



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A10/2016

Dictamen Técnico del Plan de Evaluación  
del Área Contractual 10, *La Laja*

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

Four handwritten signatures in blue ink are present. One is a large, stylized signature on the left. Another is a vertical signature on the right. A third signature is below the first, and a fourth, smaller signature is to the right of the second.

Julio 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. RESULTADO DEL DICTAMEN .....	33



## 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 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., resultó ser el Licitante Ganador del Área Contractual número 10 (Área Contractual).

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

El 25 de agosto de 2016 (Fecha Efectiva), se firmó el Contrato No. CNH-R01-L03-A10/2016 (Contrato), para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondiente a la Licitación No. CNH-R01-L03/2015, entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y Oleum del Norte, S.A.P.I. de C. V., para el Área Contractual, con una vigencia de 25 años a partir de la fecha de la firma.

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 16 de diciembre de 2016 el Contratista sometió a consideración de esta Comisión el Plan de Evaluación (*Plan*) asociado al Contrato con una duración de un año a partir de la aprobación del Plan.

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" (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 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 estará asociado 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.

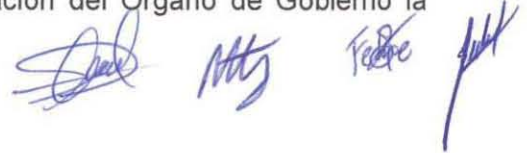
Por último, es necesario que el dictamen correspondiente establezca el resultado de la evaluación realizada por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos con respecto al Sistema de Administración; así como, la evaluación al Programa de Cumplimiento 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-A10/2016 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, Oleum del Norte, S.A.P.I. de C.V.

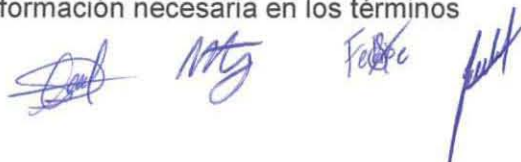
La vigencia del Contrato es de 25 años contractuales a partir de la Fecha Efectiva, en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación del presente Contrato, incluyendo las relativas al abandono, la indemnización, la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

Oleum del Norte, S.A.P.I. 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 Rafael Garcia Carrera, en su carácter de representante legal, personalidad que acredita mediante el poder protocolizado en la escritura pública No. 47, 723, otorgada ante la Fe del Notario Público No. 120 del Distrito Federal, hoy Ciudad de México, Lic. Miguel Ángel Espíndola Bustillos, de fecha 12 de julio de 2016.

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 46 Unidades de Trabajo, para realizar un total de 4,646 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 las Cláusulas 4.2 y 4.3 y 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 Comisión para su aprobación un Plan de Evaluación. Dicho Plan 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 de escrito sin número, recibido el 16 de diciembre de 2016, el Contratista presentó el Plan de Evaluación del Área Contractual a la Comisión.

A través de Memorándum 252.155/2016 de fecha 20 de diciembre de 2016, 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.

Por medio del Memorándum 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 250.0014/2017 de fecha 20 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 de escrito sin número.

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.

A través de los escritos sin número de fechas 28 de febrero de 2017 y 3 de marzo de 2017, el Contratista presentó diversas aclaraciones a la información presentada el 10 de febrero del mismo año.

La SE respondió a la solicitud hecha por la Comisión, a través del oficio UCN.430.2017.0059 de fecha 9 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 250.0078/2017 de fecha 10 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 Memorándum 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.

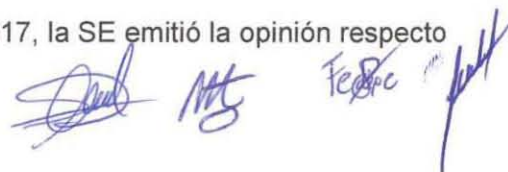
A través del oficio 250.0139/2017 de fecha 8 de mayo de 2017, la Comisión citó a reunión de trabajo al Contratista con el fin de resolver diversos cuestionamientos técnicos referentes al Plan, dicha reunión se llevó a cabo en las instalaciones de la Comisión el día 9 de mayo de 2017.

Como resultado de la reunión mencionada, por medio del escrito sin número de fecha 17 de mayo de 2017, el Contratista remitió a la Comisión, las aclaraciones derivadas de la reunión de trabajo antes mencionada. Adicionalmente, a través de escrito sin número de fecha 23 de mayo de 2017, el Contratista presentó un alcance al presupuesto del Plan presentado anteriormente.

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

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

Mediante oficio UCN.430.2017/0127 de fecha 26 de mayo 2017, la SE emitió la opinión respecto del Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional.



## IV. Análisis de los elementos del Plan

### Antecedentes del Área Contractual

El campo La Laja se ubica a 40 kilómetros al suroeste de la ciudad de Tampico, Tamaulipas, está localizado geológicamente en la cuenca Tampico-Misantla, en la Planicie Costera del Golfo de México, cubriendo una extensión de aproximadamente 10.2 Km<sup>2</sup>.

Cuenta con siete Pozos perforados en el campo, de los cuales cuatro están cerrados y los otros tres se encuentran taponados. En el Área Contractual no existe ningún tipo de instalaciones superficiales para el procesamiento, manejo y transporte de Hidrocarburos. En la Tabla siguiente se muestran las características principales del Área Contractual.

Concepto	
Nombre	Área Contractual 10, La Laja
Estado y municipio	Veracruz, Ozuluama
Área Contractual	10.244 km <sup>2</sup>
Profundidad promedio de las formaciones productoras	2530 m
Tipo de hidrocarburos	Aceite 26° API
Yacimientos y/o campos	Tamaulipas Inferior (Cretácico), Guayabal y Palma Real Inferior (Terciario)

*Características principales del Área Contractual (Fuente: Contratista).*

En términos del análisis técnico realizado, se advierte que el Plan de Evaluación propuesto por el Contratista cumple con los elementos establecidos en el apartado VI del Anexo I de los Lineamientos, el numeral I del Anexo Único de la Resolución, la cláusula 4.1 y el Anexo 7 del Contrato.

Lo anterior se corrobora con las constancias que obran en el expediente CNH-R1L3-041/2017, a cargo de la Dirección General de Dictámenes de Extracción, por lo que, en atención a la información presentada por el Contratista, resulta procedente hacer especial énfasis en el análisis el cumplimiento de los requisitos establecidos en el Anexo 7 del Contrato, toda vez que dicha información se encuentra vinculada con la normativa en comento, conforme a lo siguiente:

### Cumplimiento del PMT y su incremento.

El Contratista debe acreditar un total de 4,646 UT, de las cuales 4,600 UT fueron establecidas por las Bases de Licitación, mientras que las restantes 46 UT corresponden al incremento al PMT ofrecido por el Contratista. De acuerdo con el Plan, las actividades a realizar permitirán acreditar las UT comprometidas, como se observa en la siguiente Tabla. El plan de evaluación contempla dos etapas para la ejecución de las actividades; una firme, que permitirá cumplir con las unidades de trabajo establecidas para cubrir el Programa Mínimo de Trabajo así como su Incremento, y otra opcional, que se realizará sólo si la integridad de los pozos existentes y las condiciones del Área Contractual lo permiten.

Cantidad	Actividad	Unidades de Trabajo otorgadas por actividad	Unidades de Trabajo Totales
10 Km <sup>2</sup>	Adquisición, procesamiento e interpretación sísmica 3D	20 UT/Km <sup>2</sup>	200
1	Perforación de un pozo	4,000	4,000
1	Actualización Modelo Estático	300	300
1	Actualización Modelo Dinámico	300	300
<b>Total</b>			4,800

Actividades PMT (Fuente: Contratista)

Cantidad	Actividad	Unidades de Trabajo otorgadas por actividad	Unidades de Trabajo Totales
1	Reparaciones mayores	800	800
1	Reparaciones menores	400	400
1	Toma de núcleo	25	25
1	Análisis de agua de formación	10	10
<b>Total</b>			1,235

Actividades etapa opcional (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.

1. Un plan de actividades de Evaluación que incluya perforación, prueba y Evaluación, así como estudios técnicos, económicos, sociales y ambientales a realizarse para determinar factores de recuperación, así como requerimientos de procesamiento y transporte de los Hidrocarburos.

El Contratista plantea realizar las siguientes actividades que corresponden al periodo de Evaluación.

