



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A21/2016

Dictamen Técnico del Plan de Evaluación  
del Área Contractual 21, San Bernardo

Contratista: Strata CR S.A.P.I. de C.V.

Julio 2017

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

## 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.....	21

*F. S. S.*  
*[Signature]* *[Signature]*

## 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 Sarreal, S.A. de C.V., resultó ser el Licitante Ganador del Área Contractual número 21 (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 Strata Campos Maduros, 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-A21/2016 (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 Strata CR, 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.

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 22 de diciembre de 2016 el Contratista sometió a consideración de esta Comisión el Plan de Evaluación (*Plan*) asociado al Contrato con una duración de 11 meses 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 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.*

*Ello es así, atendiendo a que 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-A21/2016 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, Strata CR, 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 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.

Strata CR, 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 Rogelio Javier Montemayor García, en su carácter de representante legal, personalidad que acredita mediante la escritura pública No. 30,193 otorgada ante Notario Público No. 35 del primer Distrito Registral en el Estado de Nuevo León, Lic. Ricardo Efraín Vargas Güemes de fecha 25 de enero 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 460 Unidades de Trabajo, para realizar un total de 5,060 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 CNH 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 del oficio SCM160174/A21/2016, recibido el 22 de diciembre de 2016, el Contratista presentó el Plan de Evaluación del Área Contractual a la Comisión.

A través de Memorándum 252.002/2017 de fecha 4 de enero de 2017, la Dirección General de Dictámenes de Extracción solicitó a la Dirección General de Asignaciones y Contratos de Exploración, en el ámbito de su competencia, opinión técnica respecto del Plan.

A través de Memorándum 252.001/2017 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, opinión técnica respecto del Plan.

Por medio del Memorándum 272.001/2017 de fecha 12 de enero de 2017, la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, emite opinión técnica respecto del Plan.

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/0275/2017 del 11 de abril de 2017, la Agencia notificó que el Contratista cuenta con la cuenta Clave Única de Registro de Regulado ASEA-SAC16003C emitida el 19 de agosto de 2016 y el Sistema de Administración se autorizó el día 02 de enero de 2017.

Por medio del Memorándum 261.021/2017 de fecha 20 de enero de 2017, la Dirección General de Asignaciones y Contratos de Exploración, emite opinión técnica respecto del Plan.

Mediante oficio 250.0030/2017 de fecha 26 de enero de 2017, la Comisión remitió al Contratista, la prevención al Plan.

A través del oficio SCM170033/A21/2017 de fecha 17 de febrero 2017, el Contratista presentó a la Comisión la atención a la prevención.

La SE respondió a la solicitud hecha por la Comisión, a través del oficio UCN.430.2017.0066 de fecha 17 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 250.0089/2017 de fecha 17 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 del oficio 250.0146/2017 de fecha 17 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 22 de mayo de 2017.



Como resultado de la reunión mencionada, por medio del oficio SCM170087/A21/2017 de fecha 30 de mayo de 2017, el Contratista remitió a la Comisión, las aclaraciones derivadas de la reunión de trabajo antes mencionada. Asimismo, por medio del oficio 250.0187/2017 de fecha 13 de junio de 2017, la Comisión remite a la SE dicha información para su evaluación con respecto al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional.

Mediante oficio UCN.430.2017.0139 de fecha 16 de junio de 2017, la SE emitió la opinión respecto del Programa de Cumplimiento del Porcentaje de Contenido Nacional.

A través del oficio SCM170106/A21/2017 de fecha 10 de julio de 2017, el Contratista presentó a la Comisión un alcance al Plan.

A través de Memorándum 252.044/2017 de fecha 11 de julio 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.

Por medio del Memorándum 272.042/2017 de fecha 11 de julio de 2017, la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, emite opinión técnica respecto a la información presentada por el Contratista, en respuesta al Memorándum mencionado en el párrafo anterior.



## IV. Análisis de los elementos del Plan

### Antecedentes del Área Contractual

El Campo San Bernardo fue descubierto por el pozo exploratorio San Bernardo-1 en el año 1962, el cual fue el descubridor de las formaciones Eoceno Mount Selman, Queen City, Yegua y quedó completado como productor de gas húmedo en el año 1965 en areniscas de la formación Mount Selman-14, abriendo la oportunidad de perforación de 27 Pozos adicionales para desarrollar el campo.

