



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A20/2016

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

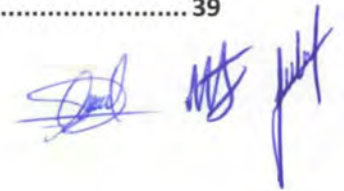
Contratista: GS Oil and Gas, S.A.P.I de C.V.

Three handwritten signatures in blue ink are located in the lower right quadrant of the page. The signatures are stylized and appear to be in cursive or a similar script.

Julio 2017

## Contenido

CONTENIDO .....	2
I. INTRODUCCIÓN.....	3
II. GENERALIDADES DEL CONTRATO.....	7
III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN.....	8
IV. ANÁLISIS DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN.....	10
V. MECANISMOS PARA LA REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA.....	37
V. RESULTADO DEL DICTAMEN .....	39



## 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 que resultó en Segundo Lugar, el cual es 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 Desarrollo" tendrá el significado siguiente:

*"Plan de Desarrollo" significa el plan de desarrollo óptimo para la Extracción que contiene un programa de tiempos que especifica las Actividades Petroleras en el Área Contractual, para lograr la Producción Comercial Regular o incrementar la producción de Hidrocarburos, incluyendo cualquier programa de Recuperación Avanzada.*

A su vez, la cláusula 5.3 del Contrato establece de manera textual lo siguiente:

*"5.3 Plan de Desarrollo. En caso que en el Área Contractual se encuentren Campos en producción a la fecha de adjudicación del Contrato, el Contratista tendrá la obligación de presentar un Plan de Desarrollo dentro de los ciento veinte (120) Días siguientes a la Fecha Efectiva, para dar continuidad a las actividades de Extracción previstas en el Plan Provisional. En caso de las Áreas de Evaluación, el Plan de Desarrollo deberá ser presentado dentro de los ciento veinte (120) Días siguientes a la Notificación de Continuación de Actividades."*

En cumplimiento a la Cláusula 5.3 del Contrato, el 16 de diciembre de 2016 el Contratista sometió a consideración de esta Comisión el Plan de Desarrollo (*Plan*) asociado al Contrato.

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 Desarrollo derivados de los Contratos suscritos como resultado de la licitación CNH-R01-L03/2015. Del contenido de dicha resolución, se advierte lo siguiente:

*Que la presentación de los Planes de Desarrollo respecto de campos en producción a los que se refiere la presente Resolución, es una obligación contractual referida en la cláusula 5.3 del Contrato. Conforme a dicha cláusula, el objeto de dichos Planes de Desarrollo es dar continuidad a las actividades de Extracción previstas en el Plan Provisional.*

*De conformidad al tercer párrafo de la cláusula 5.3 referida, “El Plan de Desarrollo deberá: (i) contemplar una parte o la totalidad del Área Contractual; (ii) incluir por lo menos la información requerida conforme al Anexo 9; (iii) prever la utilización de métodos y procesos adecuados para obtener el máximo factor de recuperación final de las Reservas, de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria y diseñarse de tal forma que permita la optimización del beneficio económico de los Campos, evitando tasas de declinación excesivas de producción o pérdida de presión, así como (iv) contar con el programa de aprovechamiento de Gas Natural correspondiente y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos. La CNH otorgará o negará su aprobación a la propuesta de Plan de Desarrollo 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...”*

*Por su parte, los Lineamientos establecen en sus artículos 19, 20 y 25, en relación con el Anexo II, diversos requisitos que deberán cumplir los Planes de Desarrollo para su evaluación por parte de la Comisión.*

*Tomando en cuenta el ciclo de vida de un campo petrolero, la Dirección General de Dictámenes de Extracción, realizó un análisis de la aplicabilidad de los elementos previstos en los Lineamientos y el Contrato, atendiendo a la situación operativa actual de las áreas contractuales, así como de los alcances del Plan de Desarrollo previsto en el primer párrafo de la cláusula 5.3 de los Contratos, observando lo señalado en el Memo 252.088/2016 emitido con fecha 6 de octubre de 2016 por esa Dirección, como sigue:*

1. *Para que los Contratistas estén en aptitud de diseñar un Plan de Desarrollo acorde con los Lineamientos y el Contrato, atendiendo a la complejidad de cada una de las Áreas Contractuales, se requiere de diversa información técnica (Yacimientos, Pozos e Instalaciones), tanto en cantidad como en calidad, la cual, conforme a la práctica internacional deriva de los resultados que se obtengan del Periodo de Evaluación.*
2. *Conforme a las obligaciones establecidas en el Contrato, los Contratistas presentaron un Plan de Desarrollo, para aquellos campos que se encontraban en producción a la fecha de adjudicación del Contrato, sin contar con la información necesaria debido a que aún se encuentran en etapa de Evaluación y el Plan de Evaluación, que permitirá a los Contratistas determinar los límites, caracterización y capacidad de producción del o los Campos, está en proceso de aprobación de la Comisión.*

*En este sentido, se advierte que actualmente los Contratistas que cuentan dentro de sus Áreas Contractuales con campos en producción carecen de la información técnica y económica necesaria para elaborar un Plan de Desarrollo que considere la totalidad de las Actividades Petroleras a desarrollar en el Área Contractual durante el Período de Desarrollo, que cumpla en su integridad con los requisitos establecidos en los Lineamientos, toda vez que los mismos regulan un Plan de Desarrollo que parte de la información que en su caso derive de la Evaluación de la respectiva Área Contractual.*

*Por lo anterior, se advierte que el objetivo del Plan de Desarrollo previsto en los Contratos es garantizar la continuidad de la producción, por lo que, una vez que el Contratista concluya el Período de Evaluación y las Actividades Petroleras previstas en el Plan de Evaluación, que serán evaluadas y en su caso aprobadas por esta Comisión conforme a lo señalado en el Considerando anterior, el Contratista deberá presentar una modificación para actualizar su Plan de Desarrollo, acorde a los Lineamientos.*

**(Énfasis añadido)**

De acuerdo con el artículo 7 de los Lineamientos, la Comisión realizará la evaluación de las propuestas de los Planes presentados por los Operadores Petroleros, procurando el mayor beneficio para México, a través de la maximización del valor de los hidrocarburos. Lo anterior, en términos del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 44 de la Ley de Hidrocarburos, que establecen los siguientes principios:

- 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.

- La observancia de las mejores prácticas de la industria para la evaluación del potencial de Hidrocarburos, la incorporación de Reservas y la delimitación del área sujeta a la Asignación o al Contrato para la Exploración y Extracción.
- La tecnología y el plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables, el programa de aprovechamiento del Gas Natural y los mecanismos de medición de la producción 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 el presente Dictamen Técnico.

Handwritten signatures in blue ink, consisting of several stylized initials and names.

## II. Generalidades del Contrato

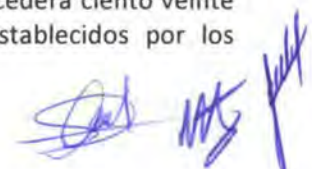
El Contrato CNH-R01-L03-A20/2016 para la Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de Licencia, se celebró el 25 de agosto de 2016 entre, por una parte, los Estados Unidos Mexicanos por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y por la otra parte, GS Oil and Gas, S.A.P.I. de C.V.

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 presente 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.

Conforme la Cláusula 5.3 del Contrato, debido a que el Área Contractual cuenta con un campo en producción a la fecha de adjudicación del Contrato, el Contratista tiene un plazo de ciento veinte (120) días naturales (Días) siguientes a la Fecha Efectiva, dentro del cual deberá presentar a la CNH para su aprobación un Plan de Desarrollo para la Extracción. El Plan podrá cubrir la totalidad o una parte del Área Contractual y deberá contener lo previsto en la Resolución.

Por su parte, la CNH resolverá sobre los Planes presentados, en un plazo que no excederá ciento veinte (120) días a partir de que reciba la información necesaria en los términos establecidos por los Lineamientos.



### III. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

A través del oficio GSOG-DT-2016-0010, recibido el 20 de diciembre de 2016, el Contratista presentó el Plan de Desarrollo del Área Contractual 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.

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.

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 del 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 del 20 de enero de 2017, la Dirección General de Asignaciones y Contratos de Exploración, emite opinión técnica respecto del Plan.

Mediante oficio 250.0021/2017 de fecha 24 de enero de 2017, la Comisión remitió al Contratista, la prevención al Plan.

Mediante oficio GSOG-DT-2017-0012 de fecha 26 de enero de 2017, el Contratista realizó la entrega de la ingeniería y memorias de cálculo para la instalación del Medidor de Gas en la Estación Ricos 1.

A través del oficio GSOG-DT-2017-0014 de fecha 14 de febrero 2017, el Contratista presentó a la Comisión la respuesta a la prevención.

Mediante oficio 250.0085/2017 de fecha 15 de marzo de 2017, la Comisión notificó al Contratista la declaratoria de suficiencia de información para iniciar la evaluación del proyecto del Plan.



A través del oficio 250.0147/2017 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.

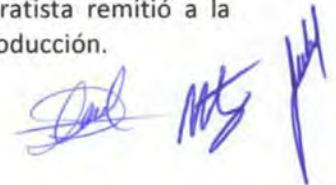
Como resultado de la reunión mencionada, por medio del oficio GSOG-PLAN-2016-00015 de fecha 26 de junio 2017, el Contratista remitió a la Comisión, las aclaraciones derivadas de la reunión de trabajo antes mencionada.

A través del oficio 250.0196/2017 de fecha 29 de junio, la comisión remitió a la SE información diversa 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 de fecha 3 de julio de 2017, la Secretaría de Economía 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

En términos del análisis técnico realizado, se advierte que el Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista cumple con los elementos establecidos en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, los Lineamientos, en términos del Numeral II del Anexo Único de la Resolución, la cláusula 5.3 y el Anexo 9 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 9 del Contrato, toda vez que dicha información se encuentra vinculada con la normativa en comento, conforme a lo siguiente:

### 1. Descripción del o los Campos que van a ser desarrollados

#### a) Descripción general

El campo Ricos se ubica aproximadamente a 32 kilómetros al Sureste del municipio de Reynosa, Tamaulipas; geológicamente dentro de la cuenca de Burgos. Fue descubierto por el pozo exploratorio Ricos-1 en el año 2001. Este campo está clasificado con base al fluido contenido en los yacimientos, como de gas húmedo en areniscas de la Formación Oligoceno: Frio Marino y Frio No Marino.

#### b) Delimitación del Campo

A continuación, se presenta una tabla con las coordenadas geográficas de los vértices del polígono que limita el Área Contractual.

