para la Extracción, como es el caso de los Contratos materia de la presente Resolución. En este orden de ideas, las demás disposiciones establecidas en los Lineamientos se encuentran referidas a regular la presentación de otro tipo de planes, en particular los mencionados Planes de Exploración (en sus distintos tipos), los de Desarrollo para la Extracción y los denominados Planes provisionales. En

conclusión, la única "Normatividad Aplicable" que regula la presentación del Plan de Evaluación previsto en la cláusula 4.1 del Contrato, es el apartado VI del Anexo I de los Lineamientos.

La materia de los Contratos firmados como consecuencia de la Licitación, se refieren específicamente a la extracción de hidrocarburos, y que dentro de la etapa de Evaluación comprenden las actividades y operaciones llevadas a cabo por el Contratista para determinar los límites, caracterización y capacidad de producción del o los Campos, incluyendo sin limitación: (i) estudios geológicos y geofísicos; (ii) perforación de Pozos de prueba; (iii) estudios de Reservas y otros estudios, y (iv) todas las operaciones auxiliares y actividades requeridas o convenientes para optimizar la conducción o resultado de las actividades anteriormente indicadas, en términos de las definiciones del Contrato. Por lo que los elementos que los Contratistas deberán acreditar dentro de su Plan de Evaluación estarán asociados con las actividades antes mencionadas.

En consecuencia, la Comisión debe analizar el contenido de los Planes de Evaluación presentados al amparo de los Contratos en términos del contenido de la cláusula 4.1 y el Anexo 7 del Contrato, así como lo previsto en el Anexo I de los Lineamientos, en lo que resulte aplicable en su apartado VI.

Cabe señalar que para la ejecución de las actividades de perforación de pozos y de reconocimiento y exploración superficial, el Contratista deberá cumplir con la normativa vigente emitida por la Comisión al momento de realizar dichas actividades.

Asimismo, resulta aplicable que en caso de que en el Plan de Evaluación se pretendan llevar a cabo pruebas de producción, en caso de que existan volúmenes de producción comercial derivados de dichas pruebas, éstos deberán ser reportados en el Balance conforme al formato establecido en el Anexo I de los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos, de conformidad con el artículo 36 de los mismos.

Por último, es necesario que el dictamen correspondiente establezca el resultado de la evaluación realizada por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos con respecto al Sistema de Administración; así como, la evaluación al Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional que emita la Secretaría de Economía y las actividades presentadas en materia de transferencia de tecnología, las cuales se considerarán parte integrante del Contrato conforme a la cláusula 18.3 y el numeral 8 del Anexo 7 del Contrato.

Por otro lado, de acuerdo con el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión ejercerá sus funciones, procurando que los proyectos se realicen con arreglo a las siguientes bases:

- Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.
- Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables, de pozos, campos y yacimientos abandonados, en proceso de abandono y en explotación.
- La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos, con base en la tecnología disponible y conforme a la viabilidad económica de los proyectos.
- La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.

- Asegurar que los procesos administrativos a su cargo, respecto de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, se realicen con apego a los principios de transparencia, honradez, certeza, legalidad, objetividad, imparcialidad, eficacia y eficiencia.
- Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país.
- Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

En este sentido, la Dirección General de Dictámenes de Extracción, inició el procedimiento de análisis técnico correspondiente, a fin de poner a consideración del Órgano de Gobierno la presente propuesta de Dictamen Técnico.



II. Generalidades del Contrato

El Contrato CNH-R01-L03-A17/2015 para la Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de Licencia, se celebró el 25 de agosto de 2016 entre, por una parte, los Estados Unidos Mexicanos por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y por la otra parte, Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México S.A. de C.V.

La vigencia del Contrato es de 25 años contractuales 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 presente Contrato, incluyendo las relativas al abandono, la indemnización, la seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente. Asimismo, en caso de que el Contratista esté al corriente con sus obligaciones conforme al Contrato, este podrá solicitar a la Comisión, una prórroga por un período adicional de cinco años.

Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México S.A. de C.V., es una sociedad mercantil constituida y con personalidad jurídica de conformidad con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos, cuyo único objeto social es la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, se encuentra representada por Alejandro Villareal Martínez, en su carácter de representante legal, personalidad que acredita mediante el poder protocolizado en la escritura pública No. 486, Libro 314, otorgada ante la Fe del Notario Público No. 14 de Ciudad del Carmen, Campeche, Lic. Gonzalo Vadillo Espinosa, de fecha 10 de Junio de 2010.