### Perforación

El Contratista plantea [REDACTED] durante el periodo de evaluación, el objetivo de esta perforación es obtener producción comercial de aceite, almacenado en rocas carbonatadas de edad Cretácico Inferior, así como constatar la prospectividad a nivel de las formaciones del Terciario (Palma Real Inferior, Guayabal y Velasco Medio). A nivel Jurásico en las formaciones Pimienta y Tamán se busca obtener información que permita definir una posible prospectividad.

La evaluación de las posibles localizaciones y el programa preliminar de perforación se encuentran descritas en las secciones 2 y 3 del presente análisis.

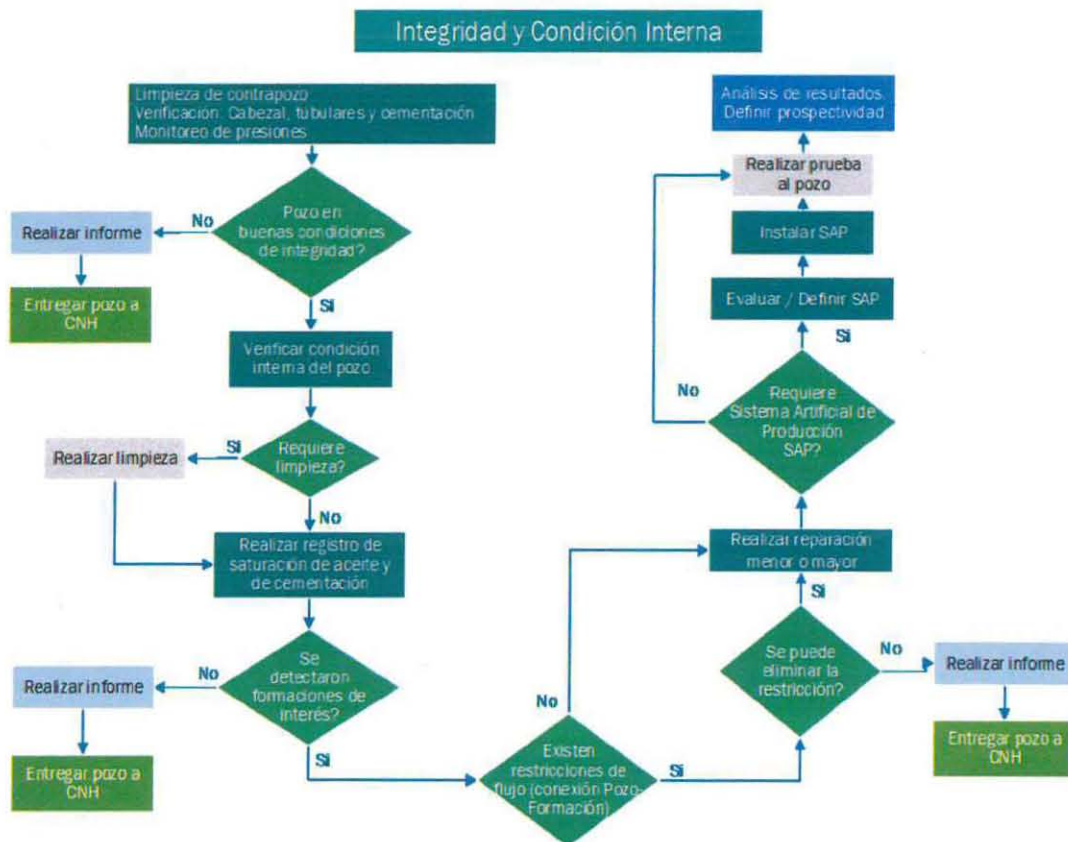
## Pruebas de Producción

En caso de ser posible y conveniente, en los Pozos existentes se efectuarán tres tipos de actividades que son: pruebas de presiones, pruebas de suabeo y pruebas de calibración de profundidad interior.

Una vez actualizada la información del modelo estático con base en el resultado de la sísmica 3D, la actualización del modelo dinámico con base en la información que se obtenga de los Pozos existentes y durante el diseño del programa definitivo de perforación y terminación del primer Pozo, se establecerá el programa final de pruebas de presión-producción para la evaluación del potencial de producción del Pozo y de los yacimientos.

## Reparaciones de Pozos

Las reparaciones mayores y menores de los Pozos existentes están consideradas en la **Etapa Opcional Condicionada**. Para definir la factibilidad y conveniencia de realizar las reparaciones, el Contratista propone revisar la integridad física de los Pozos cerrados del campo (La Laja-1B, La Laja-6A, La Laja-8 y La Laja-9), evaluar su potencial de producción para decidir su incorporación o no al Plan de Desarrollo para la Extracción de hidrocarburos dentro del campo, así como las condiciones actuales del Área Contractual. A continuación, se muestra la Figura con el flujograma del proceso propuesto por el Contratista para la revisión de los Pozos.



Flujograma de trabajo en Pozos existentes. (Fuente: Contratista)

En el plan presentado por el Contratista se contemplan las siguientes actividades para cada Pozo.

Pozo	Formación	Posible Trabajo
LA LAJA -1B	Palma Real Inferior	[Redacted]
LA LAJA- 8	Tamaulipas Inferior	[Redacted]
LA LAJA-9	Tamaulipas Inferior	[Redacted]
LA LAJA-6A	Guayabal	[Redacted]

(Fuente: Contratista)

### Estudios técnicos

#### Petrofísica

El Contratista presenta el resumen del análisis petrofísico realizado a los Pozos La Laja-6A, 8 y 9, en la formación Tamaulipas Inferior, que es la que tiene mayor prospectividad en el Área Contractual. Los resultados muestran que la porosidad se encuentra en un rango de 5.4% a 6.3% que son valores característicos para las rocas de esta formación. Los espesores netos van de los 24 a los 36 m, lo que representa que podría contener un volumen considerable de Hidrocarburos.

Pozo	Área Contractual			Petrofísica Básica			
	FM	Espesor bruto (m)	Espesor neto (m)	Neto/Bruto (fracción)	Promedio VCL (fracción)	Promedio PHIE (fracción)	Promedio Sw_pc (fracción)
LA LAJA_8	K_Sup	19.00	7.18	0.378	0.18	0.09	0.53
	Tam_Inf	87.00	35.51	0.410	0.11	0.07	0.46
LA LAJA_9	Tam_Inf	80.00	26.52	0.330	0.16	0.05	0.46
LA LAJA_6A	Tam_Inf	24.00	14.66	0.610	0.13	0.07	0.48
	K_Sup	58.00	23.75	0.410	0.15	0.08	0.45

Resumen de propiedades petrofísicas. Campo La Laja. (Fuente: Contratista)

### Yacimientos

Los Pozos que se encuentran en el Área Contractual, han sido disparados en las Formaciones Tamaulipas Inferior (Cretácico), Guayabal y Palma Real Inferior, estas últimas correspondientes al Terciario. Se obtuvieron los valores de presión inicial para cada formación a las profundidades de referencia, obteniéndose el gradiente de presión.

Formación	Presión inicial (Kg/cm <sup>2</sup> )	Prof. Promedio (m) bnm
<b>Tamaulipas Inferior</b>	380	2,530
<b>Guayabal</b>	296	2,160
<b>Palma Real Inferior</b>	205	1,650

Presiones iniciales por Formación. (Fuente: Contratista)

Si se considera un valor de presión actual de 250 kg/cm<sup>2</sup>, se tendrá una elevada declinación, característica de zonas de baja permeabilidad, baja porosidad y fracturas pobremente conectadas. En los Pozos perforados se ha presentado producción de agua, que puede deberse a que la saturación de agua es de casi del 46 %. La formación Tamaulipas Inferior es muy poco permeable y compacta, debido a que se han realizado múltiples intentos de realizar pruebas de admisión (cemento o ácidos), sin éxito.

Para la formación Guayabal no se han reportado producciones oficiales por lo que sus condiciones actuales corresponden a las originales.

La Formación Palma Real Inferior, fue disparada y terminada en los Pozos La Laja 1B y 6A, y de acuerdo con los reportes se tiene que en el Pozo La Laja 6A fue improductiva y en el Pozo La Laja 1B tuvo un volumen acumulado de 2.4 mb.