Vértice	Latitud	Longitud	X_UTM	Y_UTM
1	26° 01' 30" N	98° 00' 30" W	599,225.74	2,878,829.22
2	26° 01' 30" N	97° 59' 30" W	600,893.51	2,878,842.00
3	26° 01' 00" N	97° 59' 30" W	600,900.63	2,877,919.04
4	26° 01' 00" N	97° 58' 00" W	603,402.47	2,877,938.59
5	26° 00' 00" N	97° 58' 00" W	603,417.07	2,876,092.68
6	26° 00' 00" N	97° 57' 30" W	604,251.13	2,876,099.30
7	25° 58' 30" N	97° 57' 30" W	604,273.19	2,873,330.43
8	25° 58' 30" N	97° 57' 00" W	605,107.43	2,873,337.10
9	25° 57' 30" N	97° 57' 00" W	605,122.25	2,871,491.19
10	25° 57' 30" N	97° 58' 00" W	603,453.53	2,871,477.91
11	25° 58' 00" N	97° 58' 00" W	603,446.24	2,872,400.86
12	25° 58' 00" N	97° 58' 30" W	602,611.94	2,872,394.30
13	25° 58' 30" N	97° 58' 30" W	602,604.71	2,873,317.25
14	25° 58' 30" N	97° 59' 30" W	600,936.23	2,873,304.28
15	25° 59' 00" N	97° 59' 30" W	600,929.12	2,874,227.23
16	25° 59' 00" N	98° 00' 00" W	600,094.94	2,874,220.82
17	26° 00' 00" N	98° 00' 00" W	600,080.82	2,876,066.72
18	26° 00' 00" N	98° 00' 30" W	599,246.76	2,876,060.37



Tabla 1 Polígono contractual que definen el área. Coordenadas en WGS 84. Fuente Contratista

Se considera como área de desarrollo los 23.663 km<sup>2</sup> para la realización de actividades de perforación, reparación, infraestructura e inversiones que permitan el desarrollo del potencial del campo, de acuerdo a la estimación de reservas remanentes y la aplicación de tecnologías adecuadas a las características del mismo, con enfoque en mejores prácticas y apego a las normativas de seguridad y protección ambiental.

El área de desarrollo Ricos está definida por un solo polígono, en el cual se permiten las actividades petroleras y la extracción de hidrocarburos de las formaciones sin restricciones desde el punto de vista geológico.

**c) Descripción del área en la cual está ubicado**

En la siguiente figura se muestran los campos colindantes con el Área Contractual.



Figura 1 Campos Colindantes Bloque. Fuente: Contratista

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

Concepto	Descripción
Nombre	Área Contractual 20, Ricos
Estado y municipio	Tamaulipas, Río Bravo
Área contractual	23.663 km <sup>2</sup>
Profundidad para extracción	Sin Límites
Profundidad para exploración	Sin Límites
Yacimientos y/o campos	Oligoceno Frio Marino / Oligoceno Frio No Marino
Tipo de Hidrocarburo	Gas Húmedo
Colindancias	Campos Francisco Cano y Treviño

Tabla 2. Características principales del Área Contractual (Fuente: CNH con datos de Contratista).

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

*[Firmas manuscritas]*

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)

**d) Descripción de las formaciones en las que están contenidos los Hidrocarburos.**

El área contractual se encuentra ubicada en la Cuenca de Burgos la cual, durante la evolución del Cenozoico, recibió aporte de siliciclastos que conforman arenas y pelitas, con facies someras al occidente y facies profundas al oriente, propiciadas por transgresiones y progradaciones cíclicas, donde prevaleció progresivamente, en tiempo y espacio, la retirada de los mares hacia el oriente, dejando áreas continentales expuestas al occidente.

En la Cuenca de Burgos, durante el Cenozoico, se depositaron potentes espesores de lutita y arenisca, en ciclos de secuencias separadas por discordancias o concordancias correlativas, en su mayoría posiblemente relacionadas con cambios del nivel del mar. Debido a lo anterior y a que el Contratista no cuenta con restricción en profundidad, tiene la posibilidad de evaluar la existencia y potencialidad de formaciones no convencionales.

Los tipos de entrapamiento prevalecientes en la zona son de tipo estructural y combinado, el estructural es el más frecuente, este se encuentra formado por el acuífamiento de las arenas y areniscas sobre las fallas. El combinado por el cual las arenas y areniscas cambian de facies tanto de manera lateral, así como vertical, siendo estos cambios de facies a zonas arcillosas, las que actúan como rocas sello.

La secuencia estratigráfica mostrada en los registros geofísicos de los pozos Ricos-1, 101 y 1001, sirvieron como amarre para las correlaciones de arenas, donde se determinó la presencia de la formación Frio Marino y Frio No Marino (Oligoceno) en la totalidad del campo.

**Oligoceno Frio Marino**

De acuerdo con la información presentada por el Contratista, la distribución de la arena OFM-25 que es el objetivo principal para esta área, presenta moderado desarrollo. La gran mayoría de los pozos penetró hasta esta formación, la cual resultó productora de gas húmedo en la mayoría de los pozos con excepción de la parte SE del campo. Esta zona SE, limitó el desarrollo del campo en esa área. La arena OFM-15 muestra un mejor desarrollo estratigráfico a lo largo de todo el campo, mostrando producción de gas comercial.

## Oligoceno Frio No Marino

La distribución de las arenas desde la OFNM-6 hasta OFNM-24, presentan buenos y continuos desarrollos. La gran mayoría de los pozos penetraron esta secuencia, de las cuales han resultado productora de gas hasta el presente las arenas OFNM-9A y OFNM-11/11A en la parte Sureste y centro del campo. no obstante, al Noroeste del campo aún no se ha probado producción de gas.

## 2. Información de Reservas y Producción.

- a) Estimación de los volúmenes in situ, Reservas probadas, probables y posibles para cada yacimiento en el Campo (en cada caso determinadas sobre una base de vida del yacimiento sin considerar la duración del Período de Desarrollo). La información debe desglosarse en Petróleo, Condensados y Gas Natural. En su caso, se debe incluir la estimación de recursos contingentes.

El Contratista presenta la siguiente tabla que muestra el volumen original y las Reservas remanentes de hidrocarburos en sitio correspondiente al campo Ricos, cabe mencionar que estas reservas son certificadas al día 1 de enero del 2014.

Campo	Yacimiento	Categoría	Volumen original		Volumen acumulado		Reservas remanente	
			Aceite	Gas natural	Aceite	Gas natural	Aceite	Gas natural
			(mmb)	(mmmpc)	(mmb)	(mmmpc)	(mmb)	(mmmpc)
Ricos	Oligoceno Frio Marino	1P	0.0	30.66	0.00	15.9	0.00	4.742
		2P	0.0	35.38			0.00	9.21
		3P	0.0	61.32			0.00	30.23

Tabla 3 Tabla de Reservas bloque Ricos proporcionadas por la CNH

- b) Estimación del perfil de producción para cada yacimiento que se espera entregar en el Punto de Medición, en cada Año durante el Período de Desarrollo. La información se deberá desglosar para cada uno de los casos de Reservas probadas, probables y posibles.

El volumen a recuperar durante los 36 meses del plan de desarrollo se elaboró utilizando un modelo analítico de declinación tipo exponencial y se establecieron las siguientes suposiciones:

- Producción Base estimada según el comportamiento de producción más reciente de los pozos actualmente abiertos a producción según la información suministrada por la Comisión.
- Incremento por optimización de pozos e instalaciones calculada con base al comportamiento de producción de los pozos.
- La declinación se estimó mediante el comportamiento de producción de cada pozo, información suministrada por la Comisión.
- El límite técnico económico que se consideró es de 0.08 mmcpd de gas.
- Considera 100% de éxito en las actividades de perforación, reparaciones mayores y menores.
- Perforación de 7 pozos.
- Se tomó en cuenta las condiciones actuales del campo, es decir una producción promedio diaria al mes de diciembre 2016 de 2.3 mmcpd de gas y con 6 pozos activos, con 6 pozos en proceso de reactivación durante el periodo de evaluación.

En la Tabla 4 y la Fig. 2 se muestra el pronóstico de producción de gas del Área Contractual, y el incremental, ambos de acuerdo a la información del Contratista.

Perfil	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Base (mmpcd)	3.67	4.87	6.19	7.01	6.77	6.54	7.75	7.51	7.28	7.05	8.44	8.14
Incremental (mmpcd)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total (mmpcd)	3.67	4.87	6.19	7.01	6.77	6.54	7.75	7.51	7.28	7.05	8.44	8.14

Perfil	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Base (mmpcd)	7.97	7.79	7.61	7.44	7.27	7.10	6.94	6.78	6.62	6.47	6.32	6.18
Incremental (mmpcd)	4.00	3.84	3.69	3.54	7.40	7.10	6.82	6.54	10.28	9.87	9.48	9.10
Total (mmpcd)	11.97	11.63	11.30	10.98	14.66	14.20	13.75	13.32	16.90	16.34	15.80	15.28

Perfil	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Base (mmpcd)	6.04	5.90	5.77	5.64	5.51	5.39	5.26	5.15	5.03	4.92	4.81	4.70
Incremental (mmpcd)	12.73	12.22	11.74	15.27	14.66	14.07	13.51	17.97	17.25	16.56	15.90	20.26
Total (mmpcd)	18.77	18.13	17.50	20.90	20.17	19.46	18.77	23.11	22.28	21.48	20.70	24.96

Tabla 4. Pronóstico de producción de gas (Fuente: Contratista)

