



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A20/2016

Dictamen Técnico del Plan de Evaluación del
Área Contractual 20, *Ricos*

Contratista: GS Oil and Gas, S.A.P.I de C.V.

A handwritten signature in blue ink, consisting of several stylized, overlapping loops and lines.

Julio 2017

Contenido

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. GENERALIDADES DEL CONTRATO	7
III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN	7
IV. ANÁLISIS DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN.....	10
V. RESULTADO DEL DICTAMEN	27



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 Strata Campos Maduros, S. A. P. I. de C. V., resultó ser el Licitante Ganador del Área Contractual número 20 y Steel Serv S. A. de C. V., en consorcio con Constructora Hostotipaquillo, S. A. de C. V. Desarrollo de Tecnología y Servicios Integrales, S. A. de C. V., y Mercado de Arenas Silicas S. A. de C. V., como el Licitante en Segundo Lugar.

Al respecto, el Licitante Ganador Strata Campos Maduros, S. A. P. I. de C. V., no firmó el Contrato para la Extracción de Hidrocarburos correspondiente en el plazo establecido en el Fallo de la licitación publicado en el DOF el 24 de diciembre de 2015, por lo que de conformidad con lo establecido en el numeral 22.4 de las Bases de Licitación el Área Contractual fue adjudicada al Licitante en Segundo Lugar, Steel Serv S. A. de C. V., en consorcio con Constructora Hostotipaquillo, S. A. de C. V. Desarrollo de Tecnología y Servicios Integrales, S. A. de C. V., y Mercado de Arenas Silicas S. A. de C. V., ya que su Propuesta cumplió con los criterios de adjudicación previstos en las Bases de Licitación.

Finalmente, la Comisión y la sociedad mercantil constituida, en cumplimiento a lo establecido en el numeral 22.3 de la Sección III de las Bases de Licitación, GS Oil and Gas, S. A. P. I. de C. V. formalizaron el 25 de agosto de 2016 (Fecha Efectiva), el Contrato No. CNH-R01-L03-A20/2016, para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia (Contrato).

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 20 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 "Normatividad Aplicable" que regula los requisitos para 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 refiere específicamente a la extracción de hidrocarburos, y 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; conforme se detalla en el Anexo Único de la presente Resolución.

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, si en el contexto de un Plan de Evaluación se pretenden 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.

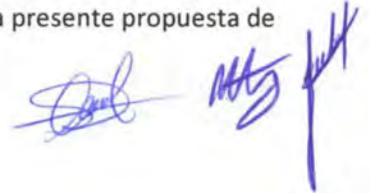
Por último, es necesario que el dictamen correspondiente que emita la Comisión como resultado del análisis a los respectivos Planes de Evaluación, establezca el resultado de la evaluación realizada por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos 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-A20/2016 para la Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de Licencia, se formalizó 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, GS Oil and Gas, S.A.P.I. de C.V.

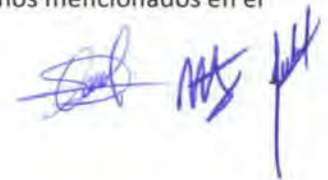
La vigencia del Contrato es de 25 años contractuales a partir de la Fecha Efectiva, en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación del Contrato, incluyendo las relativas al abandono, la indemnización, la seguridad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

GS Oil & Gas, 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 Leandro Martínez Valdez, en su carácter de representante legal, personalidad que acredita mediante el poder protocolizado en la escritura pública No. 573, de fecha 21 de junio 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. El Contratista estará obligado a concluir, al menos, el Programa Mínimo de Trabajo (PMT) establecido en el Contrato durante el Periodo Inicial de Evaluación, es decir 4,600 Unidades de Trabajo (UT). 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 al Programa Mínimo de Trabajo, en el particular se trata de 690 UT, o en su caso, realizarlas en el Periodo Adicional de Evaluación, para realizar un total de 5,290 UT a lo largo del Periodo de Evaluación. Lo anterior, conforme a las Cláusulas 4.2 y el 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, para 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 el Anexo 7 del Contrato, así como 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 Oficio No GSOG-DT-2016-0009, recibido el 20 de diciembre de 2016, el Contratista presentó el Plan de Evaluación del Área Contractual número 20, Ricos a la Comisión.

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

A través de Memorándum 252.002/2017 del 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.

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 dicho órgano desconcentrado se pronunciara en el ámbito de sus atribuciones respecto de la documentación faltante y/o inconsistencias que el Contratista debía subsanar.

En atención a lo anterior, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0139/2017 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.

Asimismo, la Comisión envió a la Secretaría de Economía (*SE*) a través de oficio 250.0009/2017 del 12 de enero de 2017, el Plan de referencia, a efecto de que se informará a esta Comisión respecto de la documentación faltante e inconsistencia en la documentación remitida, en el ámbito de competencia de dicha dependencia.

Al respecto, mediante oficio UCN.430.2017.0015 emitido por dicha dependencia informó a esta Comisión las inconsistencias respecto de la información presentada en el Plan en materia de Contenido Nacional.

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

Mediante oficio 250.0020/2017 de fecha 24 de enero de 2017, la Comisión remitió al Contratista, la prevención al Plan.

El 15 de febrero de 2017, mediante oficio GSOG-DT-2017-0015, el Contratista presentó a la Comisión la atención a la prevención del Plan antes referido.

Mediante oficio 250.0084/2017 del 15 de marzo de 2017, la Comisión emitió la declaratoria de suficiencia de información para iniciar la evaluación del proyecto del Plan.

A través del oficio 250.0147/2017 de fecha 17 de mayo de 2017, la Comisión convocó a una 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 23 de mayo de 2017.

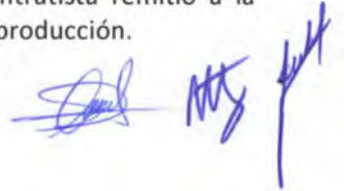
Como resultado de la reunión mencionada, por medio del oficio GSOG-PLAN-2016-00015 del 26 de junio 2017, el Contratista remitió a la Comisión, las aclaraciones derivadas de la reunión de trabajo antes mencionada.