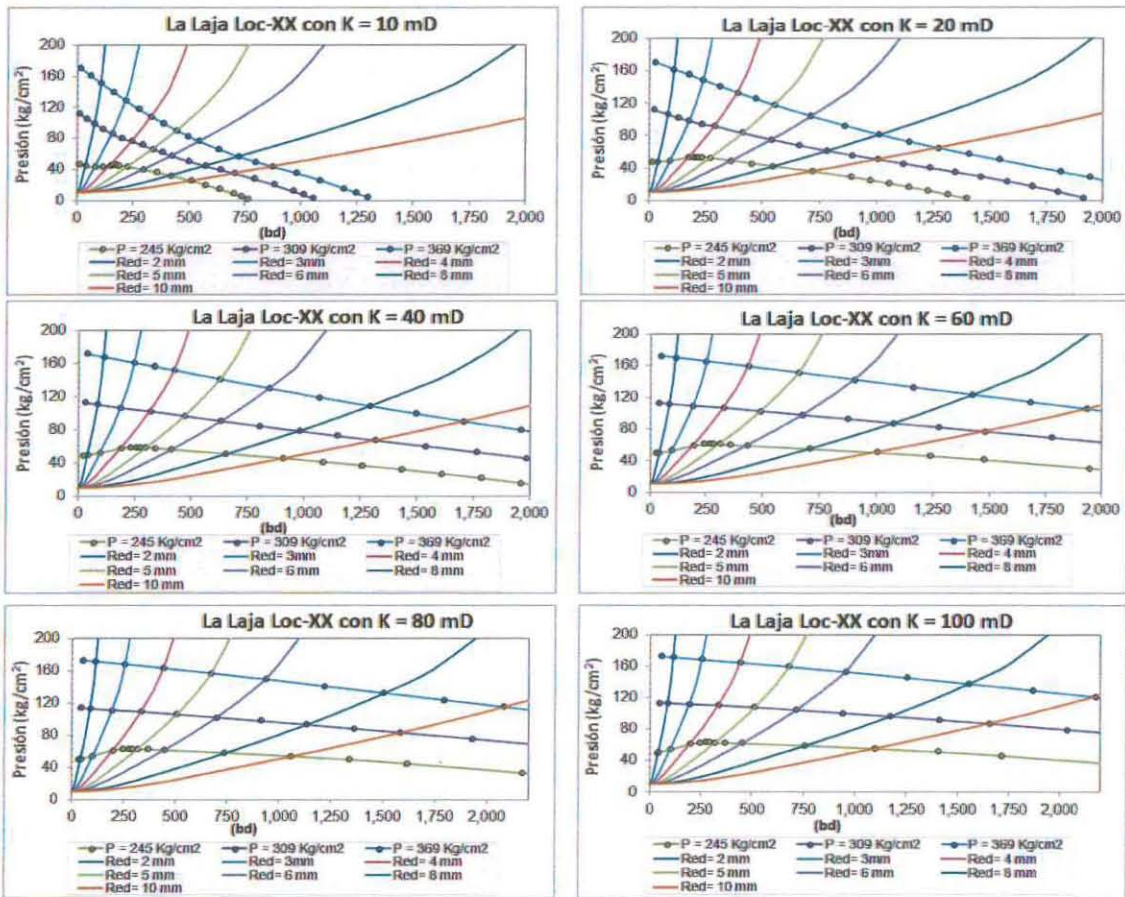
### Productividad

El Contratista realizó el análisis de productividad a la Localización 1 tomando en consideración que el Pozo sea vertical o direccional. En la Tabla y Figuras que se incluyen a continuación, se muestran los resultados de los análisis nodales con diferentes valores de presión de yacimiento y permeabilidad.

*[Handwritten signatures in blue ink]*

Ø Estrang. (mm)	Qo (bd)											
	K = 10 mDarcy				K = 20 mDarcy				K = 40 mDarcy			
Pe <sub>1</sub> = 245 Kg/cm <sup>2</sup>	37	80	149	225	40	90	173	268	42	96	188	298
Pe <sub>2</sub> = 309 Kg/cm <sup>2</sup>	78	155	246	336	83	174	290	412	85	185	318	470
Pe <sub>3</sub> = 369 Kg/cm <sup>2</sup>	107	215	330	440	110	237	390	551	115	247	424	629
Ø Estrang. (mm)	K = 60 mDarcy				K = 80 mDarcy				K = 100 mDarcy			
	Pe <sub>1</sub> = 245 Kg/cm <sup>2</sup>	44	98	195	310	46	100	198	316	46	100	200
Pe <sub>2</sub> = 309 Kg/cm <sup>2</sup>	87	189	320	492	89	192	334	505	89	192	335	505
Pe <sub>3</sub> = 369 Kg/cm <sup>2</sup>	120	250	435	660	122	251	440	672	122	253	440	672

Sensibilidad a gastos iniciales Pozo La Laja Localización 1 Tipo "J". (Fuente: Contratista)



Resumen Análisis Nodal Pozo La Laja Loc-1 Caso Pozo tipo "J". (Fuente: Contratista)

*[Handwritten signatures]*

## Toma de Información en Pozos Existentes y/o a perforar

### i. En Pozos existentes

En los Pozos existentes, el Contratista tiene contempladas actividades que dependerán del estado de integridad en el que se encuentren estos Pozos. La toma de información en estos Pozos tiene como objetivo establecer la factibilidad de reactivar los Pozos y las actividades previstas se enlistan a continuación:

- Revisar la integridad de los Pozos, estado de cabezal, tubulares y cementación.
- Verificar condición interna del Pozo, calibrar aparejo, TR de producción y calibrar profundidad interna.
- Realizar programas de prueba y evaluación en los Pozos.
- Determinar saturación de aceite en Formaciones de interés.
- Evaluar capacidad de flujo del Pozo, conexión Pozo-formación (estado de los disparos).
- Efectuar pruebas de presión-producción.

### ii. Pozos a perforar

En el Pozo a ser perforado durante la etapa de evaluación, el Contratista tiene planeadas las siguientes actividades:

- Tomar los registros geofísicos necesarios para evaluar las saturaciones de fluidos en toda la columna geológica (Formaciones del Terciario, Cretácico y Jurásico) para evaluar e identificar todos los yacimientos de interés.
- Realizar pruebas de presión-producción con el fin de cuantificar el potencial real de producción de las Formaciones prospectivas.
- De ser posibles tomar núcleos o muestras de pared en los intervalos de interés (**Actividad opcional**).

## Estudios económicos

El Contratista no incluye la realización de estudios económicos en el Plan presentado.

## Estudios sociales

Entre los principales hallazgos del estudio derivados tanto de la investigación documental, como de la investigación de campo realizadas por el Contratista resaltan los siguientes aspectos:

Se identificaron diez localidades en el área núcleo con familias pequeñas que cuentan con siembra de temporal en pequeña escala y familias que cuentan con algunas cabezas de ganado; cuatro localidades que por sus características y relación con la zona núcleo conforman la zona de influencia directa y una en la zona indirecta, la cual a su vez es la cabecera municipal de Ozuluama.

Se confirmó la gran dispersión poblacional en la zona núcleo. Dada esta dispersión y las actividades económicas que desarrolla la población se prevé una baja posibilidad de que estas familias sean impactadas negativamente por el desarrollo del proyecto.



Existen antecedentes de movilizaciones y protestas de la población por la construcción de la autopista a Tampico. Esto se debió a que para la construcción de esta carretera se bloqueó por completo el principal acceso que tienen las localidades a la cabecera municipal que es la única que cuenta con servicios médicos, educativos, de abasto de alimentos y es la zona comercial. Sin embargo, también se identificó un proyecto social realizado por PEMEX en el que la población reconoce su labor de acercamiento, compromiso con la comunidad y autoridad del municipio. Mediante dicho proyecto se destinaron recursos para el mantenimiento de escuelas y de viviendas en la zona directa, y realizaron obras de pavimentación para la zona indirecta, situación que ha logrado el reconocimiento social entre la población.

Del análisis de la estadística y los datos obtenidos en trabajo de campo, se desprende que los temas de atención prioritaria son los relacionados con los caminos, porque sus déficits repercuten en traslados. En segundo término, se pudo observar y escuchar de los informantes referirse a los déficits y carencia de servicios, como la de agua potable y drenaje sanitario. Dicha condición se observó en las localidades de interés, principalmente en la zona núcleo y directa, donde hay ausencia de sistema de drenaje sanitario, red de agua potable e incluso en algunos casos de electricidad.