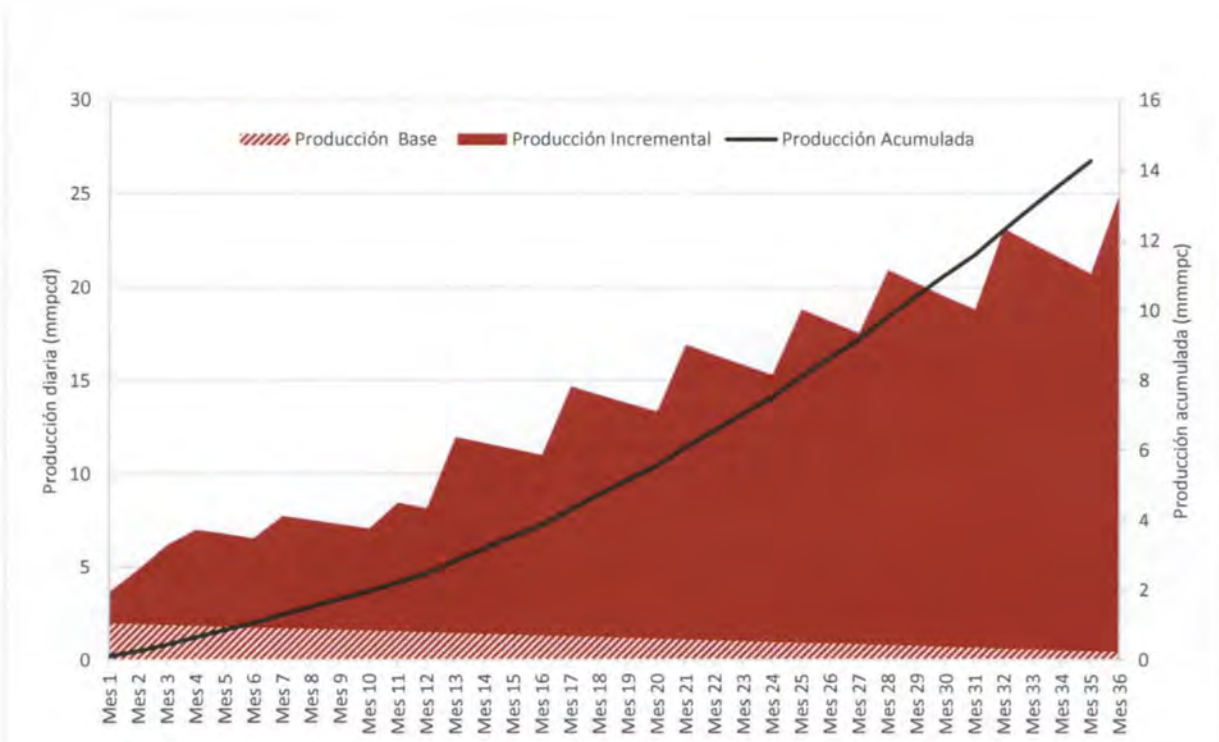


Fig. 2. Pronóstico de producción de gas (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

En la Tabla 5 y las Fig. 3 se muestra el pronóstico de producción de condensado del Área Contractual, el incremental, ambos de acuerdo a la información del Contratista.

*[Firmas manuscritas]*

Perfil	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Base (bls)	8.03	7.83	7.64	7.44	7.26	7.07	6.90	6.73	6.56	6.39	6.24	6.08
Incremental (bls)	6.63	11.63	17.12	20.59	19.83	19.10	24.10	23.31	22.55	21.82	27.54	26.46
Total (bls)	14.66	19.46	24.75	28.04	27.09	26.18	31.00	30.03	29.11	28.21	33.77	32.54

Perfil	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Base (bls)	5.86	5.68	5.51	5.33	5.15	4.97	4.80	4.62	4.44	4.26	4.09	3.91
Incremental (bls)	42.03	40.93	39.87	38.84	53.85	52.26	50.72	49.25	63.82	61.81	59.88	58.02
Total (bls)	47.89	46.61	45.37	44.17	59.01	57.23	55.52	53.86	68.26	66.08	63.96	61.93

Perfil	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
Base (bls)	3.73	3.55	3.38	3.20	3.02	2.84	2.67	2.49	2.31	2.13	1.96	1.78
Incremental (bls)	72.23	69.87	67.60	81.42	78.68	76.05	73.53	91.10	87.97	84.96	82.07	99.30
Total (bls)	75.96	73.42	70.98	84.62	81.70	78.90	76.19	93.59	90.28	87.10	84.03	101.08

Tabla 5. Pronóstico de producción de condensado (Fuente: Contratista)

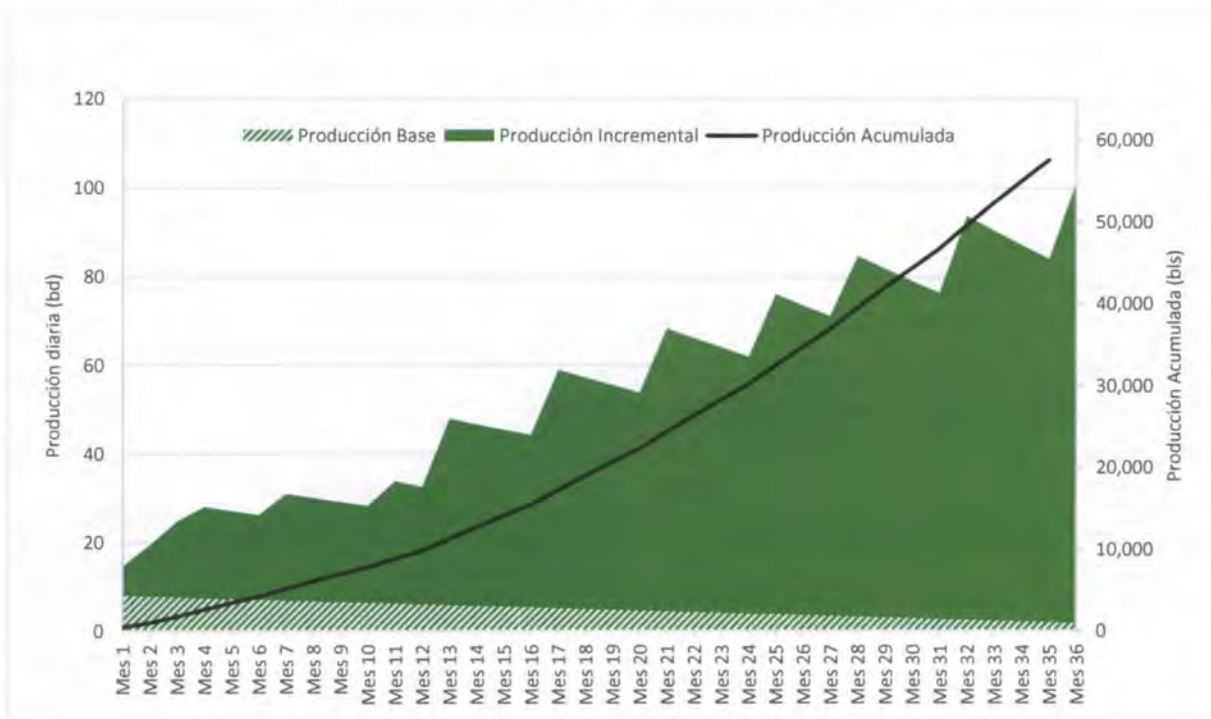


Fig. 3. Pronóstico de producción de condensado (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

El equipo técnico evaluó que la tecnología y el plan de producción propuesto por el Contratista permita incrementar el factor de recuperación. Para efecto de dicha evaluación, se consideró lo siguiente:

- El Plan de Desarrollo contiene un perfil de producción para un periodo de 36 meses, toda vez que, de conformidad con la cláusula 5.3 del Contrato establece que "En caso que en el Área Contractual se encuentren Campos en producción a la fecha de adjudicación del Contrato, el Contratista tendrá la obligación de presentar un Pla de Desarrollo dentro de los ciento veinte (120) Días siguientes a

*[Firmas manuscritas]*

la Fecha Efectiva, para dar continuidad a las actividades de Extracción previstas en el Plan Provisional"; así como se advierte del contenido de la Resolución que, una vez concluido el Periodo de Evaluación, el Contratista debe presentar una actualización de dicho Plan, considerando un pronóstico de producción a largo plazo.

- b. Si bien el Contratista cuenta con información general respecto de las características de producción del Área Contractual, éstas podrán sufrir variaciones en virtud de los resultados obtenidos de las actividades a desarrollar al amparo del Plan de Evaluación que el Contratista llevará a cabo.

Para la estimación del factor de recuperación tanto inicial como final del plan de desarrollo, el Contratista consideró las siguientes suposiciones:

- Se consideró el volumen original que calculó el Contratista (98.1 mmmpc).
- El periodo estimado para el plan de desarrollo comprende 36 meses, considerando al periodo de evaluación como el año uno del periodo de desarrollo.
- El volumen total a recuperar en el periodo de desarrollo es de 14.02 mmmpc de gas.

A continuación, se presentan los factores de recuperación de gas actual y final estimados por el Contratista para el campo Ricos en el periodo de 36 meses correspondiente al Plan de Desarrollo. Tabla 6.

	Volumen Original	Volumen Acumulado	Frg
	(mmmpc)	(mmmpc)	%
Actual	98.1	20.31	20.71
Final		34.51	35.18

Tabla 6. Factor de recuperación actual y final del plan de desarrollo de 36 meses (Fuente: Contratista)

Cabe hacer mención que el cálculo del incremento en el factor de recuperación es de referencia, dado que el volumen original utilizado corresponde a la cifra que determinó el Contratista. En este sentido, atendiendo a las consideraciones referidas, la maximización del factor de recuperación podrá ser definido con mayor certidumbre en el Plan de Desarrollo a largo plazo que presente el Contratista en cumplimiento a la Resolución, tomando en consideración las estimaciones volumétricas y estimaciones del factor de recuperación que deriven de los resultados obtenidos de las actividades que ejecute el Contratista en el Periodo de Evaluación.

Además cabe señalar que del análisis realizado por esta Comisión, se observa que el Contratista consideró un escenario optimista para la obtención del perfil de producción ya que el promedio de gasto inicial de los 12 pozos del área es de 3.81 mmpcd y el Contratista considera 4.0 mmpcd como gasto inicial, por lo que se sugiere que se analice la información que se obtenga durante el Plan de Evaluación y plantear un perfil de producción a largo plazo con mayores fundamentos, dado que la producción actual asociada a los pozos del campo no presentan una producción de este orden.

- c) **Explicación de la manera en que el perfil de producción de la Reserva probada permite realizar el potencial comercial correspondiente a dicha Reserva lo más eficientemente posible, tomando en cuenta esquemas de desarrollo alternativos que fueron considerados o rechazados.**



Con los 7 pozos que se perforarán en el periodo de desarrollo se continuará con la explotación comercial de las reservas probadas en el bloque estimándose producir un volumen acumulado de 8.02 mmmpc de gas en un periodo de 24 meses.

La perforación de los pozos de Avanzada permitirá validar las reservas de hidrocarburos y estimar su potencialidad de desarrollo comercial futuro en las formaciones Oligoceno Frio Marino y No Marino.

**d) Fecha estimada de inicio de la Producción Comercial Regular.**

De acuerdo con la información presentada por el Contratista el Área Contractual, el Campo Ricos actualmente se encuentran en producción.