A través del oficio 250.0196/2017 de fecha 29 de junio, la Comisión remitió a la SE diversa información respecto de Contenido Nacional presentada por el Contratista.

Mediante Memorándum 253.073/2017 de fecha 30 de junio de 2017, la Dirección General de Medición, emite opinión técnica respecto al Plan.

Mediante Oficio UCN.430.2017.0149 del 3 de julio de 2017, la SE emitió su opinión respecto al Programa de Cumplimiento del porcentaje de Contenido Nacional.

Por medio del oficio GSOG-PLAN-2017-00016 de fecha 20 de julio 2017, el Contratista remitió a la Comisión, un alcance al Plan de Evaluación y Desarrollo referente a pronósticos de producción.



IV. Análisis de los elementos del Plan

Antecedentes del Área Contractual

El área contractual del Bloque Ricos se ubica en el estado de Tamaulipas, en el municipio de Río Bravo. Se encuentra a 32 km al Sureste de la ciudad de Reynosa, y a 53 km al Noroeste de la Ciudad de Matamoros. Cuenta con una superficie de 23.663 km² respecto al polígono delimitador proporcionado por la CNH (Tabla 1) geológicamente se encuentra dentro de la provincia denominada Cuenca de Burgos.

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

Concepto	Descripción
Nombre	Área Contractual 20, Ricos
Estado y municipio	Tamaulipas, Rio Bravo
Área contractual	23.663 km ²
Profundidad para extracción	Sin Límites
Profundidad para exploración	Sin Límites
Yacimientos y/o campos	Oligoceno Frio Marino
Tipo de Hidrocarburo	Gas Húmedo
Colindancias	Campos Francisco Cano y Treviño

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

El área contractual cuenta actualmente con 12 pozos (Tabla 2) e instalaciones superficiales propias para el procesamiento, manejo y transporte de Hidrocarburos.

No	Pozo	Estado Actual
1	RICOS-1	Abierto
2	RICOS-1001	Abierto
3	RICOS-101	Cerrado
4	RICOS-17	Abierto
5	RICOS-2	Abierto
6	RICOS-3	Cerrado
7	RICOS-37	Cerrado
8	RICOS-4	Cerrado
9	RICOS-6	Abierto
10	RICOS-7	Cerrado
11	RICOS-8	Abierto
12	RICOS-9	Cerrado

Tabla 2. Estado actual de pozos (Fuente CNH con datos de Contratista)

Cumplimiento del PMT y su incremento.

Para dar cumplimiento al Programa Mínimo de Trabajo establecido en el Anexo VI del Contrato, el Contratista propuso en su Plan las actividades señaladas en la Tabla 3.

Actividad	Valor unitario (UT)	Cantidad	Unidades de Trabajo (núm.)
Reparación Mayor	800	4	3200
Reparación Menor	400	5	2000
Actualización del modelo estático	300	1	300
Actualización del modelo dinámico	300	1	300
Análisis PVT	10	2	20
Análisis de agua de formación	10	6	60
		Total	5880

Tabla 3.- Actividades PMT (Fuente: CNH con información enviada por el Contratista)

El Contratista debe acreditar 4,600 UT establecidas por las Bases de Licitación con un Incremento al PMT de 690 UT ofrecido por el Contratista en el Acto de Presentación y Apertura de Propuestas, dando un total de 5, 290 UT.

Por otro lado, no se omite mencionar que 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. Dicho informe deberá contener cuando menos la información que se señala en el Anexo 8 del Contrato.

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-R1L3-050/2017, 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:

- 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

Durante el periodo del Plan el Contratista no tiene contemplado la perforación de nuevas localizaciones, debido a la falta de información para la caracterización del área y por ende la ubicación de nuevas localizaciones, sin embargo, durante la vigencia de doce (12) meses del Periodo de Evaluación, se realizarán actividades que permitirán la adquisición de información a través de los doce (12) pozos del área, que posteriormente servirán para incrementar el conocimiento del área para generar un modelo

geológico más acertado y reducir la incertidumbre, para la ubicación y perforación de los prospectos considerados dentro del Plan de Desarrollo para la Extracción.

Cabe mencionar que en los estudios preliminares de área contractual se identificaron diez posibles localizaciones que se integrarán como parte del Periodo de Desarrollo.

Toma de información

El levantamiento de la información en el área contractual programada por el Contratista para el Periodo de Evaluación, permitirá realizar los diagnósticos de las condiciones actuales de los pozos, identificar las oportunidades de optimización de producción e implementar las acciones para incrementar el volumen de producción de gas y condensado.

[REDACTED] n [REDACTED] e [REDACTED]
[REDACTED]

● [REDACTED]
● [REDACTED]
● [REDACTED]
● [REDACTED]

● [REDACTED]
● [REDACTED]
● [REDACTED]
● [REDACTED]

● [REDACTED]
● [REDACTED]
● [REDACTED]
● [REDACTED]

El Contratista menciona que debido a la falta de información y a la falta de medición individual de cada pozo, es necesario realizar los siguientes estudios a cada pozo para determinar tanto el aporte en producción, así como la rentabilidad de cada pozo, y de esta manera definir si es viable la permanencia dentro del inventarios de activos.

A continuación, se describe la toma de información que el Contratista contempla durante el periodo de evaluación:

- **Cromatografía de gas:** Para determinar los componentes de hidrocarburos y otros como el H₂S, vapor de agua, CO₂, Nitrógeno y oxígeno. La información anterior permitirá obtener la densidad de gas, poder calorífico y potencialidad de generación de hidrocarburos líquidos a partir de la implantación de procesos físicos –químicos.
- **Análisis del agua producida:** resistividad, densidad, composición, el pH, entre otros.
- **Toma de registros de presión (cerrado y fluente):** El Contratista plantea la utilización de sensores de fondo para registrar presión y temperatura, tanto en los pozos fluentes como en pozos cerrados. Con toda esta información, se realizarán los diagnósticos de cada arena para determinar su potencial de producción, los regímenes de flujo óptimo y el sistema de levantamiento artificial más adecuado para maximizar la recuperación de hidrocarburos.
- **Niveles de líquidos** Debido a la alta producción de agua en el campo Ricos, el Contratista propone tomar con frecuencia el nivel de líquido de los pozos con el fin de definir las acciones remediales para su optimización de producción y así maximizar el volumen de hidrocarburos a recuperar.