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. Dicho Periodo podrá ser ampliado hasta por un (1) Año contado a partir de la terminación del Periodo Inicial de Evaluación, a solicitud del Contratista. Lo anterior conforme a la Cláusula 4.2 y 4.3 del Anexo 6 del Contrato.

En razón a lo anterior, y de conformidad con la Cláusula 4.1 del Contrato, el Contratista cuenta con un plazo de ciento veinte (120) días naturales (Días) siguientes a la Fecha Efectiva, dentro de los cuales deberá presentar a la CNH para su aprobación un Plan de Evaluación. Dicho Plan de Evaluación podrá cubrir la totalidad o una parte del Área Contractual y deberá contener lo previsto en la resolución.

Por su parte, la Comisión resolverá sobre el Plan de Evaluación presentado, en un plazo que no excederá ciento veinte (120) días a partir de que reciba la información necesaria en los términos mencionados en el presente Dictamen Técnico.

III. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

A través del escrito CNH-R01-L03-A17/011, con fecha del 21 de diciembre de 2016, el Contratista presentó el Plan de Evaluación del Área Contractual a la Comisión.

Posteriormente a través de Memorandum 252.006/2017 de fecha 4 de enero de 2017, la Dirección General de Dictámenes de Extracción solicitó a la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, en el ámbito de su competencia, determinar la información faltante para realizar los análisis correspondientes.

Mediante oficio 250.0008/2017 de fecha 12 de enero de 2017, la Comisión remitió el Plan a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (Agencia), para que dicha institución se pronunciara en el ámbito de sus atribuciones respecto de la documentación faltante y/o inconsistencias que el Contratista debía subsanar.

Por medio del Memorandum 272.001/2017 de fecha 12 de enero de 2017, la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, remitió los requerimientos de información que debían ser subsanados por el Contratista.

La información recibida por la Comisión a que se refiere el primer párrafo de este rubro, fue remitida a la Secretaría de Economía (SE) a través de oficio 250.0009/2017 de fecha 12 de enero de 2017, acompañado de la solicitud de evaluación de la información presentada por el Contratista para desahogar la prevención, en el ámbito de la competencia de dicha dependencia.

Mediante oficio 250.0008/2017 de fecha 12 de enero de 2017, la Comisión remitió el Plan a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (Agencia), para que dicha institución se pronunciara en el ámbito de sus atribuciones respecto de la documentación faltante y/o inconsistencias que el Contratista debía subsanar. Por lo anterior, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0136/2017 de fecha 17 de febrero de 2017, la Agencia notificó a la Comisión, la información que el Contratista debería subsanar con el fin de que le sea evaluado el Sistema de Administración de Riesgos.

Mediante oficio 250.0026/2017 de fecha 25 de enero de 2017, la Comisión remitió al Contratista, la prevención al Plan.

El 10 de febrero 2017, el Contratista presentó a la Comisión la atención a la prevención a través del escrito CNH-R01-L03-A17/001-2017.

La información recibida por la Comisión a que se refiere el párrafo anterior, fue remitida a la SE a través de oficio 250.0073/2016 de fecha 23 de febrero de 2017, acompañado de la solicitud de evaluación de la información presentada por el Contratista para desahogar la prevención, en el ámbito de la competencia de dicha dependencia.

La SE respondió a la solicitud hecha por la Comisión, a través del oficio UCN.430.2017.0066 de fecha 15 de marzo de 2017, en el cual determina que el Contratista presentó la información suficiente para iniciar la evaluación de los programas de cumplimiento de contenido nacional.

Mediante oficio 250.0086/2017 de fecha 15 de marzo de 2017, la Comisión notificó al contratista la declaratoria de suficiencia de información para iniciar la evaluación del proyecto del Plan.

A través de Memorandum 252.030/2017 de fecha 28 de abril de 2017, la Dirección General de Dictámenes de Extracción solicitó a la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, en el ámbito de su competencia, opinión técnica respecto del Plan.

A través del oficio 250.0141/2017 de fecha 8 de mayo de 2017, la Comisión citó a reunión de trabajo al Contratista con el fin de resolver diversos cuestionamientos técnicos referentes al Plan, dicha reunión se llevó a cabo en las instalaciones de la Comisión el día 11 de mayo de 2017.

Como resultado de la reunión mencionada, por medio del oficio No. CNH-R01-L03-A7/009-17 de fecha 18 de mayo de 2017, el Contratista remitió a la Comisión, las aclaraciones derivadas de la reunión de trabajo antes mencionada.