Ante la Predicción y valoración de impactos sociales, se identificó lo siguiente:

#### **Interrelaciones positivas.**

- a) Mejoramiento ambiental de la zona núcleo. La exigencia de ejecución del programa de monitoreo de calidad de aguas, aire y suelo que conlleva el proyecto, redundará a un mejor manejo ambiental del área núcleo.
- b) El proyecto puede requerir de la construcción de infraestructura como la mejora de caminos y el cableado para el uso de luz eléctrica y agua potable, lo que podría generar externalidades positivas para la población de la zona núcleo.

#### **Interrelaciones negativas.**

Los impactos potenciales negativos directos varían de leves a moderados, y tienen carácter de temporal en casi todas las fases del proyecto, siendo casi totalmente localizadas en las etapas de construcción y operación. Entre ellos podemos mencionar:

- a) Modificación temporal del uso de pastizales. El proyecto implica que al menos de forma temporal se limite el uso de pastizales para los animales con los que cuentan las familias y se requiere de un plan para tenerlos en un corral y alimentarlos con otros medios.
- b) Bajas expectativas de la población para emplearse en el proyecto. La población tiene bajas expectativas de empleabilidad en el proyecto dado que disponen de bajos niveles de escolaridad.

Los principales compromisos establecidos por el Contratista deben enfocarse sobre los siguientes temas:

- Comunicación: un compromiso abierto y efectivo incluye escuchar y hablar de manera bidireccional, oportuna, precisa, clara y relevante.
- Transparencia: informar de manera clara y transparente.
- Colaboración: trabajar de manera cooperativa para buscar resultados beneficiosos para ambas partes.

- Masividad: reconocer, comprender e incluir temprano a todos los actores y a través del proceso.
- Integridad: dirigir el compromiso de manera que fomente respeto y confianza mutua.
  - a) Se recomienda informar detalladamente a los pobladores sobre el esquema del proyecto, las previsiones en el estudio, que garantizará la conservación de las áreas de pastoreo, la salubridad ambiental y la salud pública.
  - b) Se sugiere evitar niveles de ruido excesivos.
  - c) Establecer las medidas de seguridad y contingencia necesarias ante posibles accidentes.
  - d) De ser necesario se sugiere la realización de negociaciones que impidan el cierre del camino principal de las localidades a la cabecera municipal.
  - e) Coordinar con los pobladores la contaminación doméstica, agrícola e industrial.
  - f) Establecer la vigilancia y monitoreo de la calidad del agua junto con los pobladores.
  - g) Establecer un programa de control de plagas, vectores de enfermedades que sea claro y se pueda llevar a cabo junto con los pobladores.

### Estudios ambientales

Inicialmente el Contratista realizó una investigación histórica en el área de estudio para tener un conocimiento más específico de la zona, así como conocer lugares potencialmente contaminados, principalmente en las zonas donde existe evidencia de actividades industriales y trabajos petroleros.

A partir de lo anterior, obtuvo información sobre el medio físico dentro del Campo La Laja. Los datos fueron obtenidos de diversas fuentes, principalmente del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), la Comisión Nacional Forestal (CONAFOR), el Servicio Geológico Mexicano (SGM), y la Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO).

Con las fuentes anteriores obtuvo, por parte del medio abiótico:

1. Clima: Cálido subhúmedo (Aw), del cual su característica principal corresponde a un rango de una temperatura media anual de 22°C y su temperatura en el mes más frío es de 18°C, y la temporada de lluvias queda localizada en los meses de verano.
2. Tipo de suelo. Principalmente feozem calcárico el cual consta de un horizonte A de color marrón de estructura definida por grumos irregulares definida por grumos irregulares muy estables, del tamaño de un grano de maíz. Además, es común encontrar concentraciones pequeñas de carbonato de calcio.
3. Vegetación y uso de suelo. Principalmente selva – pastizal. Selva aplica a las florestas densas con gran diversidad de especies arbóreas así como pastizal a comunidades vegetales donde predominan los pastos con pocos árboles y arbustos.
4. Fisiografía. Llanura Costera del Golfo Norte la cual presenta las características de una costa emergida y se ve interrumpida por algunas sierras. Presenta topofomas como lomeríos y algunos valles, llanuras, sierras y barras.
5. Geología regional. Tobas limolita-arenisca. Rocas volcánicas, especialmente aquellas de origen piroclástico constituidas de partículas del tamaño de grava, arena, limo y arcillas no consolidadas.

6. Hidrogeología. Acuífero Tampico-Misantla considerado de tipo libre heterogéneo y anisótropo, se encuentra alojado en su porción superior, en los sedimentos fluviales, aluviales y eólicos de granulometría variada que constituyen el lecho y la llanura de inundación de los ríos Tempoal, Pánuco y otros ríos y arroyos tributarios, así como areniscas y conglomerados.
7. Región hidrológica. Se caracteriza por presentar las principales expresiones geomorfológicas del litoral, como son las dunas e islas de barrera formando extensos sistemas lagunares-estuarinos.
8. Eventos climatológicos como inundaciones, huracanes, ciclones, heladas, sequías las cuales no indican un alto riesgo de incidencia en el área de estudio.

El Contratista realizó recorridos de campo para verificar la información obtenida en la revisión e investigación histórica y bibliográfica del Área Contractual Campo La Laja. Durante dichas visitas se llevó a cabo la ubicación de los Pozos petroleros y sus zonas aledañas, así como zonas visiblemente afectadas; se realizó la identificación y descripción de infraestructura existente del sector Hidrocarburos presentes, identificación de principales vías de comunicación. La ubicación de comunidades dentro del Área Contractual Campo La Laja. La ubicación de los cuerpos de agua dentro del Área Contractual.

Se realizó la instalación y lectura de 71 gasometrías dando como resultado la identificación de zonas potencialmente contaminados con hidrocarburos. Las zonas con mayores concentraciones de Contenido Orgánico Volátil fueron aquellas en las que se encuentran los Pozos La Laja-1A, La Laja-8 y La Laja-9. Con la delimitación de las posibles áreas afectadas realizó 50 sondeos en toda el Área Contractual campo La Laja principalmente en aquellas en las que se obtuvieron las mayores lecturas de gasometrías.

El Contratista tomó 55 muestras de suelo (50 ordinarios y 5 duplicados) para la determinación de las concentraciones de hidrocarburos. Para la determinación de las concentraciones de metales pesados se obtuvieron 42 muestras de suelo (38 ordinarias y 4 duplicados).

En la parte de la identificación de la condición del agua se realizó un censo hídrico para conocer ciertos parámetros fisicoquímicos del agua tal como potencial óxido - reducción, pH, oxígeno disuelto, conductividad, salinidad y temperatura. Se obtuvieron 6 muestras de agua para análisis de hidrocarburos y 4 muestras más para la determinación de la calidad del agua. Además, se hizo un análisis del aire en el área de estudio.

El Contratista también realizó recorridos en el Campo La Laja para la identificación de Fauna mediante los siguientes supuestos:

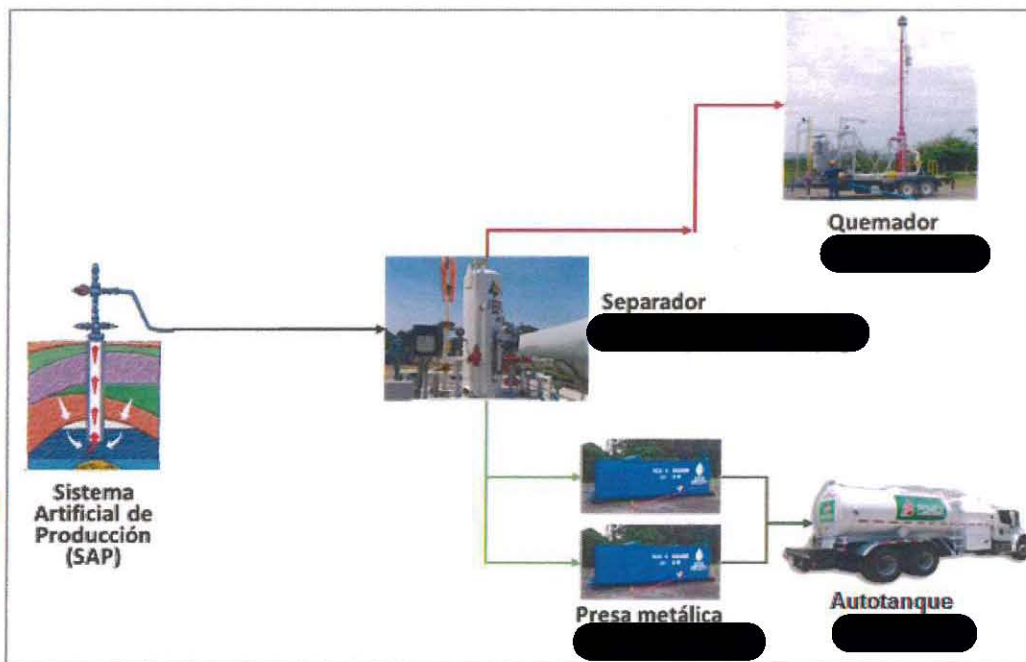
- a. Avistamiento.
- b. Canto.
- c. Rastros (excretas y/o huellas).
- d. Colocación de trampas cámara.