Cuenta con veinticinco Pozos perforados en el campo, de los cuales quince están abiertos, cuatro están cerrados y los otros seis están taponados.

En la siguiente tabla se muestran las características principales del Área Contractual.

Concepto	
Nombre	Área Contractual 21, San Bernardo
Estado y municipio	Nuevo León, General Bravo, China y Dr. Coss
Área contractual	28.3 Km <sup>2</sup>
Profundidad promedio para extracción	1100 mvbmr
Yacimientos y/o campos	Eoceno-San Bernardo
Colindancias	Campo Cuatro Milpas (al Norte), Campo Benavides (al Sur), Campo Topo (al Este) y el Campo Benavides (al Oeste)

*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-R1L3-046/2017, 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 5,060 UT, de las cuales 4,600 UT fueron establecidas por las Bases de Licitación, mientras que las restantes 460 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.

Actividad	Sub-actividad Petrolera	Tarea	Sub-tarea	Cantidad	Unidades de Trabajo (UT)
Evaluación	Geofísica	Pre-procesado, procesado, interpretación y re-procesado de datos sísmicos.	Re-procesado de datos sísmicos.	1	30
Evaluación	Intervención de Pozos	Otras intervenciones específicas en Pozos	Intervenciones Menores a Pozos existentes (RME)	9	3,600
Evaluación	Intervención de Pozos	Otras intervenciones específicas en Pozos	Intervenciones Mayores a Pozos existentes (RMA)	2	1,600
<b>Total</b>					<b>5,230</b>

Actividades PMT (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

**Nota:** en atención a la Resolución CNH.E.08.001/17 por la cual la Comisión Nacional de Hidrocarburos determinó las actividades que podrán ser contabilizadas como Unidades de Trabajo en el periodo comprendido entre la suscripción del Contrato y su aprobación por parte de la Comisión, en relación a los Contratos para la Exploración o Extracción de Hidrocarburos y de acuerdo con lo manifestado por el Contratista en su Plan, se observa que para el cumplimiento del total de 5,060 UT, el Contratista estará realizando en el mes de julio de 2017, 3 RME a los Pozos San Bernardo-212, San Bernardo-102 y San Bernardo-207, las cuales fueron notificadas a la Comisión mediante oficio No. SCM170076/A21/2017 con fecha 18 de mayo de 2017, contempladas a realizar durante el periodo de Evaluación.

De acuerdo con la Cláusula 4.8 del Contrato, a más tardar treinta (30) días contados a partir de la culminación del Periodo 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.

#### **Reprocesamiento sísmico**

El Contratista establece en el Plan que por la alta heterogeneidad de los yacimientos y complejidad estructural, propone, una reinterpretación de los datos sísmicos, haciendo uso de la inversión espectral como una de las aplicaciones tecnológicas en combinación con los datos sísmicos Pre-Stack Time Migration y la Técnica de AVO (Amplitud Versus Offset), es decir, Distancia entre emisor y receptor, con esto podrá obtener una mayor certidumbre en la interpretación de imágenes sísmicas del subsuelo, así como una mayor capacidad de interpretación en rasgos estructurales y estratigráficos, para seleccionar áreas prospectivas que constituyen las secuencias de areniscas e intercalaciones de lutitas en estos yacimientos, generando así, nuevas áreas de interés económico con la finalidad de incorporar reservas de

hidrocarburos del Área Contractual, para esto propone como estrategia realizar un reprocesamiento de 38 Km<sup>2</sup> de la sísmica 3D existente.

Las tecnologías que se aplicarán a los datos sísmicos actuales, van dirigidas a la obtención de

La técnica de descomposición espectral, que básicamente transforma los datos sísmicos en el dominio de la frecuencia vía la transformada discreta de Fourier o vía la transformada por el método de la máxima entropía, es viable en este campo por ser éste un yacimiento no convencional de capas delgadas. El concepto de la descomposición espectral, permite resolver este aspecto mediante la reflexión sísmica para cada capa delgada, la cual tiene una expresión característica en el dominio de tiempo.

Asimismo, se ha probado que esta técnica es una herramienta eficaz para resolver capas de poco espesor, así como la resolución de discontinuidades geológicas como barras, canales y fallas sutiles, por lo que considera que su aplicación en el Campo San Bernardo dará muy buenos resultados.