Mediante oficio 250.0156/2017 de fecha 23 de mayo de 2017, la Comisión remitió a la SE la última información remitida por el Contratista, para que fuera tenida en cuenta en la evaluación del programa de cumplimiento de contenido nacional del Plan.

Por medio del Memorandum 272.034/2017 de fecha 25 de mayo de 2017, la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, emitió opinión técnica respecto del Plan.

La SE emitió la opinión respecto del Contenido Nacional mediante oficio UCN.430.2017/0126 de fecha 26 de mayo 2017.

IV. Análisis de los elementos del Plan

a. Datos Generales del Área Contractual

En la Tabla 1 se muestran las características principales del Área Contractual.

Concepto	
Nombre	Área Contractual 17, Paso de Oro
Estado y municipio	Papantla y Martínez de la Torre Veracruz
Área Contractual	23.1 km ²
Fecha de emisión / Firma	25 de agosto de 2016
Vigencia	25 años
Tipo de hidrocarburo	Aceite negro y gas asociado
Tipo de contrato	Licencia
Operadora y socios con porcentaje de participación	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S. A. de C. V. (en adelante Lifting)
Trabajo mínimo	4,600 unidades
Incremento en el programa mínimo	4% (4,784 unidades)

Tabla 1. Características principales del Área Contractual (Fuente: Contratista).

b. Cumplimiento del PMT y su incremento.

El Contratista debe acreditar un total de 4,784 UT, de las cuales 4,600 UT fueron establecidas por las Bases de Licitación, mientras que las restantes 184 UT corresponden al incremento al PMT ofrecido por el Contratista en el Acto de Presentación y Apertura de Propuestas. De acuerdo con el Plan, las actividades a realizar permitirán acreditar las UT comprometidas, como se observa en la Tabla 2.

Actividad	Sub-actividad	Tarea	Cantidad	Unidades de trabajo (UT)
Evaluación	Perforación de Pozos	Perforación	1	4,000
Evaluación	Ingeniería de Yacimientos	Reparación mayor	1	800
Evaluación	Ingeniería de Yacimientos	Modelo estático actualizado	1	300
Evaluación	Ingeniería de Yacimientos	Núcleos	4	100
			Total (UT)	5200

Tabla 2.- Actividades PMT (Fuente Contratista)

De acuerdo con la Cláusula 4.8 de Contrato, a más tardar treinta (30) días contados a partir de la culminación del Período de Evaluación, el Contratista deberá entregar a la Comisión el informe de las actividades realizadas durante dicho periodo. El informe deberá contener cuando menos la información que se señala en el Anexo 8 del Contrato.

c. Objetivo

El objetivo del Plan de evaluación es el siguiente:

- Determinar y evaluar la reserva remanente Probada (1P), probable (2P) y posible (3P).
- Actualizar el modelo estático del campo.
- Establecer la capacidad de infraestructura de producción requerida para el probable manejo de producción.
- Cumplir con la meta del Contenido Nacional.
- Realizar los Estudios de Línea Base Ambiental y Línea Base Social.

d. Alcance

Para lograr el objetivo planteado, el Contratista realizará las siguientes actividades:

- La perforación de un pozo.
- La Reparación Mayor (RMA) del pozo Paso de Oro-1 y la toma de información de registros geofísicos de pozo.
- La integración e interpretación de datos existentes para generar el modelo estático de los yacimientos del Área Contractual, requeridos para la certificación de reservas.
- Corte de 4 núcleos que comprenden estudios petrográficos y petrofísicos.

e. Cronograma de Actividades del Plan

El presente plan de evaluación está programado para un periodo de 12 meses, contados a partir de la aprobación del mismo por parte de la CNH.