- **Análisis PVT** El Contratista plantea tomar muestras de fluido en dos pozos, con el objetivo de realizar pruebas en laboratorio de Presión-Volumen-Temperatura, y partiendo de los resultados de estas pruebas, determinar las propiedades de los fluidos, tales como la viscosidad, factor volumétrico, factor de compresibilidad, gravedad específica y API, entre otros.

Reparaciones de pozos

El Contratista tiene planificado la realización de actividades que van asociadas a cuatro Reparaciones Mayores (RMA) y cinco Reparaciones Menores (RME) con el fin de restituir o en su caso, aumentar la producción de los pozos. A continuación, se presenta un esquema de lo que constituyen los trabajos asociados a las Reparaciones Mayores y Menores.

Respecto a las Reparaciones Mayores, se realizarán tres cambios de intervalo, dos de la arena OFM-25 a la arena OFM-15 y uno de la arena OFM-03 a la arena OFNM-24, así como un re-disparo a la arena OFM-15. ..

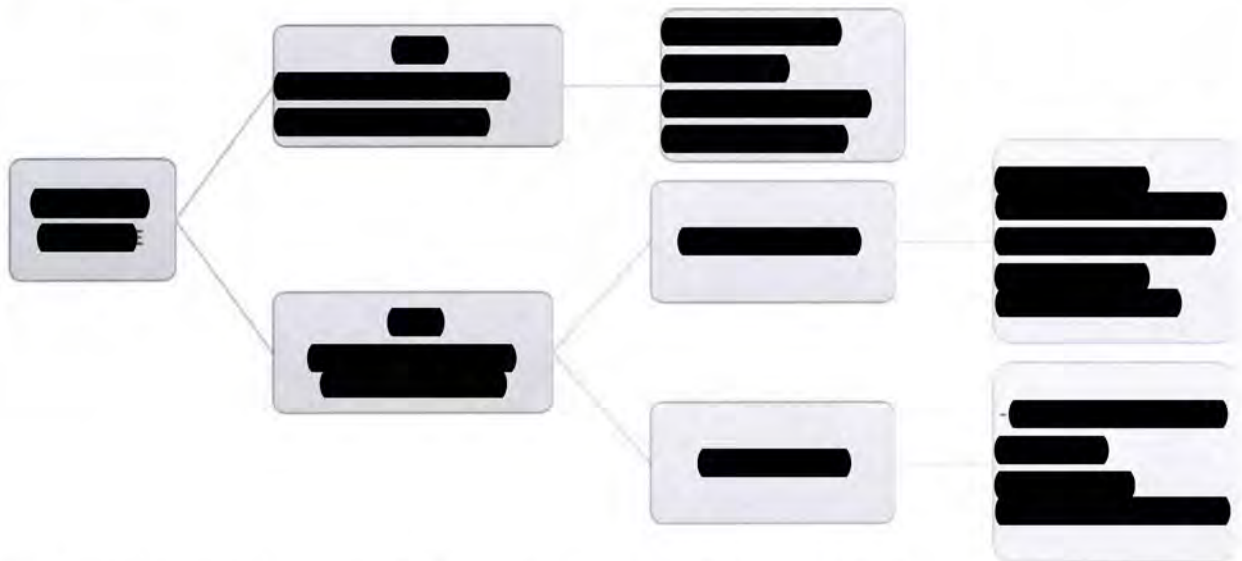


Fig. 1 Actividades relacionadas con las reparaciones de pozos (Fuente CNH con datos de Contratista).

Durante el Periodo de Evaluación, el Contratista plantea realizar cinco (5) RME y cuatro (4) RMA, ocho (8) pozos del campo Ricos, de los cuales cuatro (4) Ricos-2, 8, 17 y 1001 se encuentran activos produciendo y cuatro (4) Ricos-4, 101, 3 y 9 se planean incorporar a producción, tal como se muestra en la siguiente tabla.

No	Pozo	Estado actual	Intervalo abierto	Tipo de trabajo	Objetivos
1	Ricos-8	Activo intermitente	OFM-25 (3712-3717)	RMA	Incrementar la vida productiva del pozo mediante el abandono de la arena OFM-25 (3712-3717)m, disparar y evaluar y fracturar la arena OFM-15 intervalo (3206-3212)m, con esta actividad se esperar incorporar la

					producción de la formación OFM-15 con un gasto de producción controlado de 1.5 mmpcd de gas.
2	Ricos-1001	Activo	OFM-25 (3604-3615)	RMA	Incrementar la vida productiva del pozo mediante el abandono del Intervalo (3604-3615) m de la arena OFM-25, disparar, evaluar y terminar en la arena OFM-15 en los intervalos (3091-3094) m y (3113-3119)m. Con esta actividad se espera incorporar la producción de la formación OFM-15. Con un gasto de producción controlado estimada de 2.0 MMPCD de gas.
3	Ricos-4	Inactivo	OFM-3 (2792-2798)	RMA	Incrementar la vida productiva del pozo mediante el abandono de la arena OFM-3 (3712-3717)m, disparar, evaluar la arena OFNM-24 en el intervalo (2630-2633)m y (2614-2618)m, con esta actividad se espera incorporar la producción de la formación OFNM-24 con un gasto de producción controlado de 1.5 mmpcd de gas.
4	Ricos-101	Inactivo		RME	Reparar la comunicación del TL a 12 m + colocación de un tapón @ 3015 m.
				RMA	Disparar, evaluar y fracturar la arena OFM-15 Intervalos (2995-3001) m, (2972-2978)m y (2936-2942)m y colocar en producción conjunta.
5	Ricos-2	Activo	OFM-25 (3633-3639)	RME	Realizar un refracturamiento al intervalo OFM-25(3633-3639).
6	Ricos-17	Activo	OFM-25 (3783-3789)	RME	Con el fin de mejorar la producción del pozo Ricos-17, retirar la tubería capilar y trabajar el pozo con barras espumantes.
7	Ricos-3	cerrado	OFNM-11 (2262-2267)	RME	Con el objetivo de mejorar las condiciones de flujo de este pozo se plantea retirar la tubería capilar y realizar un Suabeo con el fin desalojar la columna de líquidos
8	Ricos-9	Inactivo	OFM-25 (3585-3592)	RME	Con el fin de incorporar producción al campo Ricos, realizar una reparación menor al recuperar sarta de velocidad.