Realizó recorridos dentro del Área Contractual campo la Laja, para la identificación de especies de plantas presentes en el área, asimismo, se establecieron puntos de muestreo forestal.

Derivado de lo anterior, actualmente el Contratista menciona que se encuentra en una etapa de gabinete en la que se realizará el análisis de resultados obtenidos de las actividades realizadas en la etapa de planeación y en la etapa de investigación de campo, integrando dicha información en un Informe Final del Estudio.

### Procesamiento y transporte de hidrocarburos

En el Área Contractual no existen instalaciones de procesamiento, almacenamiento y transporte de hidrocarburos, por lo que, para realizar las actividades contempladas en el Plan de Evaluación, el Contratista rentará los equipos requeridos y solicitará los permisos correspondientes ante los organismos oficiales. En la siguiente figura, se muestra esquemáticamente el proceso de recepción de producción, separación gas-líquido, almacenamiento, disposición de aceite y quema de gas.



1 Esquema del proceso de producción temporal del Campo La Laja. (Fuente: Contratista)

### Mecanismos de medición

La mezcla de hidrocarburos, que en su momento provenga del Pozo se enviará al separador bifásico (gas-líquido), donde se separará el gas asociado del aceite a una presión de 60 psig y a una temperatura de 30°C., el líquido separado pasará a un sistema de presas metálicas, mientras que el gas separado, pasará a un quemador.

El aceite después de separado, pasará a las presas metálicas, que estarán equipadas con indicadores de nivel para calibrar el volumen, con rombo de seguridad y rótulo alusivo a la capacidad máxima de almacenamiento (tanques calibrados). Debido a que no existe infraestructura para el manejo, disposición y transporte de la mezcla aceite-agua, el Contratista tramitará un acuerdo con PEMEX para disponer de autotanques para el envío y entrega de los fluidos producidos a la batería de separación San Diego.

## Comercialización de hidrocarburos

La mezcla aceite-agua será trasladada por medio de autotankers previo acuerdo con PEMEX a la batería de separación San Diego, la cual es operado por Pemex Exploración y Producción, empresa con la que el Contratista tendrá que establecer un protocolo de medición y comercialización.

## Aprovechamiento de gas

Debido a que no existe infraestructura para el manejo, disposición y transporte del gas, el gas después de separado, será medido usando placas de orificio y registradores instalados en la descarga de gas del separador de prueba y enviado a un quemador. Atendiendo a lo establecido en el artículo 6, fracción III, de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, el Contratista prevé tramitar los permisos o autorizaciones que, en su caso, resulten necesarios para llevar a cabo la destrucción controlada del Gas Natural Asociado.

### 2. Posible ubicación de los Pozos de Evaluación a perforar.

El Contratista realizó un análisis preliminar con información disponible del Área Contractual, a fin de estar en posibilidad de definir las áreas potenciales para la ubicación de las nuevas localizaciones en el Área Contractual. Con base en lo anterior, se identificaron oportunidades, las cuales se jerarquizaron tomando en consideración la configuración estructural, propiedades petrofísicas y el análisis de yacimientos de los Pozos existentes, en la Figura que se incluye más abajo, se muestran dichas localizaciones en color azul.

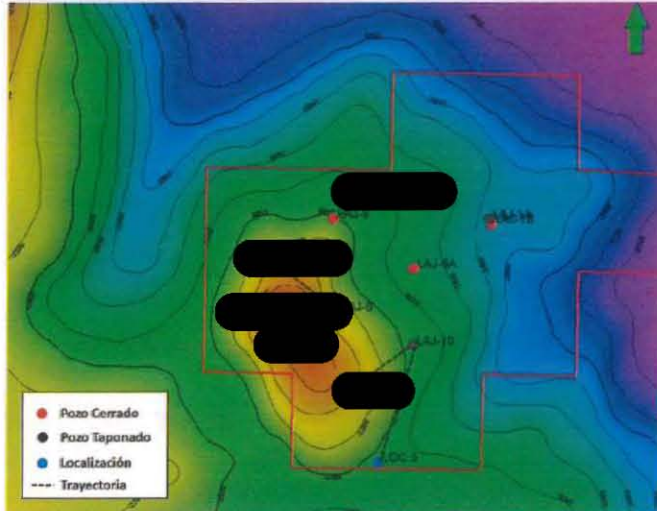
Con las secciones estructurales en dirección suroeste – noreste (Pozos La Laja-8, La Laja-6A y La Laja-1) y dirección Norte – Sur a Noroeste – Sureste (Pozos La Laja-9, La Laja-8 y La Laja-10), el Contratista confirmó que la estructura se hace más alta hacia el suroeste del campo.

De acuerdo con la información presentada por el Contratista, las Formaciones Velasco Medio, Guayabal y Palma Real Inferior, de edad Terciaria, no se pudieron analizar en detalle, por falta de información confiable. Mientras que a nivel del Jurásico (Formación Pimienta), pudiese existir prospectividad, pero la calidad de las líneas sísmicas disponibles, no permite realizar un buen análisis a ese nivel. En la siguiente Tabla se muestran las ubicaciones y profundidades de dichas localizaciones.

Localización	Coordenadas		Prof. Objetivo Estimada (md)	Prof. Total Estimada (md)
	X	Y		
LOC. 1				
LOC. 2				
LOC. 3				
LOC. 4				
LOC. 5				
LOC. 6				
LOC. 7				

Coordenadas aproximadas de los Pozos a perforar (Fuente: Contratista)

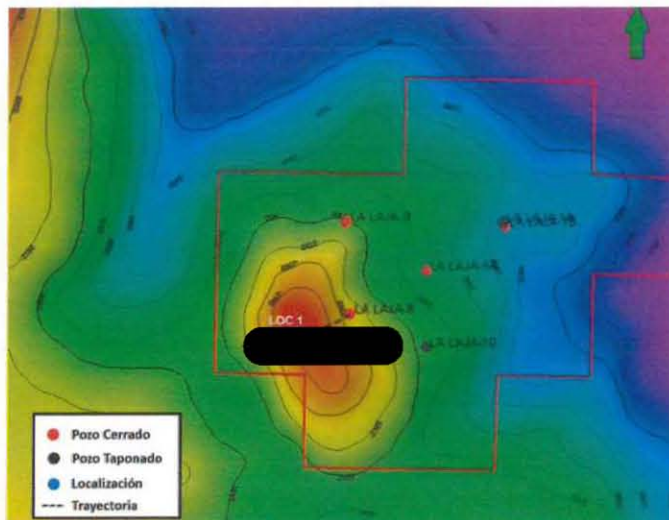
*[Handwritten signatures and initials]*



Localizaciones identificadas sobre la configuración estructural en profundidad para la Cima de la Formación Tamaulipas Inferior. (Fuente: Contratista)

### 3. Programa preliminar de perforación para los Pozos de Evaluación.

El Contratista determinó, con base en su análisis, que la localización con mayor prospectividad para llevar a cabo la perforación considerada en el Plan, es la localización No. 1, la cual se ubica en el tope de la estructura, como se muestra a continuación.