**3. Descripción de Actividades Propuestas.**

**a) Descripción del enfoque de desarrollo propuesto incluyendo lo siguiente:**

**i) Descripción general de las actividades esperadas para el Periodo de Desarrollo correspondiente.**

Las actividades programadas en el Plan de Desarrollo presentado están enfocadas en el incremento de producción, así como también actividades que incluyan la toma de información en los pozos y estudios de yacimiento que fortalezcan el modelo geológico y cotejen el modelo dinámico del campo, soportado por actividades que ayuden al mantenimiento y la optimización de las operaciones de producción. Para ello, se enlistan las actividades de la siguiente manera:

1. [Redacted]
2. [Redacted]
3. [Redacted]
4. [Redacted]
5. [Redacted]
6. [Redacted]
7. [Redacted]

**ii) Descripción general de los Materiales que van a ser construidos o empleados en relación con ese Plan de Desarrollo, incluyendo una descripción de las Instalaciones de Recolección y en su caso, aquellas en las que se contemple el uso compartido de conformidad con el Anexo 13.**

Respecto a la infraestructura requerida para las localizaciones en el Plan de Desarrollo, el Contratista plantea la necesidad del tendido de líneas, desde los pozos nuevos hasta las estaciones recolectoras. La Fig. 4 muestra la infraestructura asociada al Plan de Desarrollo; en color naranja se muestra la localización y distribución propuestas para el tendido de líneas.

Todas las líneas estarán dirigidas a la Estación de Recolección Ricos-1 que se encuentra dentro del Área Contractual.

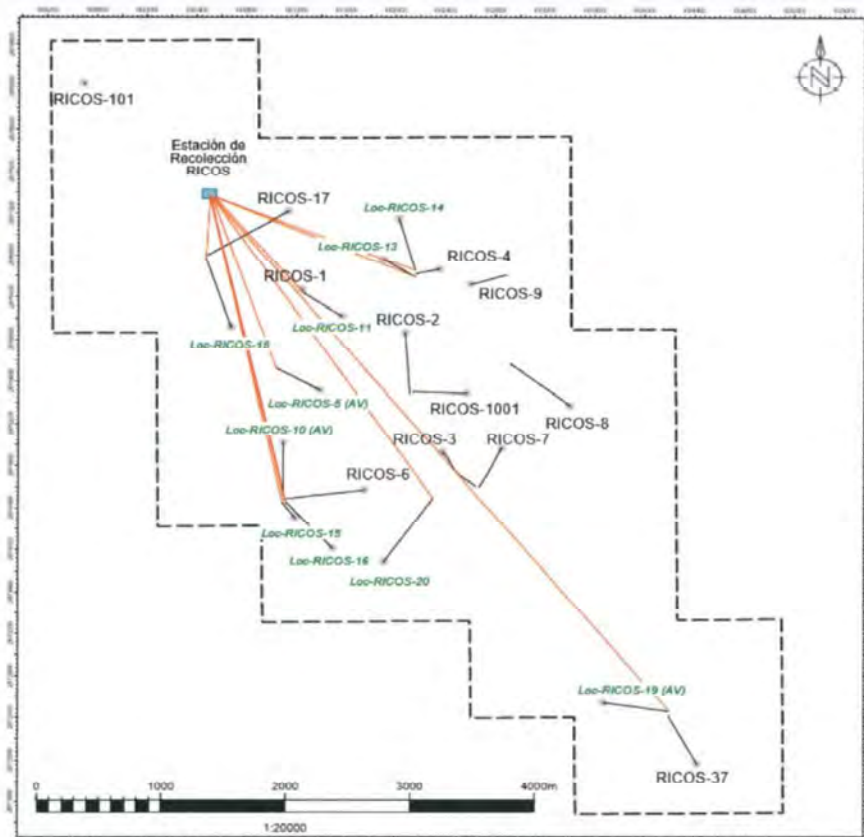


Figura 4 Infraestructura asociada al plan de desarrollo

El Contratista contempla la instalación de 3 compresores de gas con una capacidad de 8 mmpcd cada uno, con la finalidad de soportar el volumen de producción comprometido en el plan de desarrollo dentro del Área Contractual.

Respecto al transporte de gas resulta adecuada la infraestructura considerada para el manejo este Hidrocarburo, sin embargo para el manejo de condensados y agua, se recomienda al Contratista el incremento de la capacidad de almacenamiento, así como revisar y replantear la frecuencia de recolección de los camiones certificados que transportan el condensado y agua a la Batería Monterrey.

iii) Descripción general de las Instalaciones de Comercialización requeridas.

Actualmente el punto de control y entrega del gas del Área Contractual Ricos se realiza en la Estación de recolección Reynosa 1 (Punto de Medición Provisional, aprobado mediante la Resolución CNH.E.66.001/16 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba la propuesta de medición de Hidrocarburos y de punto de medición provisional del área Contractual 20 correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A20/2016, en términos de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos), este punto fue establecido mediante el acuerdo de medición celebrado con la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada Pemex-Exploración y Producción (PEP) y GS Oil & Gas S.A.P.I de C.V. y aprobado mediante la evaluación del acuerdo DGM-PB-HD-015 celebrado entre ambos operadores.

*[Handwritten signatures in blue ink]*

Por lo anterior, el Contratista deberá apegarse al acuerdo realizado con el objetivo que PEP continúe comercializando los hidrocarburos producidos en el Área Contractual.

**iv) Descripción de la política de desarrollo y administración del yacimiento.**

El objetivo del Plan presentado es dar continuidad operativa y de producción al Área Contractual. Para el Plan de Desarrollo a largo plazo que se presentará en un futuro, el Contratista deberá dar cumplimiento a este requerimiento conforme a lo establecido en el Contrato y los Lineamientos correspondientes.

**v) El Sistema de Medición y los Puntos de Medición que el Contratista propone usar.**

La producción actual de gas en el Área Contractual Ricos es de 1.71 MMPCD (abril de 2017). De acuerdo con los pronósticos de producción presentados por el Contratista en su plan de desarrollo, se prevé un incremento considerable de la producción de gas, es decir que, con las nuevas inversiones en la etapa de extracción del contrato, se estima que se alcanzará una producción de 23.97 MMPCD para (abril 2020).

El fluido que se produce en el Área Contractual Ricos se caracteriza como gas húmedo con una densidad relativa promedio de 0.59 @ 14.696 psi y 60 °F, y un contenido de agua estimado de 640.73 mg/m<sup>3</sup>.

En la Tabla siguiente se muestra un resumen de la composición promedio de los fluidos producidos en el área.

Elemento	% mol
C1	96.6
C2	1.7
C3	0.1
i-C4	0.1
n-C4	0
i-C5	0
n-C5	0
C6	0.1
CO2	1.1
N2	0.2
H2S	0

Tabla 7. Composición promedio de los fluidos producidos pozos Campo Ricos. Fuente Plan de desarrollo Área Contractual Ricos

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Handwritten signature and stamp]

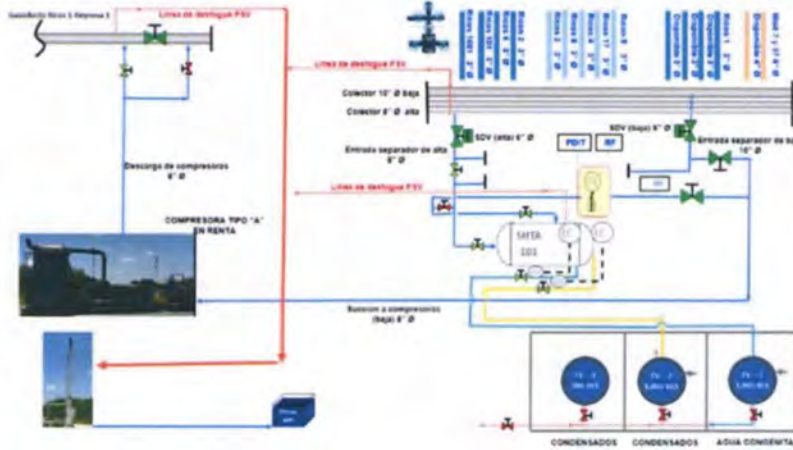


Figura 5. Distribución de la infraestructura de la estación de recolección de gas Ricos 1.  
Fuente GS Oil & Gas S.A.P.I de C.V

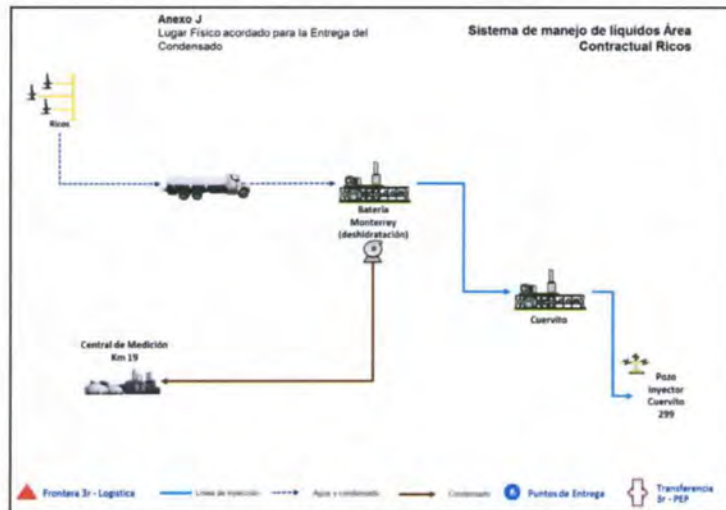
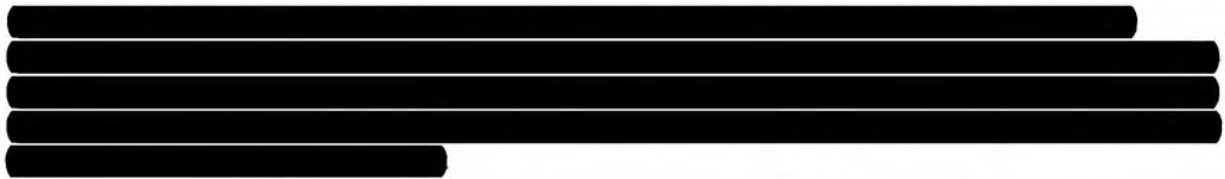


Figura 6. Sistema de manejo de líquidos propuesto para el Campo Ricos. - Fuente GS Oil & Gas S.A.P.I de C.V



El Contratista propone instalar un medidor tipo Coriolis 2 pulgadas de diámetro a la descarga del sistema de compresión antes de la trampa de envío.

La ubicación geográfica del Punto de Medición propuesto corresponde a las siguientes coordenadas geográficas:

Punto de Medición	Longitud	Latitud
Estación de Recolección, separación y compresión Ricos 1	97° 59' 45.88" O	26° 0' 43.81" N

Tabla 8. Coordenadas geográficas Punto de Medición. Fuente GS Oil & Gas S.A.P.I de C.