Tabla 4. Reparaciones de pozos en el periodo de evaluación (Fuente: Contratista).

Los fracturamientos hidráulicos contemplados se realizarán en arenas que corresponden a formaciones convencionales además que su aplicación histórica en el campo Ricos, como método de estimulación ha resultado exitoso.

El Contratista presentó a detalle los programas de intervención a pozos anteriormente mencionados, los mismos se encuentran detallados en el Plan presentado. Adicionalmente existen otras actividades que tienen por objetivo mejorar e incrementar el factor de recuperación de las arenas productoras, tales como:

- Ampliación de Disparos y Re-disparos
- Cambios de diámetro de aparejos de producción
- Usos de tuberías o sargas de velocidad de menor diámetro
- Utilización de válvulas motoras, barras espumantes
- Mantenimiento y optimización de producción.
-

Estas actividades permitirán que al final del periodo de evaluación la totalidad de los pozos existentes en el campo se encuentren en operación.



Fig. 2 Mapa actividades por pozo. (Fuente Contratista)

Tecnologías propuestas

Durante el Periodo de Evaluación el Contratista considera implementar las siguientes tecnologías asociadas al mantenimiento de la producción y al incremento de la misma:

- **Barras Espumantes**

Es una tecnología destinada a evitar el exceso carga de líquido (condensado) en pozos productores de gas. Los principales objetivos que se persiguen con esta tecnología son:

- Incrementar la producción.
- Reducir la contrapresión en los pozos de gas húmedo.

- **Tubería Capilar para inyección de química espumante.**

Esta tecnología será utilizada para mejorar la recuperación de hidrocarburos líquidos acumulados en fondo del pozo.

El Contratista menciona que el mayor beneficio que se obtendrá será optimizar la aplicación de aditivos químicos, sin necesidad de cerrar el pozo.

- **Medición a boca de pozo.**

Para la medición del gas se utilizará la tecnología de un medidor trifásico de última generación para cuantificar los hidrocarburos producidos, así como también validar si el pozo produce condensado, cuantificarlo y conocer que volumen de agua se extrae del pozo. La medición continua permitirá monitorear los fluidos del pozo tanto en Periodo de Evaluación como a los pozos nuevos reparados, fortalecer la base de datos referente a la producción de condensado y generar un histórico por pozo. En cada pozo se efectuarán mediciones para evaluar el potencial del mismo y se realizará un seguimiento continuo de variables operativas que permitirán generar tendencias y comportamientos útiles en el seguimiento de los pozos y la detección de problemas de producción.

- **Sarta de Velocidad.**

El uso de tuberías de producción de menor diámetro es una estrategia de explotación en yacimientos de gas asociado y no asociado. En los yacimientos de gas húmedo no asociado, se

utilizan cuando se tienen problemas de escurrimiento y líquidos en la tubería, obstruyendo la salida del gas. Así como también son utilizados cuando la presión del yacimiento disminuye, los diámetros van quedando obsoletos y grandes. Los diseños de las tuberías de producción de un pozo de gas dependen de los volúmenes a producir y los pronósticos de producción, muy relacionados con la presión disponible, así que la estrategia a utilizar para los pozos del Campo Ricos es iniciar con diámetros máximos de *tubing less* de 4 pulgadas y las sartas de velocidad se utilizarán según el diseño previo con diámetros van desde 1.5 a 2.5 pulgadas.

Estudios técnicos

- **Reprocesamiento sísmico**

Una de las prioridades del Contratista consiste en continuar con el reprocesamiento, acondicionamiento e interpretación de la información sísmica, así mismo plantea integrarla con la información registros geofísicos existentes, datos de producción, presiones, características de los fluidos. Esto permitirá avanzar con calibración de datos sísmicos, procesos de inversión sísmica elástica y de velocidades generando cubos de propiedades litológicas y petrofísicas.

Durante la actividad de reprocesamiento sísmico, se utilizarán atributos que permitirán resaltar discontinuidades estructurales y estratigráficas, aportando mayores elementos para sustentar la interpretación de los horizontes y fallas de interés. Integración de elementos importantes del modelo geológico, sedimentológico y un análisis petrofísico; junto con análisis de ingeniería de yacimientos y fluidos.

- **Modelo estático y dinámico**

El Plan de Evaluación propuesto contempla el modelado estático y dinámico de los yacimientos del campo Ricos, con el objetivo de ajustar el volumen original de hidrocarburos, estimar la productividad asociada a los diferentes espesores y yacimientos, y finalmente diseñar el plan de desarrollo que maximice la recuperación final y el beneficio económico del área. El modelo estático 3D será realizado con la información sísmica actual y los pozos existentes.

Desde el punto de vista de Ingeniería de Yacimientos, en primera instancia el Contratista realizará un modelo integrado que contempla un balance de materia y análisis nodal, con la posterior simulación. Este modelo será utilizado como datos de entrada para la posterior simulación numérica, la cual servirá para analizar alternativas de desarrollo, buscando la maximización del factor de recuperación final de acuerdo a las mejores prácticas de la industria.