Tabla 3. Cronograma de Actividades Físicas (Fuente: Contratista)

Perforación de Pozos

El Plan considera la perforación de un pozo de evaluación con objetivo Jurásico Superior y Cretácico Inferior. Las principales características del pozo a perforar, se observan en la Tabla 4:

CONCEPTOS	PERFORACION DIRECCIONAL "J" Paso de Oro A
Posible ubicación	Coordenadas Geográficas Latitud Norte: 20° 13' 52.90 " Longitud Oeste: -97° 04' 17.09 "
Geometría (pg)	16", 13 3/8", 9 5/8", 7"
Profundidad TV(m)	
Profundidad TD (m) KOP 2050	
Diseño de tuberías	16" J-55 84# 13 3/8" J-55 54.5# 9 5/8" P-110 47# 7" N-80 29#
Barrenas y/o Molinos	17 1/2", 14 3/4", 12", 8 1/2" Molinos 8 1/2", 5 5/8"
Lodos (gr/cc)	BA 1.15, BA 1.38, EI 1.90, EI 1.52
Núcleos	Cuatro cortes de núcleo con corona
Registros	Sónico Dipolar, Resistividad, Rayos Gamma Espectral, Neutrón – Densidad, Registro de Imágenes Micro-resistivas, Registro de Hidrocarburos (Muestras de Canal), Registro Ultrasónico de Cementación
Cementaciones	
Direccional	MWD/LWD
Terminación	* Sencilla (TP 2 7/8" N-80 6.5#) con empacador recuperable y camisa deslizante. * Se fracturará el pozo utilizando 5 camisas deslizantes distribuidas en los tres intervalos a explotar, utilizando empacadores hinchables.

CONCEPTOS	PERFORACION DIRECCIONAL "J" Paso de Oro A
Tecnologías	Se utilizará las siguientes nuevas tecnologías para este Campo: a) Utilización de barrenas con nuevos diseños. b) Se tomarán registros de última generación.
Distancia entre pozos (m)	50
Tiempo de ejecución (día)	Perforación 60 / Terminación 15
Equipo	Convencional Diésel Eléctrico de 1,500 hp
Otras	Se perforará direccional con ángulo máx. de desviación de 30°, severidad máx. de 3°, desplazamiento máx. de 1000 m. e incertidumbre al objetivo de 20 m
Mediciones y Aforos	A Boca de Pozo
Manejo de Producción en Superficie	N/A

Tabla 4. Programa de Perforación y RMA (Fuente: Contratista)

El Contratista aclara que la propuesta de ubicación del pozo a perforar es preliminar debido a que fue determinada con la información que cuenta a la fecha de presentación del Plan, sin embargo, la nueva información que derive de las actividades del mismo, podrían llevar al cambio en la ubicación del pozo.

En Fig.1 se muestra el estado mecánico propuesto para la perforación del pozo Paso de Oro A.



SERVICIOS DE EXTRACCION PETROLERA
LIFTING DE MEXICO S. A. DE C. V.