Para la selección de la instrumentación, diseño, diámetro, instalación, operación, tubería, válvulas y conexiones que integraran el Sistema de Medición, el Contratista se basó en los estándares referidos en el Anexo II de los Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos (en adelante, Lineamientos Técnicos), específicamente en AGA Report No. 11 Medición del Gas Natural por el medidor Coriolis, ASME-B31.8 Sistema de distribución de tubería y transmisión del gas, ASME-B 16.20 Juntas Metálicas para Bridas de Tubería: Anillo-Articulación, Spiral-Herida, y Jacket, ASME-B 16.21 Juntas metálicas para bridas de tubería, API MPMS 21.1 Medición electrónica de gas, API mpms 14.1 medición para el muestreo de gas natural. En el diseño del sistema de medición se contemplan sistemas telemétricos los cuales enviarán las señales de las variables de proceso (flujo, presión, temperatura) a las oficinas del Contratista, brindando todos los accesos requeridos por la Comisión.

El diseño del sistema de medición se realizó para cumplir con los parámetros de incertidumbre establecidos en Lineamientos Técnicos el cual no podrán ser mayores al 1%.

El elemento primario tipo Coriolis, cuenta con una capacidad de Medición de 13 MMSCFD, expresada en términos de Incertidumbre de Medida la cual se estima este por debajo del  $\pm 1\%$ .

El sistema de medición estará integrado principalmente por:

Elemento primario	Elementos Secundarios	Elemento terciario
<b>Tipo Coriolis, marca Micro Motion.</b> <b>Mod.transmisor:</b> 5700R12ABAAZZAAAZATGMVO GPG <b>Rango de Trabajo: 2 a 13 MMSCFD</b>	<b>Transmisor indicador de presión (PIT-001)</b> marca: Emerson, mod: 3051TG3/0306RT22BA11, rango de Trabajo: 0 a 1,000 Psig. <b>Transmisor indicador de temperatura (TIT-001).</b> Marca: Emerson. Mod: 3144PD1A11E5B4F5Q4. Rango de Trabajo: 0 a 100° C	Computador de Flujo de Gas Floboss (FQI-001). Marca Emerson Mod.: S600 RED Rango de Trabajo: 2 a 13 MMPCGED
	<b>Indicador de presión (PI-001).</b> Marca: ASHGROFT Mod.: 541279SS04BXSG Rango de Trabajo: 0 A 1,000 Psig <b>Indicador de temperatura (TI-001).</b> Marca: ASHGROFT Mod.: 50E160E0060XSGYWW Rango de Trabajo: 0 A 100° C	

Tabla 9. Elementos del Sistema de Medición

A continuación, se presenta el diagrama isométrico del Punto de Medición Propuesto.

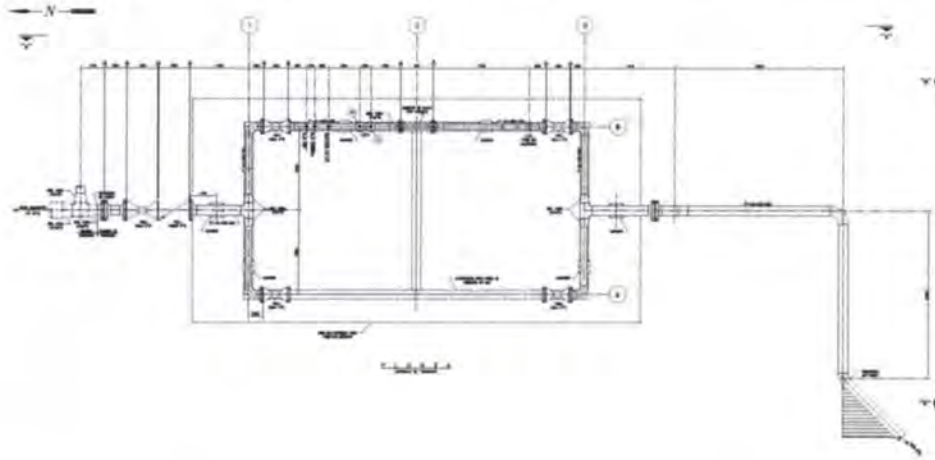


Figura 7. Diagrama isométrico del Sistema de medición propuesto. Fuente GS Oil & Gas S.A.P.I de C.V

El Contratista, cuenta con Diagramas de Tubería e Instrumentación DTI's y diagramas referidos a la ingeniería del sistema de medición.

De acuerdo con las especificaciones para la selección del computador de flujo y el manual respectivo, el computador de flujo contará con funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitirán alteraciones, esto de acuerdo a lo referido en el estándar API MPMS 21.1 Medición electrónica de gas.

Para la programación de los algoritmos se emplean los estándares referidos a la tecnología AGA Report No. 11 Medición del Gas Natural por el medidor Coriolis, AGA Report No. 8 Factor de compresibilidad de gas natural y otros gases de hidrocarburos relacionados.

En la selección del Sistemas de Medición (equipos, sistemas informáticos e instrumentos de medida), el Contratista consideró el tipo y las características del fluido, las condiciones de operación máximas y mínimas actuales (flujo, presión y temperatura), asimismo el sistema de medición prevé las conexiones necesarias para instalar un equipo adicional a efecto de cubrir las condiciones operacionales que se esperan alcanzar una vez que el campo opere bajo los pronósticos de producción estimados por el Contratista.

El Contratista prevé la disposición de un registro de información manual (bitácora) y del registro de información que genera el computador del sistema de medición de manera automática donde se registrarán los detalles de alertas y alarmas del sistema de medición de la Estación de Recolección de Gas, a continuación, se menciona parte de la información que será registrada en la bitácora:

- Reporte de producción generado por el computador en el cual se tendrá el volumen total medido, promedios de las variables (Temperatura, presión, y presión diferencial), valores de elementos primarios de medición y cromatografía en % mol que permita validar los resultados.
- Actividades relacionadas con el mantenimiento preventivo de equipos
- Actividades relacionadas con la calibración de equipos

- Cualquier otra información que resulte importante de acuerdo a las especificaciones del equipo de medición recomendada por el fabricante.

Finalmente, el Contratista mediante oficio GSOG-DT-2017-0012 de fecha 26 de enero de 2017 entregó la ingeniería y memorias de cálculo para la instalación del Medidor de Gas en la Estación Ricos-1, además indica que uno de los principales objetivos que tiene en la ejecución del Plan, es la instalación del sistema de medición tipo Coriolis, en cumpliendo con lo establecido en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos de la Comisión, en referencia a la calidad, volumen y nivel de incertidumbre asociado a la producción de hidrocarburos del Área Contractual. Adicionalmente se tiene contemplado realizar adecuaciones menores a instalaciones dentro del Área Contractual, con el propósito de mejorar y/o mantener las condiciones mecánicas de operación de las instalaciones.

Por lo anterior, se recomienda al Contratista, atender los requerimientos establecidos en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, con el fin de que la Comisión esté en la posibilidad de emitir la opinión respecto a la aprobación de los mecanismos de medición propuestos por el Contratista.

Ahora bien, para la evaluación de los Mecanismos de Medición se tomó en consideración que el Contratista no cuenta completamente con información técnica y económica necesaria para elaborar un Plan de desarrollo para la Extracción a largo plazo que considere la totalidad de las Actividades Petroleras a desarrollar durante el Periodo de Desarrollo. Adicionalmente, se observa lo siguiente:

Conforme al artículo 3, fracción XXV, de los Lineamientos de Medición, se desprende que los Mecanismos de Medición son un conjunto integrado de competencias técnicas, estándares, procedimientos y sistemas de medición para la Medición del volumen y la determinación de la calidad de los Hidrocarburos.

Para efecto de estar en posibilidad de determinar técnicamente dichas competencias técnicas, estándares, procedimientos y sistemas de medición para el desarrollo del Área Contractual no solo para dar continuidad operativa a la producción sino a lo largo del ciclo de vida del campo, es imperante tener certidumbre del Potencial Petrolero y las características de Producción del Área Contractual, en términos de volumen y calidad de los hidrocarburos a producir, lo cual se obtiene durante el Periodo de Evaluación, tal y como se señala a continuación:

- a. **Sistemas de Medición.** Para la selección de los Sistemas de Medición (equipos instalaciones, sistemas informáticos e instrumentos de medida), se debe tomar en consideración el tipo y las características del fluido, los volúmenes a manejar y las condiciones operativas a las que estarán sometidos, tal y como se señala en los artículos 7, fracción II y 14 de los Lineamientos de Medición.

El Contratista para la selección del Sistema de Medición considero el tipo y las características del fluido, las condiciones de operación máximas y mínimas actuales (flujo, presión y temperatura). En este sentido, el Contratista tendrá mayor certidumbre respecto de la información técnica necesaria para la correcta selección de los Sistemas de Medición con base en los resultados obtenidos de reparaciones mayores, actualización de los modelos estáticos y dinámicos, pruebas de presión y producción, registros geofísicos y demás actividades a desarrollar durante el Periodo de Evaluación.

- b. **Estándares y Procedimientos.** Los estándares se refieren a la normativa y estándares referidos en el Anexo II de los Lineamientos de Medición, los cuales regulan el diseño, instalación, operación, control y mantenimiento de los Mecanismos de Medición

Por su parte, los Procedimientos se refieren a los protocolos, guías, instructivos, criterios, métodos de trabajo o manuales que sean necesarios para la correcta Medición de los Hidrocarburos.

Dichos estándares y Procedimientos son aplicables en razón del tipo, volumen y características del fluido, condiciones de presión y temperatura, así como los Sistemas de Medición ya definidos por el Contratista. Considerando lo expuesto en el inciso a. anterior, si el Contratista no está en posibilidad de diseñar con certidumbre los sistemas de medición, tampoco podría estarlo para el establecimiento de los estándares y procedimientos, ya que los mismos dependen de los Sistemas de Medición diseñados o seleccionados..

- c. Competencias técnicas. El personal del Contratista involucrado en la Medición de los Hidrocarburos deberá contar con las habilidades, aptitudes, capacitación y entrenamiento necesarios para llevar a cabo sus funciones en materia de Medición.

Dichas competencias deberán ser acordes al tipo de equipos, instalaciones, sistemas informáticos e instrumentos de medida a instalar como parte de los Sistemas de Medición; asimismo, deberá contar con los conocimientos y en su caso certificaciones respecto de los Estándares y Procedimientos aplicables para operar los Mecanismos de Medición.

*Considerando lo expuesto en el inciso a. anterior, si el Contratista no está en posibilidad de diseñar con certidumbre los sistemas de medición, tampoco podría establecer las competencias técnicas del personal que estaría encargado del manejo de los sistemas, ya que dichas competencias dependen de los Sistemas de Medición diseñados o seleccionados.*

Cabe señalar que, si bien el contratista cuenta con información general respecto de las características de producción del Área Contractual, se debe considerar que ésta podría sufrir variaciones en virtud de los resultados obtenidos de las actividades de perforación de pozos, reparaciones mayores o menores y toma de información que se lleven a cabo a lo largo del Periodo de Evaluación conforme al Plan respectivo.