Asimismo, el modelo estático y la interpretación sísmica servirán para el análisis de la ubicación y trayectorias de pozos, optimizar los tiempos de perforación, costos y disminuir los riesgos.

Estudios económicos

El Contratista menciona dentro del plan presentado la obtención de factores económicos de la zona dentro de los estudios sociales realizados, por lo que se mencionarán en el siguiente apartado referente a estudios sociales.



Estudios sociales

El Contratista realizó los estudios sociales con la finalidad de obtener los datos necesarios para definir los planes de gestión que deberán llevarse a cabo para apoyar y lograr la buena relación con la comunidad; dichos estudios realizados son los siguientes:

Línea Base Social (LBS)

El Contratista presenta una caracterización de la situación socioeconómica de la población del área de influencia previo al inicio del proyecto ya que el proyecto de referencia ha iniciado o existió alguno con anterioridad, la LBS permite identificar los pasivos sociales derivados de esas actividades previas y los impactos acumulativos en una comunidad.

En este documento, los pasivos sociales son definidos como aquellas deudas u obligaciones derivadas de las afectaciones que hayan experimentado las propiedades o personas de las localidades ubicadas en el Área Contractual del campo Ricos, en las que se desarrollaron las actividades de extracción por parte de Petróleos Mexicanos (PEMEX).

Asimismo, la LBS permitió al Contratista definir y conceptualizar los impactos sociales o el estado de "perturbación" de una comunidad y cómo un nuevo proyecto afectará ese estado social y económico, para que se puedan establecer medidas preventivas y de mitigación pertinentes al contexto social económico y cultural del área de influencia del proyecto.

El estudio de la Línea Base Social fue realizado durante la Etapa de Transición Arranque, durante dicha etapa se trabajó en conjunto con la empresa productiva del Estado PEMEX, quien anteriormente fue la operadora del área contractual No. 20 denominada Bloque Ricos.

Evaluación de impacto social (EVIS)

La Evaluación de Impacto Social (EVIS) consistió en la identificación y valoración de los posibles impactos del proyecto que se llevará a cabo. Para el desarrollo de estos apartados se consideraron cinco etapas:

I. Descripción técnica del proyecto e identificación de áreas de influencia. En esta etapa se realizó la delimitación del área de influencia conformada por área núcleo, área de influencia directa e indirecta para dimensionar en una extensión espacial los impactos directos e indirectos que puedan resultar del proyecto.

II. Estudio de Línea Base en el área de influencia. En esta etapa se realizó la caracterización de las localidades, ubicadas en la zona de influencia de acuerdo a los indicadores socioeconómicos, demográficos y culturales por medio de fuentes secundarias. Además, se realizó una inmersión comunitaria en el área de influencia directa con el uso de técnicas participativas que implicaron la interacción del equipo responsable con los habitantes de las comunidades en el área de influencia para identificar la percepción sobre los posibles impactos del proyecto, conocer a los actores, las necesidades más sentidas de la comunidad, sus aspiraciones respecto a posibles medidas de mitigación de impactos negativos o ampliación de impactos positivos y en general información necesaria para la elaboración del Plan de Gestión Social.



III. Análisis de Actores. Con la información recabada durante la inmersión comunitaria se identificaron a los actores y los grupos de interés, se elaboró un mapeo de las redes de influencia entre los distintos actores y grupos de interés y en torno a su posición respecto al proyecto.

IV. Identificaron y caracterizaron los impactos sociales y medidas de mitigación. En esta etapa se identificaron los impactos sociales positivos y negativos que pudieran surgir por el desarrollo del proyecto en cada una de sus etapas, se describieron su causa raíz, sus características, su valor y calificación de significancia social.

Además, se identificaron las medidas de mitigación de impactos negativos y ampliación de impactos positivos.

V. Plan de Gestión Social. Es el sistema, estrategia o programa que se incluyen un conjunto de medidas de ampliación de impactos positivos y de medidas de prevención y mitigación de impactos negativos; las acciones y recursos humanos y financieros que implementará el Contratista en materia de comunicación, participación, atención de quejas, inversión social, y otras acciones que permitan garantizar la sustentabilidad del Proyecto y respetar los derechos humanos. Los planes o programas a proponer se adecuarán al proyecto y en los términos que cada uno sea aplicable.

Durante el desarrollo de las Etapas planteadas se realizarán las actividades señaladas en el Plan de Gestión, así como los estudios pertinentes que sean derivados de lineamientos emitidos por los organismos y que sean aplicables a las actividades desarrolladas en el Bloque Ricos.

Estudios ambientales

Estos estudios consisten en la elaboración de la Línea Base Ambiental (LBA), la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA), en su modalidad Particular y la Evaluación de Riesgo Ambiental (ERA), con el apoyo de un equipo multidisciplinario constituido por doctores, biólogos, técnicos e ingenieros forestales, con experiencia en la elaboración de este tipo de estudio. Se realizan salidas al campo con el fin del reconocimiento del área, muestreo de flora y fauna, identificación y cuantificación de posibles impactos. A continuación, se expone en forma general el contenido o alcances de cada estudio.

El Contratista realizó una revisión bibliográfica y cartográfica exhaustiva que sirve para la integración del contexto regional y parte del contexto local, además del trabajo de campo para la caracterización de los medios biótico y abiótico.

Los resultados de estos trabajos de campo son interpretados para posteriormente definir los daños preexistentes y pasivos ambientales, buscando identificar cualquier afectación al ambiente derivada de la presencia de hidrocarburos u otras sustancias o residuos peligrosos dispuestos en el suelo o cuerpos de agua, que represente un riesgo para el medio ambiente y la población. Se está aplicando la metodología propuesta por la ASEA para determinar la relevancia de los daños ambientales identificados.