Ubicación de la localización a perforar LOC-1. (Fuente: Contratista)

El objetivo de esta perforación es obtener producción comercial de aceite almacenado en rocas carbonatadas de edad Cretácico Inferior, así como constatar la prospectividad a nivel de las formaciones del Terciario (Palma Real Inferior, Guayabal y Velasco Medio). A nivel Jurásico en las formaciones Pimienta y Tamán se busca obtener información que permita definir una posible prospectividad, cabe resaltar que los Pozos La Laja 8 y 9 alcanzaron la formación Pimienta durante la perforación.

También se pretende evaluar, corroborar y delimitar las reservas existentes en el campo La Laja, a nivel de la formación Tamaulipas Inferior, de edad Cretácico.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

En las siguientes tablas se muestra información referente al Pozo propuesto (Loc-1) que fue presentada por el Contratista dentro del Programa Preliminar de Perforación Campo La Laja como Anexo I del Plan de Evaluación.

Profundidad Total Programada (JSK)		Desplazamiento (m)
(m.v.b.n.m.)	(m.d.b.m.r)	

Profundidad total programada (Fuente: Contratista)

Altura del terreno sobre el nivel del mar (m):	
Altura de la mesa rotaria sobre el terreno (m):	
Coordenadas UTM de superficie:	
Coordenadas geográficas del conductor:	

Resumen ubicación geográfica  
Sistema de Referencia de Coordenadas: UTM-NAD27  
Fuente: Contratista

Objetivo productor	Prof. Vertical (m.v.b.n.m.)	Prof. Desplazada (m.d.b.m.r)	Desplazamiento (m)	Azimut (°)	Coordenadas UTM (m)
	X			Y	
KTI					

Profundidad y coordenadas de objetivo productor. Fuente: Contratista

Columna geológica localización (LOC-1)				
Formación	Profundidad (m.v.b.n.m)	Profundidad (m.v.b.m.r)	Espesor (m)	Litología probable
O. Mesón	AFLORA	AFLORA	220	Lutitas arenosas gris amarillento y areniscas gris a gris verdoso de grano muy fino, bien consolidadas.
O. Alazán	220	304	270	Lutitas gris a gris verdoso bentoníticas y ligeramente arenosas y arenisca gris de grano fino.
O. Palma Real Inf.	490	574	1,400	Lutitas arenosas de color gris de grano fino color gris bien cementada.
E. Guayabal	1,890	1,974	360	Lutitas pardas, gris pardas café ligeramente compacta y arenosas con trazas de bentonita gris y arenisca de grano fino a medio color gris regularmente cementada.
P. Velasco Med	2,250	2,334	70	Lutitas de color gris verdoso, gris claro y gris oscuro, pardas, semiduras y arenisca gris de grano fino medio de regular a bien consolidadas.
K. Cretácico Sup.	2,320	2,404	10	Caliza criptocristalina blanca grisácea, trazos de bentonita gris verdosa y verde. Marga gris y gris verdosa, bentonita verde y pedernal blanco y negro.
K. Tamaulipas Inf.	2,330	2,414	185	Caliza crema y café a café claro por leve impregnación de aceite y en su base por una caliza café a café oscuro, criptocristalina, en partes arcillosa.
J. Pimienta	2,515	2,599	110	Caliza café claro a café oscuro, densa, criptocristalina, en partes arcillosa, con fragmentos de lutita negra carbonosa y bentonita gris claro.

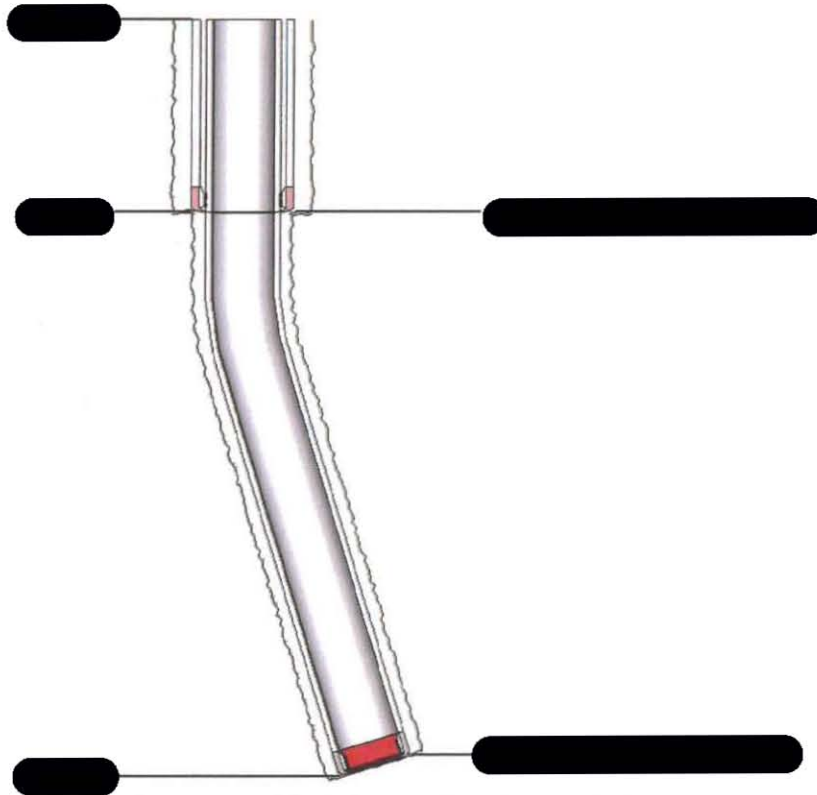
J. Tamán	2,625	2,709	200(*)	Caliza café oscuro a negro arcillosas, interestratificadas con lutita negra carbonosa. En algunos tramos se observan fragmentos de bentonita gris verdoso y café claro. La cima de esta formación se marcó en el cambio litológico de una caliza café oscuro, densa, criptocristalina.
Prof. Total				

NOTA: Elevación de Terreno = 79 m y E.M.R= 5.0 m (Preliminar)

(\*) Penetración parcial.

Columna Geológica Probable Localización La Laja Loc - 1. Fuente: Contratista

La siguiente figura muestra el esquema mecánico de la perforación considerado en el Programa Preliminar de Perforación presentado por el Contratista, que según la trayectoria mostrada por el Contratista corresponde a un Pozo direccional Tipo "J".



Esquema mecánico de la perforación. Fuente: Contratista

Es importante señalar que esta información fue presentada como parte de un programa preliminar de perforación y podrá tener variaciones con base en la información que se adquiriera a partir de las actividades consideradas durante el periodo de evaluación.

#### 4. Un estimado detallado de los Costos de realizar las actividades de Evaluación.

Las actividades del Plan de Evaluación tienen como objetivo incrementar el conocimiento técnico del campo La Laja, a partir de comprobar la existencia de hidrocarburos en la formación Pimienta y evaluar el potencial en el Cretácico Inferior y en las formaciones Velasco Medio, Guayabal y Palma Real Inferior del Terciario, a lo largo de un periodo de 12 meses de duración.

*[Handwritten signatures in blue ink]*



Las premisas que sirvieron como base para la estimación de costos son las siguientes:

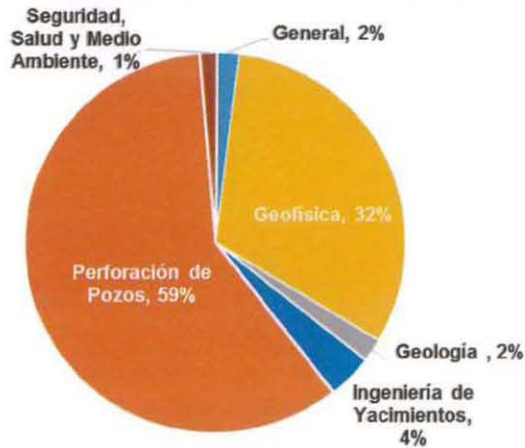
- ✓ Tipo de cambio de 20.50 USD/MXN
- ✓ Distribución de los costos en dos escenarios:
  - Escenario 1: Comprende una *Etapa firme*, cuyos costos involucran las actividades comprometidas en el Programa Mínimo de Trabajo y su Incremento<sup>1</sup>.
  - Escenario 2: Comprende la *Etapa firme* recién mencionada, así como una *Etapa opcional condicionada*, la cual se realizará con base en los resultados de la primera etapa.
- ✓ Etapa firme:
  - Los costos fueron tomados de cotizaciones realizadas por compañías de servicio.
  - Los cálculos fueron realizados en función de estimados de equipos de trabajo y horas consultor, para cada uno de los modelos (Modelo Estático: 1,500 horas totales y Modelo Dinámico: 1,152 horas totales).
  - Con el software QUE\$TOR, se realizó el modelo de costo del Pozo, ajustándose las bases de datos, tasas de rendimiento de perforación y terminación, precios unitarios y asentamientos de TR.
- ✓ Etapa opcional condicionada:
  - Los costos fueron tomados de cotizaciones realizadas por compañías de servicio.
  - Los cálculos fueron realizados en función de estimados de equipos de trabajo y horas consultor, para cada uno de los modelos (Modelo Estático: 1,500 horas totales y Modelo Dinámico: 1,152 horas totales).
  - Con el software QUE\$TOR, se realizó el modelo de costo del Pozo, ajustándose las bases de datos, tasas de rendimiento de perforación y terminación, precios unitarios y asentamientos de TR.
  - Los trabajos visualizados y sus costos fueron tomados de trabajos realizados con anterioridad en campos análogos.
  - Los costos fueron tomados de cotizaciones realizadas a compañías de servicio.