### Sistema Artificial de Producción

El Contratista establece en el Plan que el 74% de los Pozos activos e inactivos del Área Contractual San Bernardo se encuentran terminados con Tubingless (sin Tubería de Producción), es decir, con Tubería de Revestimiento (TR) de 3 ½", mientras que el 21% con TR de 5 ½" y TP de 2 3/8" y el 5 % con TR de 6 5/8" y TP de 2 3/8".

Asimismo, tomando en cuenta el grado de agotamiento actual de los yacimientos, no es posible obtener arrastre de líquidos, por lo que, mediante análisis técnico se determinó el uso del Sistema de para que ocurra dicho arrastre y utilizando la correlación de Turner para arrastre de líquidos, definió el gasto requerido de producción por Pozo.

### Reparación de pozos

El Contratista menciona que se seleccionaron once pozos en los que se evaluará el Plunger Lift, de los cuales nueve son RME y 2 RMA. La selección de los Pozos candidatos a RME y RMA, se realizó mediante la jerarquización por estimación de la columna de líquidos existentes en cada Pozo y las presiones de Yacimiento.

Las RME consistirán en cambio de aparejo de producción por el de aparejo con sistema artificial de producción de émbolo viajero para evaluar la potencialidad de producción de condensado. Las RMA consistirán en aislar el intervalo productor agotado, para disparar y realizar fracturamiento hidráulico en los dos nuevos intervalos definidos de acuerdo a la información petrofísica. Dichos intervalos son 3, ambos intervalos corresponden a areniscas de yacimientos convencionales.

Es importante mencionar, que considerando las cláusulas 4.2 y 4.3 del Contrato, donde se estipula que el Periodo de Evaluación inicia a la Fecha Efectiva de la firma del Contrato y se extiende hasta un año adicional, el Contratista planificó la actividad de RME en los Pozos San Bernardo 212, 102 y 207, de los cuales, el primero está actualmente en etapa de evaluación y optimización y el resto en el programa de trabajo de los meses de junio y julio 2017, previa notificación a la Comisión mediante oficio SCM170076/A21/2017 como complemento del PMT.

El cumplimiento del PMT se alcanzará con las seis reparaciones menores adicionales que serán ejecutadas también como parte de este Plan de Evaluación, para un total de nueve RME y dos RMA.

### **Estudios técnicos**

El Contratista contempla realizar una evaluación petrofísica y un modelo petrofísico del Campo San Bernardo, que le permita definir un Plan de Extracción con el objeto de validar y optimizar el factor de recuperación del campo.

También realizará un estudio [REDACTED] donde se correlaciona la respuesta sísmica y las propiedades petrofísicas (porosidad, densidad, tipo de fluido, etc.), esta correlación se realiza mediante módulos elásticos que están relacionados con la respuesta sísmica que ofrecen las rocas conjuntamente con un modelo petrofísico. Este estudio, junto con los procesos de [REDACTED] a realizar a los datos obtenidos del reprocesamiento sísmico 3D que el Contratista va realizar, le proveerá de información con mayor resolución para poder cartografiar con mayor certidumbre las arenas correspondientes a los Yacimientos gasíferos del Área Contractual.

### **Toma de Información en Pozos Existentes**

El Contratista para la determinación de los fluidos remanentes en las diferentes formaciones de interés, utilizará la información de registros de presión y temperatura que se tomarán en diferentes Pozos, así como el monitoreo de los fluidos producidos. Esto contribuirá a determinar zonas prospectivas, las cuales serán un soporte adicional para la selección de Pozos candidatos en la determinación de las reparaciones de Pozos existentes bien sea RME o RMA, lo anterior con la finalidad de incrementar la producción de condensado y Gas del Área Contractual.

Las pruebas que serán realizadas en los once Pozos a reparar son:

- Prueba de calibración: Se realizará al Pozo previo a la instalación del Plunger Lift.
- Prueba de Producción: Se realizará con equipo trifásico posterior a la instalación del equipo una vez que se considere estabilizado y optimizado el Pozo.

### **Estudios económicos**

El Contratista realizó un estudio socioeconómico y sociocultural para caracterizar las comunidades que se encuentran dentro del área núcleo, área de influencia directa y de influencia indirecta dentro del Área Contractual. Asimismo, se caracterizaron otros indicadores importantes como servicios de salud, servicios públicos, entre otros.