Aunado a lo anterior, y considerando la complejidad técnica, estudios de campo y la evaluación económica que deberá llevar a cabo el Contratista para efecto de la definición, instalación e implementación de los Mecanismos de Medición, se considera técnicamente razonable que se lleve a cabo con la mayor información disponible y actualizada, considerando las actividades a realizarse en el Periodo de Evaluación.

Es decir, es hasta que concluya el Periodo de Evaluación que se contará con los elementos suficientes para definir los Mecanismos de Medición al amparo de un Plan de desarrollo para la Extracción a largo plazo, por lo que el Contratista deberá presentar en la actualización a su Plan de desarrollo, los Mecanismos que cumplan con todos los requerimientos establecidos en los Lineamientos de Medición.

Por lo anteriormente expuesto, en términos del contenido del Dictamen, se observa una imposibilidad técnica por parte del Contratista para seleccionar de manera idónea los mecanismos de Medición conforme a los requerimientos establecidos en los Lineamientos de Medición, por lo que resulta técnicamente viable que dichos Mecanismos de Medición sean definidos una vez que concluya el Periodo de Evaluación, con el objeto de que durante dicho periodo se genere o adquiera la información técnica necesaria para su diseño y posteriormente se presenten a la Comisión para su evaluación al momento de que el Contratista remita la actualización respectiva del Plan de desarrollo para la Extracción.

Aunado a las consideraciones referidas con anterioridad y atendiendo a la imposibilidad material del Contratista para diseñar los Mecanismos de Medición en atención al contenido integral de los



Lineamientos de Medición, resulta necesario que esta Comisión evalúe la capacidad del Contratista para dar cumplimiento al objetivo principal de dichos Mecanismos, relativo a la determinación del volumen y la calidad los Hidrocarburos, el cual se encuentra definido en el artículo 3, fracción XXV de dichos Lineamientos de Medición:

**“XXV. Mecanismos de Medición:** Conjunto integrado de competencias técnicas, estándares, procedimientos y Sistemas de Medición, **para la Medición del volumen y la determinación de la calidad de los Hidrocarburos**, tanto para la Medición Fiscal, como para las mediciones Operacional, de Referencia y de Transferencia.”

vi) Propuesta de localización, así como de las técnicas de perforación y terminación de Pozos.

El Contratista presentó como un anexo al Plan de Desarrollo la memoria descriptiva de 10 posibles localizaciones a perforar, la elección de la más adecuada se llevará a cabo una vez obtenida la información del Área Contractual con base en las actividades a realizar durante el Periodo de Evaluación.

La siguiente tabla, se muestra información referente a los pozos propuestos por el Contratista.

Localización	UTM	Columna1	Objetivo principal	Profundidad estimada
Y	Edad	Arena	Innovación	Profundidad estimada
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

*[Handwritten signatures in blue ink]*



El Contratista seleccionó la alternativa 3 para el desarrollo del campo Ricos, considerando las siguientes premisas:

- Concluir el levantamiento de información propuesto en el plan de evaluación.
- Perforar 3 pozos de avanzada.
- Perforar 4 pozos de desarrollo.

Con la información obtenida durante el Plan de Evaluación se actualizarán los modelos estático y dinámico del bloque para continuar con la explotación racional de las reservas existentes.

La perforación de los pozos de Avanzada permitirá accesar los yacimientos de la formación Oligoceno Frio Marino y No Marino para validar las reservas de hidrocarburos y estimar su potencialidad de desarrollo futuro. Las localizaciones de avanzada fueron seleccionadas detallando el modelo estático a través de la caracterización geológica realizada y los pozos productores cercanos.

Con los pozos de desarrollo se continuará con la explotación de las reservas probadas en el bloque estimándose producir un volumen acumulado de 6.2 mmpc de gas en un periodo de 24 meses. Estos pozos fueron seleccionados utilizando el modelo estático y dinámico desarrollado para el área.

**d) Programa de obras, servicios y suministro o construcción de Materiales incluyendo el programa tentativo para construcción o adquisición de instalaciones mayores e itinerario para alcanzar las tasas de producción comercial.**

El Contratista presentó la propuesta de la ejecución de las actividades relacionadas con Plan en el Área Contractual, de acuerdo con las Tablas 10. Dicho programa cumple los objetivos de dar continuidad operativa y de producción.

Sub-actividad petrolera	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
Desarrollo	[Redacted]												
	[Redacted]												
	[Redacted]												
	[Redacted]												
Producción	[Redacted]												
	[Redacted]	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	[Redacted]	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	[Redacted]	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	[Redacted]	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
	[Redacted]	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

*[Handwritten signatures in blue ink]*



De acuerdo con la información presentada por el Contratista, el área Contractual cuenta con infraestructura propia la cual se encuentra descrita en las secciones correspondientes del presente Dictamen, por lo que el Contratista no considera el uso compartido de alguna otra instalación.

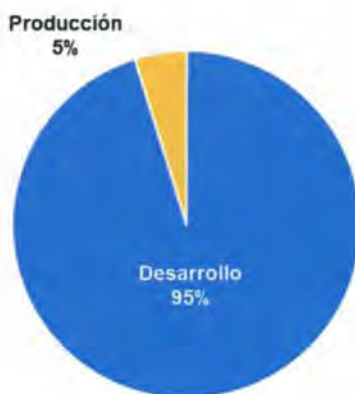
#### 4. Presupuesto y Economía.

El objetivo de las actividades contenidas en el Plan de Desarrollo es identificar, cuantificar y desarrollar el potencial de producción de hidrocarburos en las formaciones Oligoceno Frío Marino y No Marino del campo Ricos, con el fin de incrementar la producción y maximizar la recuperación de las reservas remanentes, en un periodo de 36 meses de duración.

Para la estimación de costos, el Contratista utilizó como base las siguientes premisas:

- ✓ Tipo de cambio de 20 MXN/USD
- ✓ No se consideró inflación.
- ✓ Estimaciones de costos de referencia a la fecha que, durante la ejecución de las actividades, pudiesen tener variación de acuerdo al contrato que finalmente se adjudique durante los procesos licitatorios que se realicen.
- ✓ Reservas a desarrollar dentro de los 36 meses del Plan de Desarrollo, incluyendo el año de evaluación, de 14.02 MMMPC de gas.

La distribución del presupuesto en sus Actividades, Desarrollo y Producción, se puede observar en la Fig. 8:



Total de inversiones y gastos de operación: \$37,660,646 (monto en dólares de Estados Unidos)

Fig. 8. Distribución del Presupuesto del Plan de Desarrollo por Actividad Petrolera.

(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En la Tabla 12 se desglosan las inversiones y gastos de operación por Actividad Petrolera.

Actividad	Presupuesto Indicativo
Desarrollo	35,840,000
Producción	1,820,646
<b>Total</b>	<b>37,660,646</b>

Tabla 12. Resumen del Presupuesto Indicativo del Plan de Desarrollo del Contrato CNH-R01-L03-A20/2016.

(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 Desarrollo se observa en la Fig. 9:



\$35,840,000 (Monto en dólares de Estados Unidos)

Fig.9. Distribución del Presupuesto Plan de Desarrollo, Actividad Desarrollo por Sub-actividad (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En la Tabla 13 se desglosa el Presupuesto por Sub-actividad para realizar las operaciones del Plan de Desarrollo correspondientes a la Actividad Desarrollo.

Sub-actividad	Tarea	Presupuesto Indicativo
<b>Perforación de Pozos</b>		<b>33,840,000</b>
	Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización.	2,240,000
	Servicios de perforación de Pozos.	29,200,000
	Terminación de Pozos.	2,400,000
<b>Construcción de Instalaciones</b>		<b>2,000,000</b>
	Construcción y tendido de ductos.	2,000,000
<b>Total</b>		<b>35,840,000</b>

Tabla 13.<sup>1</sup> Resumen de Presupuesto Indicativo, Plan de Desarrollo, Actividad Desarrollo del Contrato CNH-R01-L03-A20/2016 (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 Desarrollo se observa en la Fig. 10:

<sup>1</sup> Los Costos entregados por el Contratista son redondeados a dólares de los Estados Unidos en la Tabla.



\$1,820,646 (Monto en dólares de Estados Unidos)

Fig. 10. Distribución del Presupuesto Plan de Desarrollo, Actividad Producción por Sub-actividad  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista).

En la Tabla 14 se desglosa el Presupuesto por Sub-actividad para realizar las operaciones del Plan de Desarrollo correspondientes a la Actividad Producción.

Sub-actividad	Tarea	Presupuesto Indicativo
<b>Intervención de Pozos</b>		<b>168,176</b>
	Otras intervenciones específicas en Pozos.	168,176
<b>Operación de instalaciones de Producción</b>		<b>1,532,870</b>
	Mantenimiento de las instalaciones de producción.	498,142
	Ingeniería de producción.	15,484
	Operación de las instalaciones de producción.	1,019,244
<b>Ductos</b>		<b>119,600</b>
	Mantenimiento de ductos.	119,600
<b>Total</b>		<b>1,820,646</b>

Tabla 14. Resumen de Presupuesto Indicativo, Plan de Desarrollo, Actividad Producción del Contrato CNH-R01-L03-A20/2016  
(Montos en dólares de Estados Unidos)  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

Del análisis realizado, se observa que como parte del Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista fue entregado el Presupuesto que detalla los costos asociados a cada una de las operaciones programadas dentro del Plan de Desarrollo, de acuerdo a las Cláusulas 5 y 10.2 del Contrato.

- a) **Cualquier propuesta de arreglo para compartir instalaciones o Costos o para mezclar y redistribuir la producción, con Personas fuera del Área Contractual.**

Actualmente el punto de control y entrega del gas del Área Contractual Ricos se realiza en la Estación de recolección Reynosa 1 (Punto de Medición Provisional), este punto fue establecido mediante el acuerdo de medición celebrado con la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada Pemex-Exploración y Producción (PEP) y GS Oil & Gas S.A.P.I de C.V. y aprobado mediante la evaluación del acuerdo DGM-PB-HD-015 celebrado entre ambos operadores.

**b) Programa esperado de devolución del Área Contractual o de cualquier parte de ella.**

El abandono de alguna instalación o infraestructura la decidirá el Contratista una vez completadas las pruebas de Integridad Mecánica a las instalaciones de producción para constatar que estén operando bajo condiciones seguras.