Dentro de los trabajos se realizan actividades como:

- Muestreos en el área de estudio de flora y vegetación, así como fauna silvestre (Vertebrados terrestres: aves, mamíferos, reptiles y anfibios).
- Muestreos de suelo, aire y agua para su caracterización y estimación de contaminantes que apliquen para el área de estudio. Los análisis de las muestras serán realizados en laboratorios

certificados por la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA), si el tipo de estudio lo requiere. La toma de muestra se realiza según los requisitos técnicos más convenientes y/o normativos para cada elemento a analizar.

- Se integra la cartografía topográfica y temática a las escalas adecuadas al proyecto (p. e. 1:250,000, 1: 50,000, 1: 20,000, 1: 5,000).

Procesamiento y transporte de hidrocarburos

En el Plan presentado por el Contratista se describe la operación de la producción y recolección de hidrocarburos en el Bloque Ricos.

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

2).

[Redacted text block]

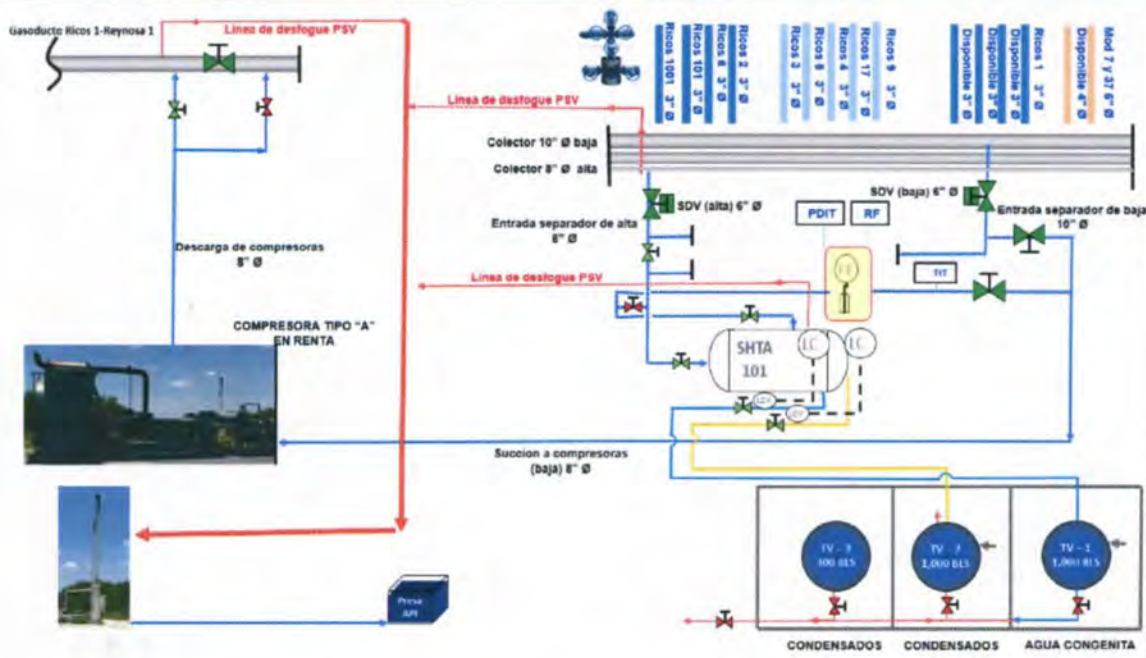


Fig. 3 Distribución de la infraestructura de la Estación Ricos-1. (Fuente: Contratista)

El Contratista deberá apegarse 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 y debidamente aprobados por esta Comisión para el manejo de su producción.

Comercialización de hidrocarburos

Teniendo en cuenta que en el Área Contractual se encuentra un Campo en producción a la fecha del presente Dictamen, se requiere continuar con las Actividades Petroleras necesarias para mantener la extracción de Hidrocarburos y con ello garantizar los ingresos por ventas asociadas a la comercialización del gas y condensado.

Actualmente el manejo de hidrocarburos se lleva a cabo de la siguiente manera:

- 1) [REDACTED]
- 2) [REDACTED]
- 3) [REDACTED]
- 4) [REDACTED]

[Handwritten signatures]

5)

El contratista describe que, en el Área Contractual, la medición fiscal del gas producido de las actividades de extracción propuestas en el Plan de Evaluación, se realizará en la Estación de Recolección y Compresión de Gas Reynosa 1, el gas será comercializado por Pemex Exploración y Producción (PEP) de acuerdo con el Contrato de Compra y Venta de Gas firmado entre GS Oil & Gas y PEP.

En cuanto a los líquidos producidos a través de las actividades de extracción propuestas en el Plan de Evaluación, serán medidos de acuerdo al Contrato de Medición firmado entre GS Oil & Gas y PEP.

Para efectos de entrega en puntos de medición para la venta y comercialización de los líquidos extraídos, según Cláusula 11 del Contrato y el artículo 28 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, se deberán cumplir con las especificaciones de calidad como se presenta en la tabla 5:

Componentes	Parámetros
Contenido de agua y sedimentos	menor a 2% en volumen
Ácido Sulfhídrico (H ₂ S)	menor a 1 µmol/mol (ppm)
Contenido de sal	menor a 200 mg/L
Contenido de azufre	menor al 5% de masa

Tabla 5. Especificaciones de Calidad del Líquido para Comercialización (Fuente: Contratista).

Aprovechamiento de gas

El ámbito de aplicación de las *Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos* se circunscribe a los Operadores Petroleros que realice actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, que involucren la extracción y aprovechamiento del gas natural asociado. Por lo anterior, y dado que el Área Contractual es productora de gas húmedo no asociado, las Disposiciones mencionadas no son aplicables, sin embargo, el exhorto para este tipo de proyecto es llegar a aprovechar el 100% de la producción.