PASO DE ORO No. A
POZO DIRECCIONAL

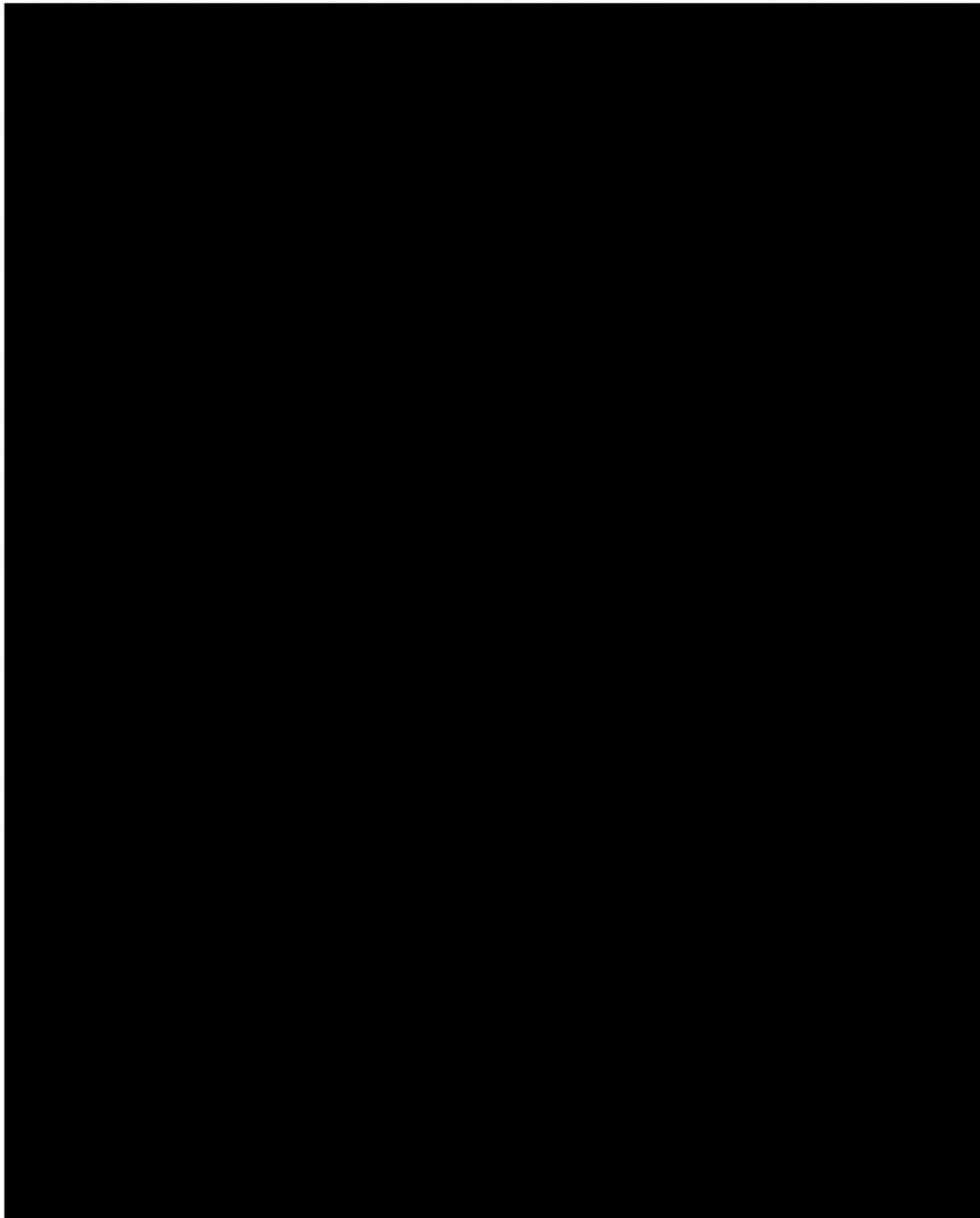


Figura 1. Estado mecánico Pozo paso de Oro A. (Fuente: Contratista)

Three handwritten signatures in blue ink, located in the bottom right corner of the page. The signatures are stylized and appear to be initials or names.

Descripción del diseño y el objetivo de las pruebas a desarrollar como parte de la perforación.

De acuerdo con el Contratista, en la etapa de terminación del pozo Paso de Oro "A", las pruebas de producción a los intervalos que presenten interés en los registros geofísicos y núcleos, se realizarán mediante la introducción de una TR corta que incluye un aparejo de fractura selectivo con al menos 5 camisas deslizables y sus respectivos empacadores hinchables, colocados estratégicamente para probar KI, JST y JSK.

Para cada intervalo, el Contratista efectuará su respectivo aforo y medición para determinar su Potencial de Producción.

Reparación Mayor

En el Plan propuesto, el Contratista programó una Reparación Mayor (RMA) en el pozo Paso de Oro-1, cuyo objetivo específico es sacar aparejo de Bombeo Mecánico, reconocer PI (3152 m), registrar y con base en la información, se planea revestir el agujero descubierto, meter aparejo, disparar de forma independiente las formaciones San Andrés y/o Tamaulipas Inferior, inducir pozo a flujo y aforar. En caso de ser necesario, se realizará una estimulación. Las principales características del pozo Paso de Oro-1, así como de la RMA, se enlistan en la Tabla 5.

CONCEPTOS	RMA Paso de Oro No.1
Possible ubicación	Coordenadas Geográficas Latitud Norte: 20° 13' 52.78 " Longitud Oeste: -97° 04' 16.77 "
Geometría (pg)	13 3/8", 9 5/8", 6 5/8"
Profundidad TV(m)	
Profundidad TD (m) KOP 2050	
Diseño de tuberías	13 3/8" J-55 54.5# 9 5/8" J-55 36# 6 5/8" J-55 24-28#
Barrenas y/o Molinos	(01) Barrena de 5 5/8", (02) Molinos 5 7/8" conexión 3 1/2" Regular, (01) Martillo Rotatorio Hidromecánico de 4 3/8"
Lodos (gr/cc)	BA 1.14, 1.35, 1.95
Núcleos	No Aplica
Registros	
Cementaciones	