Durante el periodo de transición se efectuó el inventario de las instalaciones tanto del Contratista como aquellas que quedarán bajo custodia del operador anterior para su mantenimiento o abandono, tal como lo establece la Cláusula 17 del Contrato.

En este Plan de Desarrollo aún no se tiene programado abandonar ninguna instalación.

**5. Programas de Administración de Riesgo.**

**a) Una descripción de las medidas y acciones de prevención, monitoreo y mitigación de los riesgos identificados, analizados y evaluados, así como mejora del desempeño de una instalación, o conjunto de ellas, incluyendo planes de emergencia y contingencia a ser ejecutados conforme a las Mejores Prácticas de la Industria.**

Uno de los propósitos de la Administración de riesgos elaborada por el Contratista es definir las metodologías que serán aplicadas para la elaboración de los Análisis de Riesgos de Proceso de los equipos, instalaciones y procesos actuales, así como el diseño de procesos, equipo o infraestructura nueva para la extracción.

De igual manera, el procedimiento SSPA-GSOG-P-304 Análisis de Riesgos de Proceso presentado como Anexo al Plan de Desarrollo establece los criterios para la categorización de los riesgos identificados y la evaluación de las medidas preventivas o mitigantes de los mismos.

*Identificación de riesgos*

El objetivo es el de identificar los principales peligros y verificar la efectividad de las salvaguardas de seguridad y de igual manera, identificar las áreas de oportunidad para optimizar la seguridad para alcanzar los criterios de riesgo tolerable.

Una de las particularidades de la identificación de riesgos es el de ser lo suficientemente flexible como para analizar los peligros asociados tanto a los procesos como a actividades del personal por igual. Generalmente los peligros se extraen de una lista de peligros predefinidos en común acuerdo del Grupo Multidisciplinario de Evaluación de Riesgos.

*Evaluación de riesgos*

El Contratista contemplo el uso de la metodología ¿Qué pasa sí?? En la que un grupo de personas (Grupo Multidisciplinario de Evaluación de Riesgos) con experiencia y familiaridad con el proceso en cuestión, hacen preguntas y comparten sus preocupaciones acerca del potencial de eventos no deseados. La técnica ¿Qué pasa sí? se utiliza frecuentemente en la industria del proceso de hidrocarburos en casi todas las etapas de la vida del proceso y ofrece muy buenos resultados.

*Jerarquización de riesgos*

La identificación de peligros debe complementarse con la determinación del riesgo, el cual está conformado por el producto de la Frecuencia de ocurrencia y el Nivel de consecuencia del evento con el fin de categorizar y administrar los riesgos identificados.



La metodología de jerarquización de riesgo en base a matrices, se fundamenta en el posicionamiento de los escenarios identificados en Matrices de Riesgo predefinidas utilizando valores igualmente prestablecidos por el Contratista de frecuencia y consecuencia.

Una vez establecidos los valores para cada escenario, se posicionarán en las matrices de riesgo y se verificará la zona de riesgo en la que estos se localizan.

#### *Mitigación de riesgos*

Una vez concluidos los pasos anteriores, el especialista en análisis de riesgos deberá analizar los resultados obtenidos en todas las etapas del estudio y elaborar el reporte final de análisis de riesgos y el resumen ejecutivo en base a la estructura documental especificada por el Contratista.

El reporte final deberá ser entregado al Departamento encargado para su revisión y validación. Las recomendaciones producto del análisis de riesgos deberán ser evaluadas y programar su atención.

A la presentación del Plan el Contratista establece que la información mencionada se encontraba en análisis de gabinete por lo que una vez concluido dicho análisis se presentara a las instituciones competentes.

#### **b) Otras consideraciones que determine la Agencia de conformidad con la Normatividad Aplicable.**

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.

#### **6. Subcontratación. La descripción en detalle razonable de las obras, servicios y Materiales que van a ser llevados a cabo por Subcontratistas en adición al enfoque del desarrollo incluyendo un programa para la selección y contratación de Subcontratistas.**

Para la ejecución de las Actividades Petroleras de Exploración, Evaluación, Desarrollo, Extracción y Abandono en el Área Contractual, el Contratista planea el uso de Subcontratistas para el suministro de equipos, materiales y servicios especializados, bajo la supervisión directa y control de la empresa. Las Subcontratistas, preferiblemente de origen nacional, seleccionadas con criterios comparativos de calidad, experiencia, precios, tiempos de entrega y seguridad, en razón de un acuerdo contractual, ejecutarán obras o servicios por cuenta y riesgo propio y con trabajadores bajo su dependencia y deberán cumplir con las disposiciones aplicables del Contrato con la CNH, el Sistema de Administración, la Normatividad Aplicable, y cumplir con los programas de Capacitación y Transferencia de Tecnología.

Las actividades que llevarán a cabo los Subcontratistas estarán concentradas en los siguientes puntos:

- Perforación de 4 pozos de desarrollo y 3 de avanzada.
- Acondicionamiento y mejoramiento de producción de siete (7) pozos activos
- Optimización del sistema de levantamiento artificial,
- Instalación de un sistema de compresión de gas adecuado a las necesidades del campo,



- Mantenimiento, calibración, integridad mecánica, aseguramiento de calidad, seguridad industrial y protección ambiental del tren de medición, equipos de instrumentación, separador trifásico, manifold de producción, protección catódica, quemador ecológico, diques de los tanques de almacenamiento, celajes, líneas y ductos,
- Disposición de agua congénita,
- Instalación sistema de entrega y recepción de gas,
- Instalación sistema de administración de identificación de peligros y análisis de riesgo, seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente basado en los Lineamientos de la ASEA
- Contratación de personal basado en competencia, capacitación y entrenamiento,
- Dotación de equipos de protección industrial, salud y ambiental.

**7. Información Adicional. El Contratista deberá incluir en su propuesta de Plan de Desarrollo cualquier otra información adicional, que considere sea necesaria para una evaluación completa del Plan de Desarrollo, incluyendo la información que solicite la CNH.**

El Contratista presenta en el plan la implementación y seguimiento de las siguientes políticas establecidas en su organización y que vale la pena resaltar ya que coadyuvaran a un mejor desempeño de las actividades contempladas.

**Política de Operación Sustentable.**

La Política de Operación Sustentable de GS Oil and Gas está basada en los compromisos que la alta dirección a adoptado en cuestión de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección Ambiental, la cual se encuentra plasmada en el documento Anexo 1 SSPA-GSOG-M-002 Política de Operación Sustentable, dicho documento forma parte del Sistema de Administración de Riesgos.

A través de la Política de Operación Sustentable la alta dirección de GS Oil and Gas pretende contar con procesos operativos que cumpla con el compromiso de preservar el medio ambiente, el beneficio mutuo con la comunidad y la responsabilidad de mantener la diversidad y biodiversidad intacta.

**Política de Suspensión de la Tarea.**

La alta dirección de GS Oil and Gas apoya la autoridad otorgada a toda persona que lleva a cabo una actividad en su área de responsabilidad sea personal de GS Oil and Gas, contratistas o proveedores, de detener toda tarea si observan que los controles establecidos para prevenir o minimizar un riesgo no son suficientes y existe la posibilidad de daño a la persona, comunidades, medio ambiente o instalaciones.

La asignación de autoridad se encuentra en el documento Anexo 2 SSPA-GSOG-M002 Política de Suspensión de la Tarea y se refuerza con los procedimientos: SSPA-GSOG-P-102 Diez compromisos con operaciones seguras, SSPA-GSOG-P-103 El derecho del empleado de negarse a realizar trabajos inseguros y SSPA-GSOG-P-105 Derecho a saber del empleado.

**8. Información Adicional para Modificaciones al Plan de Desarrollo. En caso que el Contratista desee realizar cambios al Plan de Desarrollo, el Contratista deberá presentar:**



**a) Razones detalladas para la modificación propuesta;**

El Plan de Desarrollo presentado por el Contratista no tiene como objetivo realizar cambios o modificaciones a un Plan de Desarrollo previamente autorizado por esta Comisión.

**b) Discusión de actividades conducidas desde el Plan de Desarrollo original o desde la última modificación, según sea el caso.**

El Plan de Desarrollo presentado por el Contratista no tiene como objetivo realizar cambios o modificaciones a un Plan de Desarrollo previamente autorizado por esta Comisión.

**c) Toda la información prevista en este Anexo 9 (o, en su caso, únicamente aquella información que está siendo modificada). En el entendido que en caso que la CNH no apruebe las modificaciones propuestas por el Contratista al Plan de Desarrollo, el Contratista deberá implementar el Plan de Desarrollo previamente aprobado.**

El Plan de Desarrollo presentado por el Contratista no tiene como objetivo realizar cambios o modificaciones a un Plan de Desarrollo previamente autorizado por esta Comisión.

**9. Contenido Nacional y Transferencia de Tecnología. El Contratista deberá incluir en su propuesta de Plan de Desarrollo un 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. Asimismo, el Contratista deberá incluir 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 9 del Anexo 9 del Contrato, así como al apartado VIII del Anexo II de los Lineamientos.

Sobre el particular, la Secretaría de Economía a través de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, evaluó el programa presentado por el Operador en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio UCN.430.2017.0149 de fecha 3 de julio de 2017, notificó a esta Comisión, que es probable que el Contratista cumpla con las metas establecidas en el Contrato para la etapa de Desarrollo de 27% en el primer año hasta alcanzar 38% para el año 2025.

Referente a la Transferencia de Tecnología, el Contratista establece un programa que tiene cuatro elementos que darán cumplimiento a los programas de capacitación y transferencia de tecnología aprobados por la CNH en la cláusula 18.5 del Contrato, se contempla la adopción y formación de recursos humanos nacionales en la investigación tecnológica aplicada a los sistemas de levantamiento artificial de producción y de medición de producción de gas, en coordinación con empresas privadas o de educación superior.

**i. Evaluaciones de la tecnología**

Objetivo: En el primer año del Plan se identificarán las necesidades de tecnología, oportunidades, barreras, los beneficios potenciales, costos y riesgos de esas tecnologías, y las correspondientes necesidades de creación de capacidad de las Partes, en respuesta a las prioridades y políticas de la

empresa. Se le dará prioridad a las oportunidades que resulten más atractivas para los intereses de la empresa.

II. Sistemas de información

Objetivo: Se investigan los sistemas de información nacionales e internacionales para la transferencia de tecnología y cooperación tecnológica que proporcionan amplia información sobre la pertinencia de fomentar la transferencia de tecnología y la cooperación tecnológica.