### **Estudios sociales**

Durante la etapa de Transición de Arranque el Contratista realizó la evaluación de impacto social de acuerdo a lo establecido por la Ley de Hidrocarburos y la Normatividad Aplicable, la cual le permitió la identificación, caracterización y predicción de impactos sociales con la finalidad de establecer la Línea Base Social previo a las Actividades Petroleras.

A continuación, se muestra un resumen breve de cada una de los aspectos definidos a través de la Evaluación de Impacto Social hecha por el Contratista:

- **Caracterización del proyecto:** Se realiza la descripción técnica del proyecto que incluye entre otros temas los antecedentes, objetivos, infraestructura del área contractual, base operativa, etapas de desarrollo del proyecto, ubicación geográfica, tipo de uso de suelo y superficie requerida para realizar el proyecto en el Área Contractual San Bernardo.
- **Determinación de las Áreas de Influencia (AI):** Se realiza la identificación y determinación de las Áreas de Influencia del proyecto, determinadas como el Área Núcleo, Área de Influencia Directa y de Influencia Indirecta.
- **Caracterización de las comunidades:** Se realizó la caracterización sociodemográfica, socioeconómica y sociocultural de las comunidades que se encuentran dentro del área núcleo, área de influencia directa y de influencia indirecta. Asimismo, se caracterizaron otros indicadores importantes como servicios de salud, servicios públicos, entre otros.
- **Mapeo de actores:** Se identifican los principales actores de interés involucrados en el proyecto.
- **Línea Base Social e identificación de Pasivos Sociales:** Se caracteriza la Línea Base Social e identificación de indicadores, así como los pasivos sociales. Los indicadores que puedan verse modificados por el desarrollo del proyecto, están identificados en función de las características de la población ubicada en el Área Contractual, los actores que interactúan y las actividades del proyecto. Los pasivos sociales tienen que ver, por un lado, con la economía y la infraestructura, y por el otro, con las prácticas de corrupción y abuso de autoridad del Gestor (como representante de PEMEX) en la relación establecida con los(as) propietarios(as).
- **Identificación y evaluación de Impactos:** Se realizó la identificación, caracterización, predicción y valoración de los Impactos Sociales que conlleva el proyecto. Se presenta a continuación la Identificación de Impactos.
- **Desarrollo del Plan de Gestión Social:** Finalmente, y como resultado del análisis realizado, se realiza la propuesta de programa, estrategia y plan de implementación de medidas para prevenir, mitigar y compensar los impactos sociales negativos, así como las medidas que se implementarán para ampliar los impactos sociales positivos. A continuación, se muestra el proceso del Plan de Gestión Social.

## Estudios ambientales

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 cuenta Clave Única de Registro de Regulado ASEA-SAC16003C emitida el 19 de agosto de 2016 y el Sistema de Administración se autorizó el día 02 de enero de 2017.

Además, el Contratista establece que cuenta con los siguientes permisos ambientales:

- Autorización de impacto ambiental por la vía de la exención, autorizado mediante oficio ASEA-UGI-DGGEERC-1137-2016.
- Registro como Generador de Residuos Peligroso; actualmente se cuenta con el registro ASEA/UGI/DGGEERC/0700/2016 a favor de la empresa Strata CPB. Para lo cual, Strata somete el oficio SCM160152 para realizar el cambio de razón social a favor de Strata Campos Maduros como empresa matriz. El objetivo de cambio de razón social del registro de generador de residuos peligrosos es con el fin de que la empresa Strata CPB y Strata CR, operadora de los campos Carretas, Peña Blanca y San Bernardo, respectivamente, se sujeten al registro de la empresa controladora (Strata Campos Maduros).
- Aprobación del Estudio de Línea Base Ambiental por oficio ASEA-UGI-DGGEERC-1248-2016.
- Estudio de Riesgo Ambiental Regional (pozos, líneas descarga, estaciones de recolección, gasoductos).
- Con relación a la Licencia Ambiental Única (LAU), actualmente la estación de recolección San Bernardo auxiliar se encuentra fuera de operación (desmantelada), por lo cual se realizarán las gestiones ante PEMEX para que sea desincorporada del Sistema LAU que tiene vigente.