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

Durante el periodo del Plan el Contratista no tiene contemplado la perforación nuevas localizaciones

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

Durante el periodo del Plan el Contratista no tiene contemplado la perforación nuevas localizaciones

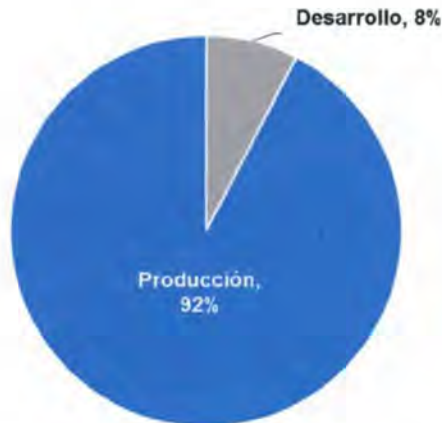
4. Un estimado detallado de los Costos de realizar las actividades de Evaluación.

Las actividades del Plan de Evaluación tienen como objetivo evaluar el potencial de la producción de hidrocarburos en las formaciones Oligoceno Frío Marino y No Marino del campo Ricos, a partir de la aplicación de tecnologías y propuestas de optimización y mantenimiento de la producción, en un periodo de 12 meses de duración.

Los parámetros que sirvieron como base para la estimación de costos son los siguientes:

- ✓ Tipo de cambio de 20 MXN/USD
- ✓ Producción estimada de 0.41 MMPCD de gas promedio por pozo. Con esta producción se calcula un volumen incremental acumulado en 12 meses de 1.83 MMMPC de gas para un total acumulado al final del periodo de 2.47 MMMPC de gas.
- ✓ La metodología usada para calcular los costos y las inversiones, fue realizada por medio de un proceso de selección y evaluación de proveedores y contratistas de bienes y/o servicios, en el cual se verifica y valora la información técnica y condiciones comerciales suministradas por al menos tres aspirantes a proveedores.
- ✓ Para la ejecución de las actividades se utilizarán subcontratistas para el suministro de equipos, materiales y servicios especializados, bajo la supervisión directa y control del Operador. Dichos subcontratistas fueron seleccionados con criterios comparativos de calidad, experiencia, precios, tiempos de entrega y seguridad, en razón de un acuerdo contractual, y ejecutarán obras o servicios por cuenta y riesgo propio, con trabajadores bajo su dependencia.
- ✓ Se planea la instalación de un sistema de medición de gas.
- ✓ La evaluación por comparación de las ofertas técnico-económicas toma en cuenta diversos factores que tienen asignados un peso porcentual y con los cuales se elige al contratista con mayor calificación.

La distribución del presupuesto en sus Actividades, Producción y Desarrollo, se puede observar en la Fig. 4:



Total de inversiones y gastos de operación: **\$4,250,568** (monto en dólares de Estados Unidos)

Fig. 4. Distribución del Presupuesto del Plan de Evaluación por Actividad Petrolera.

(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En la Tabla 6 se desglosan las inversiones y gastos de operación por Actividad Petrolera.

Actividad	Presupuesto Indicativo
Desarrollo	324,190
Producción	3,926,378
Total¹	4,250,568

Tabla 6² Resumen del Presupuesto Indicativo del Plan de Evaluación del Contrato CNH-R01-L03-20/2016
(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 en la Fig. 5:



\$324,190 (Monto en dólares de Estados Unidos)

Fig. 5. Distribución del Presupuesto Plan de Evaluación, Actividad Desarrollo por Sub-actividad
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En la Tabla 7 se desglosa el Presupuesto por Sub-actividad para realizar las operaciones del Plan de Evaluación correspondientes a la Actividad *Desarrollo*.

¹ En el Presupuesto del Plan de Evaluación las Tareas *Otras intervenciones específicas en Pozos, Mantenimiento de las instalaciones de producción, Procesamiento y reprocesamiento de información geofísica y petrofísica, Caracterización geológica y petrofísica de Yacimientos, Estudios de presión volumen temperatura (PVT), Cálculo de Reservas y estimaciones de producción y Simulación y caracterización de Yacimientos* coinciden en términos totales.

² / ³ Los Costos entregados por el Operador son redondeados a dólares de los Estados Unidos en la Tabla.

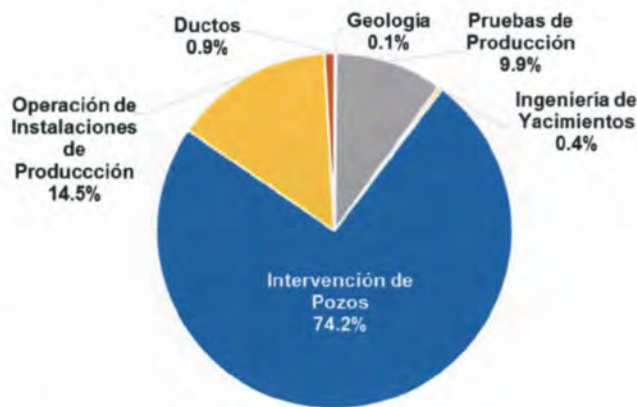
Sub-actividad	Tarea	Presupuesto Indicativo
Otras Ingenierías		324,190
	Ingeniería de detalle	324,190
Total		324,190

Tabla 7.³ Resumen de Presupuesto Indicativo, Plan de Evaluación, Actividad Desarrollo del Contrato CNH-R01-L03-20/2016

(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 en la Fig. 6:



\$3,926,378 (Monto en dólares de Estados Unidos)

Fig. 6. Distribución del Presupuesto Plan de Evaluación, Actividad Producción por Sub-actividad
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En la Tabla 8 se desglosa el Presupuesto por Sub-actividad para realizar las operaciones del Plan de Desarrollo correspondientes a la Actividad *Producción*.