CONCEPTOS	RMA Paso de Oro No.1
Direccional	N/A
Terminación	* Sencilla (TP 2 7/8" N-80 6.5#) con Empacador permanente, KBM y mandriles. * Disparado con pistolas 1 11/16", 13 cargas/m, Fase 90°. * Opera con SAP-BN.
Tecnologías	Estimulación ácida con N2.
Distancia entre pozos (m)	50
Tiempo de ejecución (día)	Reparación 13
Equipo	Convencional Diésel Eléctrico de 1,500 hp (se utilizará el mismo equipo que perforó el pozo 201)
Otras	La RMA consistirá sacar aparejo de Bombeo Mecánico, reconocer PI [REDACTED], registrar y en base a la información se revestirá el agujero descubierto, meter aparejo, disparar de forma independiente las formaciones San Andrés y/o Tamaulipas Inferior, inducir pozo a flujo y aforar. Estimular en caso necesario.
Mediciones y Aforos	A Boca de Pozo
Manejo de Producción en Superficie	N/A

Corte de Núcleos

Durante la perforación del pozo Paso de Oro A, el Contratista tiene programado el corte de cuatro núcleos en las formaciones productoras Pimienta, San Andrés y Tamaulipas Inferior, con la finalidad de evaluar los parámetros petrofísicos.

f. Pronóstico de producción

Durante la RMA programada por el Contratista se realizará una prueba de producción en el pozo Paso de Oro 1, de la cual, el gas producido será quemado de manera controlada. La producción de gas se estima que sea de 0.120 mmpcd, tomando en cuenta la producción al cierre de dicho pozo.

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. Con lo anterior, la producción estimada derivada de las pruebas de producción se muestra en la Tabla 6.

Pozo	Tipo de Intervención	Aceite (bpd)	Gas (mmpcd)
Paso de Oro 1	RMA	500	0.120
Paso de Oro "A"	Perforación	1,000	0.240

Tabla 6. Datos de producción de aceite y gas (Fuente: Contratista)

La producción estimada para cada uno de los pozos, están sujetos a los resultados de las pruebas de producción en los pozos Paso de Oro 1 (reparación mayor) y en el nuevo pozo a perforar Paso de Oro "A", contempladas en este Plan, sin embargo, se recomienda al Contratista revisar los valores de producción que se tendrán derivado de las pruebas de producción y analizar si es viable obtener dichos valores.

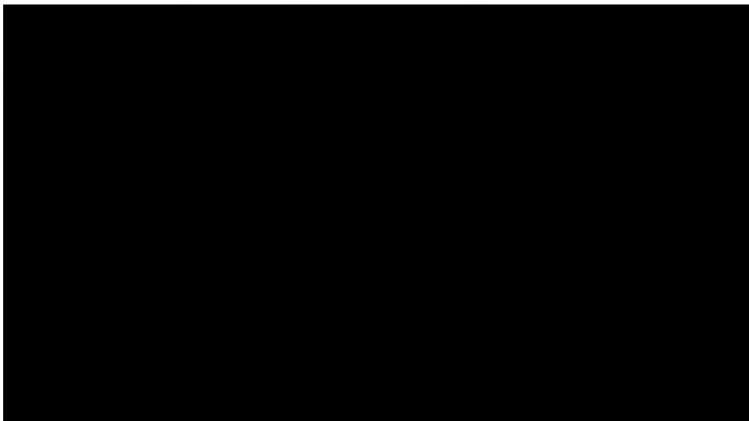
Asimismo, se recomienda al Contratista evaluar y analizar la conveniencia de instalar o construir la infraestructura necesaria que permita dar continuidad a la producción de hidrocarburos durante las pruebas de producción programadas y aprovechar el potencial del yacimiento.

g. Inversiones y gastos de operación

El objetivo de las actividades del Plan de Evaluación es determinar y evaluar las reservas remanentes en el Cretácico Inferior y Jurásico Superior, así como establecer la capacidad de las instalaciones de producción, a lo largo de un periodo de 12 meses.

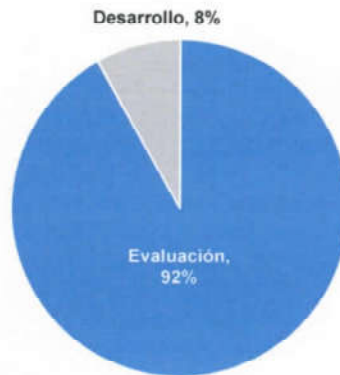
El presupuesto presentado por el Contratista fue realizado tomando en cuenta las siguientes premisas:

- ✓ Tipo de cambio de 21.00 MXN/USD
- ✓ Las actividades programadas dan cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo (PMT) y su porcentaje adicional ofertado durante el proceso licitatorio, mismas que son suficientes para obtener la información técnica necesaria para cumplir los objetivos del Plan de Evaluación.
- ✓ La metodología para el cálculo de los costos presentados fue realizada con base en un flujograma de procesos de compras. Dicho flujograma comprende los siguientes puntos:



Handwritten signatures in blue ink, including a large signature and a smaller one below it.