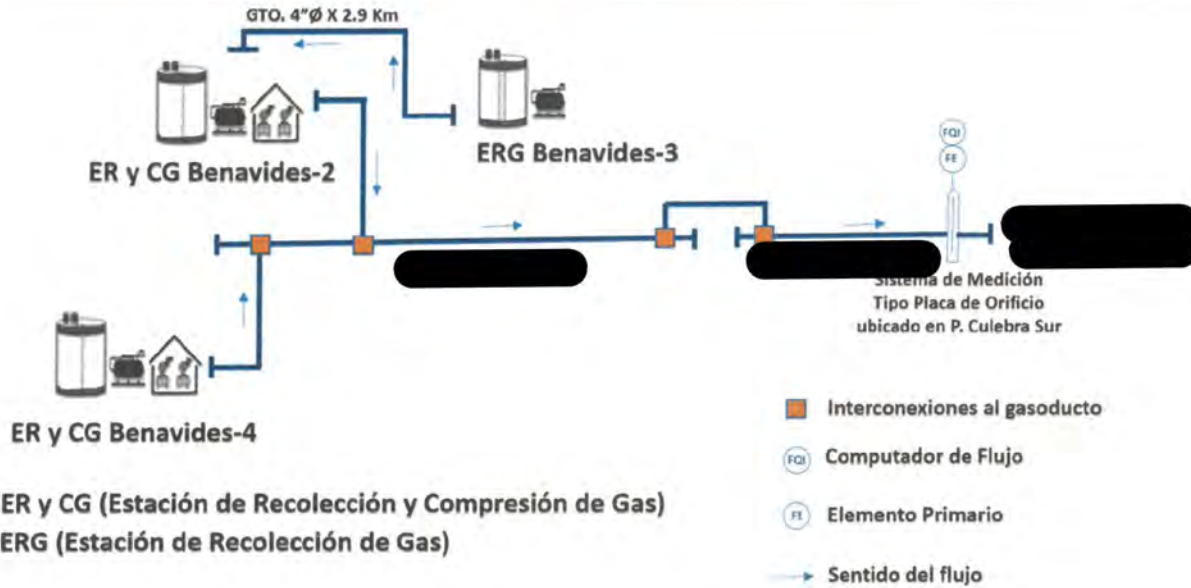
#### **Procesamiento y transporte de Hidrocarburos**

El Contratista realizará un acuerdo conforme al Anexo XIII del Contrato con la Operadora del Campo Benavides (C5M) para el uso compartido de las instalaciones para el manejo de la Producción, ya que en el Área Contractual 21 San Bernardo no cuenta con esa infraestructura. También establece que la Producción de los Hidrocarburos provenientes del Campo San Bernardo, manejada en las estaciones ERG Benavides-2 y ERG Benavides-3, quedó independizada del Campo Benavides para el 23 de noviembre de 2016.

Asimismo, en las Estaciones de Recolección arriba mencionadas, la Producción del Contratista, es cuantificada de manera independiente a través de medidores tipo placa de orificio. La Producción proveniente del Campo San Bernardo que corresponde al Pozo SB-110, continúa manejándose en conjunto con la Producción del Campo Benavides en la Estación de Recolección de Gas Benavides-4.

En la siguiente figura, se muestra el Diagrama General del Manejo de Gas del Área Contractual 21, donde el Contratista esquematiza el Sistema de Recolección y Distribución de Gas de las instalaciones existentes en el Campo Benavides, a través del cual, se maneja el gas producido en el Área Contractual San Bernardo, y sus interconexiones.





**ER y CG (Estación de Recolección y Compresión de Gas)**  
**ERG (Estación de Recolección de Gas)**

Diagrama General del Manejo de Gas del Área Contractual 21. Fuente (Contratista).

Para los Pozos que fluyen a la Estación de Recolección de Gas Benavides-2: se utilizará el colector 8", del múltiple de producción, el separador de alta, un sistema de medición y un tanque 250 bls para el manejo de los líquidos, también se colocarán juntas ciegas (comales) en los colectores de 10" y 3" y en la llegada de los tanques para independizarlos (ya que, en la estación de recolección, un tanque será para almacenar los líquidos del Campo Benavides y otro para los líquidos del Campo San Bernardo).

Para los Pozos que fluyen a la Estación de Recolección de Gas Benavides-3: se utilizará colector de 3", del múltiple de Producción, un separador de medición y un tanque de almacenamiento de 500 bls para majear los líquidos, también se colocarán juntas ciegas (comales) en el colector de 10" y en la llegada a los tanques para independizarlos (ya que, en la estación de recolección, un tanque será para almacenar los líquidos del Campo Benavides y otro para los líquidos del Campo San Bernardo).