Actividad	Sub-actividad	Presupuesto Indicativo
Geología		3,500
	Análisis geoquímicos de muestras.	3,500
Pruebas de Producción		387,000
	Realización de pruebas de producción.	387,000
Ingeniería de Yacimientos		14,000

[Handwritten signatures]

Actividad	Sub-actividad	Presupuesto Indicativo
	Estudios de presión volumen temperatura (PVT).	14,000
Intervención de Pozos		2,916,391
	Otras intervenciones específicas en Pozos.	2,916,391
Operación de instalaciones de Producción		569,167
	Mantenimiento de las instalaciones de producción.	140,344
	Ingeniería de producción.	5,286
	Operación de las instalaciones de producción.	423,537
Ductos		36,320
	Mantenimiento de ductos.	36,320
Total		3,926,378

Tabla 8.⁴ Resumen de Presupuesto Indicativo, Plan de Evaluación, Actividad Producción del Contrato CNH-R01-L03-20/2016
(Montos en dólares de Estados Unidos)
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

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 tiempo estimado para la ejecución de las actividades necesarias durante el Periodo de Evaluación es de doce meses (un año) y de acuerdo a los resultados obtenidos se contemplará la opción de la ampliación del periodo de evaluación. La duración considerada por el Contratista está en consonancia con el programa de ejecución de actividades planteado.

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 1 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 ingresó la Solicitud de Autorización del Programa de Implementación el 9 de septiembre de 2016, se estima como periodo probable de aprobación el mes de agosto de 2017.

7. Programa de ejecución de las actividades de Evaluación.

Las actividades del Plan de Evaluación propuestas por el contratista se muestran en la Tabla 9.

⁴ Los Costos entregados por el Operador son redondeados a dólares de los Estados Unidos en la Tabla.

Sub-actividad	Tarea	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Total
Otras ingenierías														
	Ingeniería de detalle.													
Intervención de Pozos														
	Otras intervenciones específicas en Pozos.	[Redacted]												
Operación de Instalaciones de Producción														
	Mantenimiento de las instalaciones de [Redacted]	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	[Redacted]	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	[Redacted] producción.	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Seguridad, Salud y Medio Ambiente														
	Elaboración del plan de seguridad y medio [Redacted]	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	[Redacted]	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	[Redacted]	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
General														
	[Redacted]	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	[Redacted]	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	[Redacted]	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Ductos.														
[Redacted]														
Geología														
	Procesamiento y reprocesamiento de información geofísica y petrofísica.		●											●
	[Redacted]						●							●
	[Redacted]	●	●											●
	Estudios petrofísicos.				●									●
Pruebas de Producción														
[Redacted]														
Ingeniería de Yacimientos														

[Handwritten signature]

V. Resultado del dictamen

Derivado del análisis integral de la información relacionada con el Plan presentado por el Contratista, la Dirección General de Dictámenes de Extracción 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 los principios establecidos en el artículo 39 Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se observó lo siguiente:

- **Acelerar el desarrollo del conocimiento petrolero del país.**

El reprocesamiento, acondicionamiento e interpretación de la información sísmica permitirá la aportación de mayores elementos para sustentar la interpretación de los horizontes y fallas de interés. Además, facilitará la integración de elementos importantes del modelo geológico, sedimentológico y un análisis petrofísico; junto con análisis de ingeniería de yacimientos y fluidos. 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.

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

El Plan considera el incremento del factor de recuperación a través de 4 RMA y 5 RME, las cuales permitirán evaluar zonas prospectivas, así como la implementación de tecnologías que mejoren la productividad de los pozos.

Dicho lo anterior, es importante señalar que, con el objeto de incrementar el factor de recuperación, se debe caracterizar adecuadamente el yacimiento, así como definir un esquema de desarrollo. En este sentido, se advierte que la estrategia a seguir en la planificación de las actividades es lograr incrementar el conocimiento del Área Contractual e identificar zonas con oportunidades.

Lo anterior, con el objeto de establecer un desarrollo a futuro que permita la extracción de hidrocarburos del área de forma técnica y económicamente viable para el Estado y para el Contratista.

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

La reinterpretación, así como el reprocesado sísmico considerado en el Plan buscan avanzar en la definición de trampas estratigráficas y estructurales, la evaluación petrofísica apoyada en estudios de núcleos, se verá reflejado tanto en la caracterización estática como en la dinámica del yacimiento. Lo cual podría llevar a la identificación de recursos prospectivos y, si las condiciones técnicas y económicas lo permiten, posteriormente incorporar y reclasificar reservas de hidrocarburos.

- **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 uso de sensores de fondo para monitorear la temperatura, presión y la obtención de propiedades generales de los fluidos, le permitirán al Contratista obtener los datos necesarios, para realizar los diagnósticos de cada arena, y poder determinar su potencial de producción, los regímenes de flujo óptimo y el sistema de levantamiento más adecuado para maximizar la producción por pozo. Asimismo, el uso del fracturamiento hidráulico como método de estimulación a las arenas productoras del Campo Ricos, resulta adecuado para lograr una buena comunicación entre los yacimientos y los pozos.

Las barras espumantes y la inyección de surfactante a través de tubería capilar son técnicas usadas para remover el agua de los pozos mediante el aligeramiento de la columna hidrostática incrementando la producción de gas. El uso de estas en el Campo Ricos permitirá aligerar la columna hidrostática e inducir la producción del gas, lo cual resulta adecuado para un área de estas características.

- **Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país.**

La evaluación de la producción a través de medición y análisis de fluidos, para integrar esos resultados a los modelos estáticos y dinámico del bloque, aportarán los elementos necesarios para el diagnóstico de los procesos de producción y para la ubicación de las localizaciones a perforar. 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.

- **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.

El contenido del Plan cubre la extensión completa del Área Contractual, el Programa Mínimo de Trabajo y su Incremento, así desarrollar los conceptos previstos en el Anexo 7 del Contrato y el apartado VI del Anexo 1 de los Lineamientos.

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

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 20 correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A20/2015 con una vigencia de hasta 12 meses contados a partir de la aprobación del mismo, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características del Área Contractual, toda vez que se cumple con lo establecido en la cláusula 4.1 y anexo 7 del Contrato y

los Lineamientos, de conformidad con la Resolución CNH.E.54.001/16. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan se alinea con los principios establecidos en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Contratista deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del Contrato suscrito entre la Comisión y el Contratista.

Elaboró:

ING. JESÚS EDUARDO MARTÍNEZ MARTÍNEZ

Subdirector

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