La distribución del presupuesto en sus Actividades, Evaluación y Desarrollo, se puede observar en la Fig. 2:



Total de inversiones y gastos de operación: \$ 14,066,241 (Monto en dólares de Estados Unidos)
 Fig. 2. Distribución del Presupuesto del Plan de Evaluación por Actividad Petrolera.
 (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

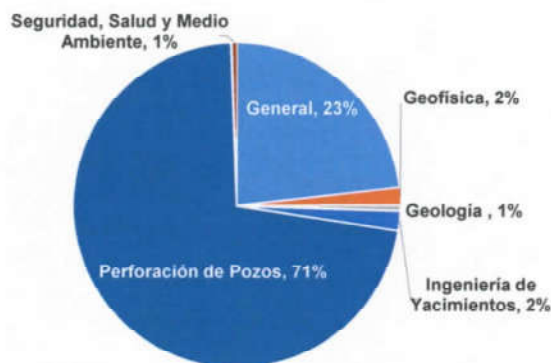
En la Tabla 7 se desglosan las inversiones y gastos de operación por Actividad Petrolera.

Actividad	Presupuesto Indicativo

Tabla 7.¹ Resumen del Presupuesto Indicativo del Plan de Evaluación del Contrato CNH-R01-L03-A17/2016
 (Montos en dólares de Estados Unidos)
 (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

Actividad Evaluación

La distribución del Presupuesto asociado a la Actividad *Evaluación* del Plan de Evaluación se observa en la Fig. 3



\$ 12,915,866 (monto en dólares de Estados Unidos)
 Fig. 3. Distribución del Presupuesto del Plan de Evaluación, Actividad Evaluación por Sub-actividad
 (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

¹ Los Costos entregados por el Contratista son redondeados a dólares de los Estados Unidos en la Tabla 7

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.

i. Comercialización de hidrocarburos

El Contratista establece que el plan de comercialización estará en función de la producción de aceite en los pozos a intervenir, así como la infraestructura de producción cercana en el área. En caso de que existan volúmenes de producción comercial derivados de pruebas de pozos, el Contratista deberá presentar a la Comisión el contrato de comercialización que establezca, para tal efecto.

j. 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. Para lo anterior, deberá tramitar los permisos o autorizaciones que resulten necesarios para llevar a cabo dicha actividad.



V. Mecanismos para la 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.

1. **Seguimiento del cumplimiento del PMT y su incremento:** el Contratista deberá acreditar al menos 4,784 UT para cumplir con el compromiso contractual asociado al PMT. Las actividades a realizar, así como las UT asignadas a cada actividad, de acuerdo con el Contrato, por parte del Contratista se muestran en la Tabla 10.

Actividad	Unidades de trabajo (UT)	UT acreditadas	% de cumplimiento
Perforación	4000		
Reparación mayor	800		
Modelo estático actualizado	300		
Núcleos	100		
Total	5200		

Tabla 10. Indicador de desempeño del cumplimiento del PMT y su incremento en función de las UT acreditadas (Fuente: Comisión).

2. **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.

- i). 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 11

Actividad	Programa de Inversiones (USD)	Inversiones ejercidas (USD)	Indicador Programa de Inversiones/ ejercidas
Pozo	9,272,905		
Reparación mayor	1,150,375		
Otros	3,642,961		
Total	14,066,241		

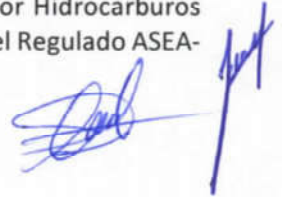
Tabla 11. Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas (Fuente: Comisión).



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.

En atención a lo anterior, la Agencia evaluó dicho Sistema de Administración en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0275/2017 de fecha 11 de abril de 2017, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (Agencia), informó a la Comisión que el Contratista cuenta con Clave Única de Registro del Regulado ASEA-SEE17020C, emitida el 13 de marzo del 2017.



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.430.2017.0126 de fecha 26 de mayo de 2017, 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%.