Para el Pozo (SB-110) que fluye a la Estación de Recolección de Gas Benavides-4: se colocará un medidor de flujo en la localización del Pozo.

El líquido es separado en las estaciones ERG-BE -2, ERG-BE-3 y ERG-BE-4 y almacenado en tanques atmosféricos, determinándose volumen y calidad mediante medición de referencia manual con cinta de aforo y muestras representativas del mismo.

Considerando que en dichas instalaciones no se dispone de infraestructura para el trasiego de fluidos, los mismos son transportados por medio de auto-tanques hacia la ERG Palmito-3 para tratamiento y disposición final.

Cabe resaltar que el Contratista se debe apegar a la metodología del Séptimo transitorio de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos aprobado para Petróleos Mexicanos, en tanto no cuente con los mecanismos de medición necesarios para el manejo de su producción.



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

El Contratista no plantea la Perforación de Pozos durante el período del Plan de Evaluación.

## **3. Programas preliminares de perforación para los Pozos de Evaluación.**

El Contratista no plantea la Perforación de Pozos durante el período del Plan de Evaluación.

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

Las actividades presentadas en el Plan de Evaluación tienen como objetivo evaluar el potencial de producción del yacimiento Eoceno, a lo largo de un periodo de 11 meses de duración.

El estimado de costos corresponde a CLASE V, tomando en cuenta que el nivel de información disponible se ubica en la fase de visualización. Por lo anterior, el rango de exactitud se ubica entre -20% y 30%, con una confiabilidad menor al 25%. Esta estimación de costos se considera confiable para esta etapa inicial del proyecto.

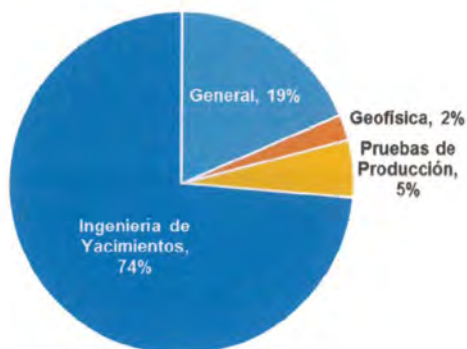
El programa de inversiones fue elaborado por medio de una combinación de la estructura de las actividades propuestas, la ejecución en el tiempo y los requerimientos de recursos y materiales con sus respectivos costos. Dicho programa se encuentra sustentado por las siguientes premisas:

- Tipo de cambio de 18.6589 USD/MXN (Banco de México al 05/09/2016).
- El Plan de Evaluación no contempla taponamiento de pozos y/o abandono de instalaciones.
- Para efectos del cálculo de inversiones y costos, no se considera el reemplazo de la infraestructura existente dentro del Área Contractual.
- Programa de generación de potencial esperado de 0.206 MMMPC de gas y 4.137 MB de condensado.
- Los costos se consideran en el mes en que se ejecuta la actividad, con la excepción del reprocesamiento sísmico, para el cual se consideran una vez que haya concluido su ejecución.
- Los costos asociados a las actividades consideradas en este Plan se calcularon de la siguiente manera:
  1. Cálculo de los costos basados en relaciones de capacidades. Este método se utiliza para estimar precios de equipos mayores a partir del precio conocido de uno igual o similar, pero de capacidad distinta. Se usa cuando existen limitaciones para poder ubicar en el mercado los precios de los equipos definidos en el proyecto.
  2. Ajuste de datos históricos de precios de servicios, equipos y materiales que son actualizados por inflación y tasa cambiaria.

3. Precios actualizados de servicios, equipos y materiales provenientes del mercado.

**Actividad Evaluación**

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



(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 siguiente tabla 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>		
	Pre-procesamiento, procesamiento, interpretación y reprocesamiento de datos sísmicos	
<b>Pruebas de Producción</b>		
	Realización de pruebas de producción	
<b>Ingeniería de Yacimiento</b>		
	Diseño de terminaciones de Pozos	
<b>Total<sup>1</sup></b>		

Resumen del Presupuesto Indicativo del Plan de Evaluación, Actividad Evaluación del Contrato CNH-R01-L03-A21/2016<sup>2</sup>  
 (Montos en dólares de Estados Unidos)  
 (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

<sup>1</sup> En el Presupuesto del Plan de Evaluación la *Tarea Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto*, coincide en términos totales.