## Escenario 1: Etapa firme

### Actividad Evaluación

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

<sup>1</sup> Además de las actividades comprometidas en el Programa Mínimo de Trabajo y su Incremento, el Contratista incluyó actividades que consideró necesarias para llevar a cabo dicho compromiso, pero que no están contenidas en el mismo.



(Monto en dólares de Estados Unidos)  
 Distribución del Presupuesto del Plan de Evaluación, Actividad Evaluación por Sub-actividad  
 (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En la Tabla que se incluye a continuación, se desglosa el Presupuesto por Sub-actividad para realizar las operaciones del Plan de Evaluación correspondientes a la Actividad Evaluación.

Sub-actividad	Tarea	Presupuesto Indicativo
<b>General</b>		
	Administración, gestión de actividades y gastos del proyecto	
<b>Geofísica</b>		
	Adquisición sísmica, 2D, 3D, 4D, multicomponente	
	Pre-procesamiento, procesamiento, interpretación y reprocesamiento de datos sísmicos	
<b>Geología</b>		
	Estudios estratigráficos	
	Estudios geológicos regionales	
	Estudios geológicos de detalle	
	Estudios petrofísicos	
<b>Ingeniería de Yacimiento</b>		
	Cálculo de Reservas y estimaciones de producción	
	Modelado y simulación de Yacimientos	
	Caracterización de Yacimientos	
	Diseño de terminaciones de Pozos	
<b>Perforación de Pozos</b>		
	Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización	
	Servicios de perforación de Pozos	
	Suministros y Materiales	
	Terminación de Pozos	
<b>Seguridad, Salud y Medio Ambiente</b>		

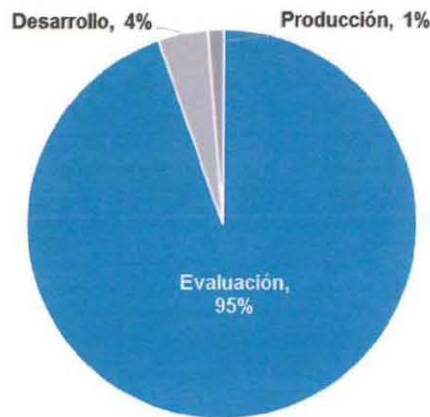
*[Handwritten signatures and initials]*

Sub-actividad	Tarea	Presupuesto Indicativo
	Estudios de impacto ambiental	[REDACTED]
	Prevención y detección de incendio y fugas de gas	[REDACTED]
	Auditorías de seguridad	[REDACTED]
	Tratamiento y eliminación de residuos	[REDACTED]
	Restauración ambiental	[REDACTED]
	Auditoría ambiental	[REDACTED]
<b>Total</b>		[REDACTED]

<sup>2</sup>Resumen del Presupuesto Indicativo del Plan de Evaluación, Actividad Evaluación del Contrato CNH-R01-L03-A10/2016  
(Montos en dólares de Estados Unidos)  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

### A) Escenario 2: Etapa firme con Etapa opcional condicionada

La distribución del presupuesto en sus Actividades de Evaluación, Desarrollo y Producción se puede observar en la siguiente figura:



Total de inversiones y gastos de operación [REDACTED] (Monto en dólares de Estados Unidos)  
Distribución del Presupuesto del Plan de Evaluación por Actividad Petrolera.  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

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

Actividad	Presupuesto Indicativo
Evaluación	[REDACTED]
Desarrollo	[REDACTED]
Producción	[REDACTED]
<b>Total</b>	[REDACTED]

<sup>3</sup>Resumen del Presupuesto Indicativo del Plan de Evaluación del Contrato CNH-R01-L03-A10/2016  
(Montos en dólares de Estados Unidos)  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

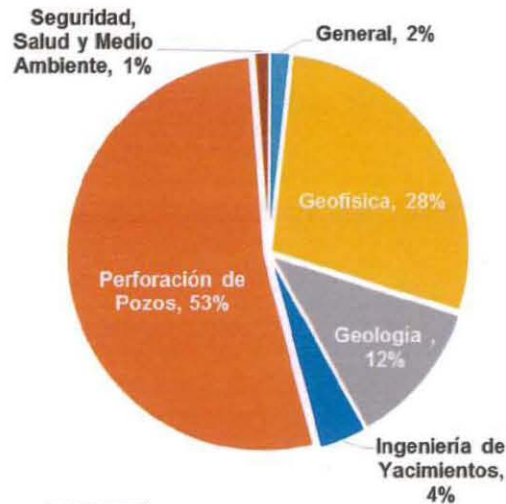
<sup>2</sup> Los Costos entregados por el Contratista son redondeados a dólares de los Estados Unidos en la Tabla.

<sup>3</sup> Los Costos entregados por el Contratista son redondeados a dólares de los Estados Unidos en la Tabla.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

## Actividad Evaluación

La distribución del Presupuesto asociado a la Actividad *Evaluación* del Plan de Evaluación se observa a continuación:



(Monto en dólares de Estados Unidos)  
 Distribución del Presupuesto del Plan de Evaluación, Actividad Evaluación por Sub-actividad  
 (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En la Tabla que se incluye a continuación, se desglosa el Presupuesto por Sub-actividad para realizar las operaciones del Plan de Evaluación correspondientes a la Actividad Evaluación.

Sub-actividad	Tarea	Presupuesto Indicativo
<b>General</b>		
	Administración, gestión de actividades y gastos del proyecto	
<b>Geofísica</b>		
	Adquisición sísmica, 2D, 3D, 4D, multicomponente	
	Pre-procesamiento, procesamiento, interpretación y reprocesamiento de datos sísmicos	
<b>Geología</b>		
	Estudios estratigráficos	
	Estudios geológicos regionales	
	Estudios geológicos de detalle	
	Estudios petrofísicos	
<b>Ingeniería de Yacimiento</b>		
	Cálculo de Reservas y estimaciones de producción	
	Modelado y simulación de Yacimientos	
	Caracterización de Yacimientos	
	Diseño de terminaciones de Pozos	

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

Sub-actividad	Tarea	Presupuesto Indicativo
<b>Perforación de Pozos</b>		
	Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización	
	Servicios de perforación de Pozos	
	Suministros y Materiales	
	Terminación de Pozos	
<b>Seguridad, Salud y Medio Ambiente</b>		
	Estudios de impacto ambiental	
	Prevención y detección de incendio y fugas de gas	
	Auditorías de seguridad	
	Tratamiento y eliminación de residuos	
	Restauración ambiental	
	Auditoría ambiental	
<b>Total</b>		

<sup>4</sup> Resumen del Presupuesto Indicativo del Plan de Evaluación, Actividad Evaluación del Contrato CNH-R01-L03-A10/2016  
(Montos en dólares de Estados Unidos)  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

### Actividad Desarrollo

La distribución del Presupuesto asociado a la Actividad *Desarrollo* del Plan de Evaluación se observa a continuación:



(Monto en dólares de Estados Unidos)  
Distribución del Presupuesto Plan de Evaluación, Actividad Desarrollo por Sub-actividad  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En esta Tabla se desglosa el Presupuesto por Sub-actividad para realizar las operaciones del Plan de Evaluación correspondientes a la Actividad *Desarrollo*.