VIII. Resultado del dictamen

Derivado del análisis realizado del Plan presentado por el Contratista, el equipo técnico de la Comisión determinó que dicho Plan da cumplimiento a la cláusula 4.2 del Contrato, debido a que el Contratista considera las actividades necesarias para el cumplimiento del PMT y su incremento, en el plazo que establece el Contrato. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan se alinea con los principios establecidos en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, en razón de lo siguiente:

1) **Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.**

El Contratista presentó un Plan basado en la información entregada por la Comisión durante el desarrollo de la Licitación y en la información que ha podido generar e interpretar posterior a la firma del Contrato. Dicho plan establece actividades que están enmarcadas en validar hipótesis que soportan el potencial remanente del campo, a través de detallar el marco geológico en torno al campo incluyendo resultados de pozos vecinos, analizar y evaluar los yacimientos del Área Contractual, perforación de un pozo de evaluación para determinar el potencial del campo, caracterizar los yacimientos para reclasificar y certificar las reservas remanentes de aceite y gas, realizar análisis económico y su factibilidad de desarrollo con distintos escenarios probabilísticos todo esto en beneficio del Estado.

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

Las actividades planteadas en el Plan de Evaluación, tienen como estrategia incrementar el conocimiento del Área Contractual e identificar las oportunidades de desarrollo a futuro con un programa de extracción técnica y económicamente viable para el Estado y para el Contratista. Lo anterior con la finalidad de elevar el factor de recuperación de hidrocarburos una vez que se comience con el futuro Plan de Desarrollo del Área Contractual.

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 el punto de vista geológico, de producción y económico, los yacimientos que podrían contar con prospectividad, lo cual 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 la tecnología propuesta por él, en particular el uso de barrenas con nuevos diseños y la toma de registros de última generación, son adecuadas para las necesidades técnicas del Área Contractual, y se espera que permita incrementar el conocimiento del área a través de la mejora en la calidad de la imagen sísmica.

Cabe hacer mención que la información que se obtenga con la ejecución de las actividades del Plan permitirá al Contratista tener conocimiento de yacimiento, lo cual podría utilizar para el diseño de un futuro Plan de Desarrollo encaminado a incorporar reservas que permitirán obtener resultados productivos y económicos a través de la maximización del factor de recuperación del Área Contractual.

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 a la estrategia planteada y los tiempos programados para la ejecución, se concluye que el Plan es congruente con los objetivos planteados por el Contratista. La ejecución del Plan promueve las actividades de Extracción en el Área Contractual, toda vez que, además del cumplimiento del PMT y su incremento como parte del compromiso contractual, están encaminadas a obtener diversa información técnica que permita establecer las bases necesarias para que el Contratista determine la mejor estrategia a seguir durante el futuro Plan de Desarrollo que, en su caso presentará a la Comisión.

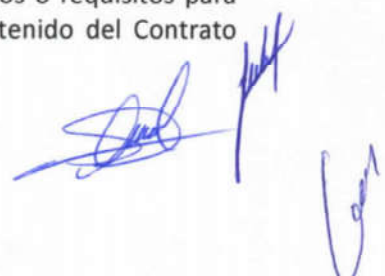
Derivado de lo anterior, la información que en su caso se obtenga de la ejecución del Plan de Evaluación y su correspondiente aplicación en el diseño y ejecución del futuro Plan de Desarrollo, conllevará, además, al incremento en el largo plazo, del desarrollo de las actividades de Extracción en el Área Contractual.

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

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. Para lo anterior, deberá tramitar los permisos o autorizaciones que resulten necesarios para llevar a cabo dicha actividad.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar en favor del Contratista, el Plan Evaluación presentado para el Área Contractual 17 Paso de Oro, relacionado con el contrato CNH-R01-L03-A17/2015, con una vigencia de hasta 12 meses contados a partir de la aprobación del mismo, 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 la cláusula 4.1 y anexo 7 del Contrato y los Lineamientos, de conformidad con la resolución CNH.E.54.001/16. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan se alinea con los principios establecidos 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.



Queda condicionado a la resolución de la Agencia Nacional de Seguridad Energía y Ambiente, para que el Contratista pueda iniciar actividades petroleras.

Elaboró:



ING. MARÍA GUADALUPE GALICIA MUÑOZ
Directora General Adjunta
Dirección General de Dictámenes de Extracción

Revisó:



ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ
Director General Adjunto
Dirección General de Dictámenes de Extracción

Autorizó:



ING. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ
Titular de la Unidad Técnica de Extracción