<sup>2</sup> Los Costos entregados por el Operador 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.

La duración del Plan de Evaluación propuesta por el Contratista es de un periodo de 11 meses a partir de la aprobación del Plan, esto en consonancia con el programa de ejecución de las actividades del 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 cuenta Clave Única de Registro de Regulado ASEA-SAC16003C emitida el 19 de agosto de 2016 y el Sistema de Administración se autorizó el día 02 de enero de 2017.

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

El Contratista presentó el listado de las actividades que corresponden al Periodo de Evaluación, para la ejecución y logro de metas definidas en el Plan, como se observa en la siguiente tabla.

Sub-Actividad	Tarea	Sub-Tarea	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	TOTAL
<b>Geofísica</b>														
	Pre-procesado, procesado, interpretación y re-procesado de datos sísmicos.	Re - procesamiento de Datos Sísmicos							1					1
<b>Pruebas de Producción</b>														
	Realización de pruebas de producción.	Toma de información en pozos - Calibración		1	1	2	2			1		1		8
	Realización de pruebas de producción.	Toma de información en pozos - Prueba de Producción		3	3	3	4	2		1	1	1	1	19
<b>Ingeniería de Yacimientos</b>														
	Diseño de terminaciones de Pozos.	Instalación de sistemas artificiales de producción	3	1	1	2	2							9
	Diseño de terminaciones de Pozos.	Intervención Mayor a Pozo Existente (RMA)								1		1		2

Cronograma de Actividades asociadas al Plan (Fuente: Comisión con datos del 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 VIII del Anexo II de los Lineamientos.

En este contexto, la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético de la Secretaría de Economía evaluó el programa presentado por el Contratista en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio UCN.430.2017.0139 de fecha 16 de junio de 2017, notificó a esta Comisión, su opinión favorable en relación al Programa de Cumplimiento en materia de contenido nacional presentado por el Contratista, bajo la consideración de que es probable que se cumpla con las obligaciones en materia de contenido nacional, establecidas en el Contrato para la etapa de evaluación en 22%.

Sin embargo, para la etapa de evaluación, la SE recomienda al Contratista que cuente con un porcentaje mayor al mínimo establecido para evitar posibles incumplimientos, que puedan deberse a sobreestimaciones del Contenido Nacional por los proveedores.

Two handwritten signatures in blue ink are located in the lower right quadrant of the page. The signature on the left is more stylized and cursive, while the one on the right is more vertical and appears to be a name written in a different style.

## 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 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 lo establecido en los principios señalados 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 Gas no Asociado y condensados de los Yacimientos del Área Contractual a través de la implementación de sistema artificial de producción (Plunger Lift) en los Pozos propuestos, así como la realización de un reprocesamiento sísmico de 38 Km<sup>2</sup> de sísmica 3D adquirida previamente en el campo. 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 gas 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 como la reinterpretación y el reprocesado sísmico van encaminadas a conocer desde el punto de vista geológico, de producción y económico, los yacimientos de edad Eoceno, 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, aparte de realizar las RME y RMA en los Pozos, el Contratista llevará a cabo, la toma de información de registros de presión y temperatura, así como el monitoreo de los fluidos producidos, esto contribuirá a determinar zonas prospectivas para determinar la realización de otras RME o RMA en otros Pozos.

**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 a seguir durante el Plan de desarrollo multianual que, en su caso, presentará a la Comisión.

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

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

El Contratista plantea un aprovechamiento del 100% del gas producido, ya que el principal producto dentro del Área Contractual es Gas Natural no Asociado. Lo anterior lo hará utilizando la infraestructura que está descrita en el Numeral 1 del apartado IV de este Dictamen.

El Contratista operará al amparo de los procedimientos de entrega y recepción que se establezcan en el Plan de Desarrollo presentado para el Área Contractual.

Con la finalidad de promover el desarrollo de las actividades de Extracción de hidrocarburos en beneficio del país, en términos del artículo 39, fracción VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y el apartado IV, numeral 1 del presente Dictamen, se recomienda al Contratista valorar la opción de realizar las dos Reparaciones Mayores previstas en el Plan de Evaluación, previo a la ejecución de las Reparaciones Menores, salvo las que haya iniciado con anterioridad.

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 21 correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A21/2016 con una vigencia de hasta 11 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, los Lineamientos en su Anexo uno apartado seis, y 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. 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