<sup>4</sup> Los Costos entregados por el Contratista son redondeados a dólares de los Estados Unidos en la Tabla.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

Sub-actividad	Tarea	Presupuesto Indicativo
Intervención de Pozos		[REDACTED]
	Intervención de Pozos para restauración	[REDACTED]
Total		[REDACTED]

<sup>5</sup> Resumen de Presupuesto Indicativo, Plan de Evaluación, Actividad Desarrollo del Contrato CNH-R01-L03-A10/2016  
(Montos en dólares de Estados Unidos)  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

### Actividad Producción

La distribución del Presupuesto asociado a la Actividad *Producción* del Plan de Evaluación se observa de la siguiente manera:



[REDACTED] Monto en dólares de Estados Unidos  
Distribución del Presupuesto Plan de Evaluación, Actividad Producción por Sub-actividad  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En esta Tabla se desglosa el Presupuesto por Sub-actividad para realizar las operaciones del Plan de Desarrollo correspondientes a la Actividad *Producción*.

Sub-actividad	Tarea	Presupuesto Indicativo
Intervención de Pozos		[REDACTED]
	Intervención de Pozos para mantenimiento y rehabilitación.	[REDACTED]
Total		[REDACTED]

<sup>6</sup> Resumen de Presupuesto Indicativo, Plan de Evaluación, Actividad Producción del Contrato CNH-R01-L03-A10/2016  
(Montos en dólares de Estados Unidos)  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

Handwritten signatures in blue ink, including one that appears to be "F. C. C." and another that is partially legible as "F. C. C."

<sup>5</sup> Los Costos entregados por el Contratista son redondeados a dólares de los Estados Unidos en la Tabla.  
<sup>6</sup> Los Costos entregados por el Contratista son redondeados a dólares de los Estados Unidos en la Tabla.

Del análisis realizado, se observa que como parte del Plan de Evaluación propuesto por el Contratista fue entregado el Presupuesto que detalla los costos asociados a cada una de las operaciones programadas dentro del Plan de Evaluación, de acuerdo a las Cláusulas 4 y 10.2 del Contrato.

**5. Propuesta de duración del Período de Evaluación.**

El Contrato firmado entre la Comisión y Oleum del Norte, en su Cláusula 4.2, indica lo siguiente:

4.2 Período Inicial de Evaluación. El período de evaluación iniciará con la Fecha Efectiva y tendrá una duración de hasta un (1) Año a partir de la aprobación del Plan de Evaluación. El Contratista estará obligado a concluir, al menos, el Programa Mínimo de Trabajo durante el Período Inicial de Evaluación. El Contratista podrá llevar a cabo en el Periodo Inicial de Evaluación la totalidad o una parte de las Actividades Petroleras contempladas en el Incremento en el Programa Mínimo, o en su caso, realizarlas en el Período Adicional de Evaluación. Asimismo, podrá llevar a cabo Unidades de Trabajo adicionales en términos del Plan de Evaluación aprobado por la CNH, mismas que serían acreditadas en caso que la CNH otorgue el Período Adicional de Evaluación...

Dadas las condiciones mencionadas, la duración estimada del Período de Evaluación será de un (1) año, el cual inicia a partir del anuncio por parte de la CNH de la aprobación del presente Plan de Evaluación.

**6. Medidas de seguridad y protección ambiental.**

El Sistema 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 del 11 de abril de 2017, notificó que el Contratista cuenta con la Clave Única de Registro de Regulado ASEA-OEN17026C emitida el 16 de marzo de 2017 y el Sistema de Administración se encuentra en periodo de evaluación.

**7. Programa de ejecución de las actividades de Evaluación.**

El Contratista presentó las actividades que corresponden al periodo de Evaluación, las cuales se observan a continuación.

Sub-actividad	Tarea	Mes	Mes	Mes	Mes	Mes	Mes	Mes	Mes	Mes	Mes	Mes	Mes
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Etapa Firme	<b>General</b>												
	Planeación	1											
	<b>Geofísica</b>												
	Sísmica 3D	1											
	<b>Geología</b>												
	Modelo Estático				1								
	<b>Ingeniería de yacimientos</b>												
Modelo Dinámico						1							

Etapa Opcional	<b>Diseño de Pozo</b>											
	VCD de Pozo									1		
	<b>Permisología</b>											
	Tramitación										1	
	<b>Pozo</b>											
	Perforación y Terminación											1
	<b>Seguridad, Salud y Medio Ambiente</b>											
	Gestión de Seguridad, Salud y Medio Ambiente										1	
	<b>Pozo</b>											
	Reparación Mayor											1
	Reparación Menor											1
	<b>Geología</b>											
	Toma de Núcleo											1
	<b>Ingeniería de yacimientos</b>											
	Caracterización de Agua											1

Actividades asociadas al Plan (Fuente: Contratista)

- 8. Capítulo que contenga los plazos y las etapas aplicables para garantizar que se alcanzará la meta de contenido nacional indicada en la Cláusula 18.3, así como un capítulo que contenga un programa de transferencia de tecnología. Dichos capítulos se considerarán un compromiso del Contratista y parte integrante del Contrato.**

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.430.2017.0127 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%.



## V. Resultado del dictamen

Derivado del análisis integral de la información relacionada con el Plan presentado por el Contratista, el equipo técnico de la Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan de Evaluación propuesto por el Contratista, de conformidad con los criterios generales emitidos por la Comisión mediante la Resolución CNH.E.54.001/16, en relación con el contenido del Contrato y los Lineamientos, en lo conducente, por lo que se determinó que, en cumplimiento a dicha Resolución, el Plan considera las actividades necesarias para el cumplimiento del PMT y su incremento, en el plazo que establece el Contrato. Aunado a lo anterior, en atención a los principios establecidos en el artículo 39 Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se observó 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 encaminadas, principalmente, a determinar el potencial productor de los yacimientos del Área Contractual a través de la adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 3D, perforación de un Pozo propuesto a realizarse, actualización del modelo estático y dinámico. De lo anterior se deriva que la Comisión considere que las actividades y tiempos de ejecución del Plan coadyuvan al desarrollo del conocimiento del potencial petrolero y del potencial de producción del Área Contractual, en beneficio del Estado.

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

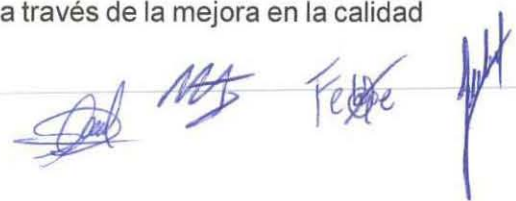
Las actividades planteadas en el Plan de Evaluación, tienen como estrategia incrementar el conocimiento del Área Contractual e identificar las oportunidades de desarrollo a futuro con un programa de extracción técnica y económicamente viable para el Estado y para el Contratista. Lo anterior con la finalidad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



Aunado a lo anterior durante la perforación y terminación del Pozo, el Contratista tiene programado tomar información como: recuperación de muestras de canal, registro de hidrocarburos, toma de núcleos convencionales (éste de manera opcional), muestreo para análisis de fluidos y pruebas de presión-producción en los Pozos actuales y en la localización a perforar en el Área Contractual, la obtención de dicha información permitirá tener conocimiento del yacimiento que podría ser utilizada para el diseño de un futuro plan de desarrollo.

**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. Las actividades consideradas en el Plan, además del cumplimiento del PMT como parte del compromiso contractual, busca reunir los elementos necesarios para que el Contratista determine la estrategia seguir durante el Plan de desarrollo a largo plazo que, en su caso, presentará a la Comisión.

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

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

Atendiendo a lo establecido en el artículo 6, fracción III, de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos, el Contratista prevé tramitar los permisos o autorizaciones que, en su caso, resulten necesarios para llevar a cabo la destrucción controlada del gas natural asociado. Asimismo, se recomienda al Contratista el plantear las medidas necesarias para que en el Plan de Desarrollo que se presente logre alcanzar la meta del 98% de aprovechamiento de gas de acuerdo a las disposiciones emitidas por esta Comisión.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable el Plan de Evaluación para el Área Contractual 10 correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A10/2016 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 en el 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. JESÚS EDUARDO MARTÍNEZ MARTÍNEZ**

Subdirector de Área

Dirección General de Dictámenes de Extracción

**Elaboró:**



**ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ**

Jefe de Departamento

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