III. Creación de ambientes propicios

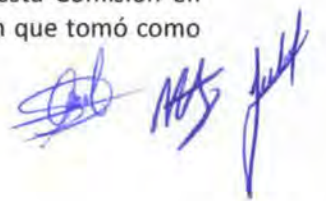
Objetivo: Se tratará de identificar y poner en práctica marcos institucionales, administrativos, y de políticas favorables a la transferencia de tecnologías y la cooperación en diferentes sectores industriales, teniendo también en cuenta la labor actual de las organizaciones e iniciativas internacionales pertinentes, que faciliten el acceso y la adaptación de tecnologías sujetas a dominio público y otras patentadas o con derechos de propiedad intelectual.

IV. Creación y mejoramiento de capacidad

Objetivo: Por último, la creación o el mejoramiento de la capacidad técnica, institucional y administrativa es una cuestión de importancia crucial para la realización eficaz y oportuna de evaluaciones de la tecnología, para la creación y el fortalecimiento de los sistemas de información tecnológica y para la creación de ámbitos propicios para la transferencia de tecnología y la cooperación tecnológica.

**10. Información geológica, geofísica y de ingeniería considerada. El Contratista deberá tener a disposición de la CNH la información soporte que utilizó para la propuesta del Plan de Desarrollo. Dicha información se deberá conservar durante la duración del Contrato.**

El Contratista presentó la información de acuerdo a los Lineamientos emitidos por esta Comisión en materia de Planes de Desarrollo por lo que la Comisión tiene disponible la información que tomó como base para el Plan de Desarrollo.



## V. Mecanismos para la revisión de la Eficiencia Operativa

A continuación, se muestran los indicadores clave de desempeño que el Contratista presentó asociados a las actividades a realizar en este Plan, de acuerdo al apartado 2, numeral II.9. Indicadores clave de desempeño en los Lineamientos, que se muestran en la Tabla 8:

Características	Producción	Gasto Operacional	Desarrollo de reservas
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Formula o descripción del indicador	$DPA = ((PA_{real} - PA_{plan}) / PA_{plan}) * 100$	$DGO = ((GO_{real} - GO_{plan}) / GO_{plan}) * 100$	$DDR = ((DR_{real} - DR_{plan}) / DR_{plan}) * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral	Trimestral
Periodo de reporte a la comisión	Mensual	Trimestral	Trimestral

Características	Productividad	Factor de recuperación
Metas o parámetros de medición	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el total de pozos	porcentaje de a diferencia entre el facto de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado
Unidad de medida	Barriles por día (bd)	Porcentaje de desviación
Formula o descripción del indicador	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo	$DFR = ((FR_{real} - FR_{plan}) / FR_{plan}) * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral
Periodo de reporte a la comisión	Mensual	Trimestral

Características	Contenido Nacional	Aprovechamiento de Gas Natural
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizada respecto al programado	Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Formula o descripción del indicador	$DCN = ((CN_{real} - CN_{plan}) / N_{plan}) * 100$	$DAGN = ((AGN_{real} - AGN_{plan}) / AGN_{plan}) * 100$

Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la comisión	Trimestral	Mensual

Tabla 14. Indicadores de Gestión para el Plan de Desarrollo Área Contractual (Fuente: Contratista)

Con base en el artículo 31 fracción VI de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Contratista en el Área Contractual, con el fin de verificar que el proyecto que este último lleve a cabo, esté de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que, adicionalmente, la Comisión utilizará con el fin de dar seguimiento al Plan.

1. Como parte del seguimiento que la Comisión le dará a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en las Tablas 15 y 16 para las Actividades Desarrollo y Producción.

Sub-actividad	Programa de Inversiones (USD)	Inversiones ejercidas (USD)	Indicador Programa de Inversiones/ ejercidas
i. Perforación de pozos	33,840,000		
ii. Construcción de instalaciones	2,000,000		

Tabla 15. Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas para la Actividad de desarrollo (Fuente: Comisión).

Sub-actividad	Programa de Inversiones (USD)	Inversiones ejercidas (USD)	Indicador Programa de Inversiones/ ejercidas
i. Intervención de pozos	33,840,000		
ii. Operación de instalaciones de producción	1,532,870		
iii. Ductos	119,600		

Tabla 16. Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas para la Actividad de producción (Fuente: Comisión).

2. Como parte del seguimiento que la Comisión le dará al cumplimiento del Plan, se verificará la ejecución de las actividades respecto de las que se encuentran contempladas en el Plan.

## VI. Resultado del dictamen

La Dirección General de Dictámenes de Extracción de la Comisión llevó a cabo el análisis y evaluación del Plan de Desarrollo propuesto, 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 busca dar continuidad a las actividades de Extracción previstas en el Plan provisional aprobado por la Comisión para el Área Contractual. Adicionalmente, se observa lo siguiente:

En cumplimiento a lo señalado en el artículo 44, fracción II, de la Ley de Hidrocarburos, se observa lo siguiente:

- La tecnología que permita maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables.

Del Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista, se advierte que, las tecnologías a emplear, complementadas con actividades de toma de información de los pozos a fin de evaluar el comportamiento de la producción del Área Contractual, son consistentes para el aseguramiento de la continuidad de las actividades operativas previstas en el Plan Provisional.

- El plan de producción que permita maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables.

En atención al programa de producción propuesto por el Contratista, se advierte que las tecnologías propuestas son acordes con el Área Contractual, lo cual permite incrementar el factor de recuperación de gas en 14.2%, mientras que la maximización del factor de recuperación podrá ser distinta en términos del Plan de Desarrollo que presente el Contratista en cumplimiento a la Resolución.

- El programa de aprovechamiento del gas natural.

Dado que el Área Contractual es productora de Gas Natural no Asociado, el Contratista prevé un aprovechamiento cercano al 100% de la producción.

Sin perjuicio de lo anterior, no se omite mencionar que 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 y condensado, las Disposiciones mencionadas no son aplicables

- Los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos.

De acuerdo al Plan, el Contratista manifestó que implementará un medidor tipo coriolis dentro del Área Contractual, apegándose a los Lineamientos Técnico en Materia de Medición de

Hidrocarburos. Lo que se considera como la intención del Contratista a utilizar tecnología adecuada para las características del yacimiento dentro del Área Contractual.

Considerando la complejidad técnica, estudios de campo y la evaluación económica que deberá llevar a cabo el Contratista para efecto de la definición, instalación e implementación de los Mecanismos de Medición, se considera técnicamente razonable que se lleve a cabo con la mayor información disponible y actualizada, considerando las actividades a realizarse en el Periodo de Evaluación.

Es decir, es hasta que concluya el Periodo de Evaluación que se contará con los elementos suficientes para definir los Mecanismos de Medición al amparo de un Plan de desarrollo para la Extracción a largo plazo, por lo que el Contratista deberá presentar en la actualización a su Plan de desarrollo, los Mecanismos que cumplan con todos los requerimientos establecidos en los Lineamientos de Medición.

En consecuencia, y tomando en consideración la etapa actual del Área Contractual, resulta técnicamente viable que el Contratista continúe llevando a cabo la Medición de los Hidrocarburos y se considere el Punto de Medición provisional, en los términos precisados en la Resolución CNH.E.66.001/16 para efecto de llevar a cabo la medición de los hidrocarburos y estar en posibilidad de determinar el volumen y la calidad de los mismos.

En cumplimiento a lo señalado en el artículo 39, de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se observa lo siguiente:

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

De acuerdo al Plan, el Contratista busca obtener los datos y el conocimiento adecuado de los yacimientos mediante la evaluación de las actividades a realizar en el Plan de Evaluación que son: El levantamiento de la información en el área contractual programada permitirá realizar los diagnósticos de las condiciones actuales de los pozos, validar las posibilidades de optimización de producción e implementar las acciones para incrementar el volumen de producción de gas con miras a maximizar la rentabilidad del área contractual. 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.

Cabe mencionar que, con base en los resultados de las actividades del periodo de Evaluación, el Contratista debe presentar una modificación al Plan de Desarrollo que nos ocupa con el objetivo de que el desarrollo propuesto para el Área Contractual sea técnica y económicamente viable, el cual, en caso de ser aprobado, permitirá al Contratista comenzar con el proceso de cuantificación y certificación de reservas de la Nación con base en la normativa vigente.

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

El Plan establece actividades encaminadas al aseguramiento de la continuidad operativa y de producción con la perforación de 4 pozos de desarrollo y 3 de avanzada, complementada con las actividades de mantenimiento de ductos dentro del Área Contractual; con lo cual, el contratista coadyuvará a incrementar el factor de recuperación durante la ejecución del Plan



En atención al plan de producción propuesto por el Contratista, se advierte que las tecnologías propuestas son acordes con el Área Contractual, lo cual permite incrementar el factor de recuperación de gas en 14.2%, mientras que la maximización del factor de recuperación podrá ser distinta en términos del Plan de Desarrollo que presente el Contratista en cumplimiento a la Resolución.

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

Derivado del análisis realizado sobre la información remitida por el Contratista, se advierte que la información que será tomada durante la fase de desarrollo, permitirá incrementar el conocimiento del Área Contractual. El Contratista tiene programado perforación de pozos, reparaciones mayores y menores, toma de información de la condiciones y características del sistema roca-fluido. La información obtenida durante dichas actividades permitirá tener conocimiento del potencial de producción de fluidos y maximizar la rentabilidad del área Contractual.

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

En este sentido, se estima que la estrategia planteada presenta bases técnicas sólidas, así como un programa de inversiones acorde con las actividades propuestas para la consecución de dichos objetivos, sentando las bases, a través de un programa de actividades consistente con los alcances definidos en el mismo para un desarrollo del Área Contractual en condiciones adecuadas.

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

Dado que el Área Contractual es productora de Gas Natural no Asociado, el Contratista prevé un aprovechamiento cercano al 100% de la producción, en cumplimiento a lo establecido en el Art. 44 de la Ley de Hidrocarburos.

- Contar con los Mecanismos de Medición de la producción de hidrocarburos.

Tomando en consideración la etapa actual del Área Contractual, es viable que el Contratista continúe llevando a cabo la Medición de los Hidrocarburos y se considere el Punto de Medición provisional, en los términos precisados en la Resolución CNH.E.66.001/16 para efecto de llevar a cabo la medición de los hidrocarburos y estar en posibilidad de determinar el volumen y la calidad de los mismos, dando cumplimiento a lo establecido en el Art. 44 de la Ley de Hidrocarburos

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable el Plan de Desarrollo para el Área Contractual 20 correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A20/2015 con una vigencia de hasta 36 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 5.3 y anexo 9 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. Así mismo se precisa que dicho Plan de Desarrollo deberá ser actualizado por el Contratista al concluir su periodo de Evaluación, de conformidad con lo establecido en la resolución CNH.E.54.001/16.

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 para la Extracción de Hidrocarburos suscrito entre la Comisión y el Contratista.

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

**Elaboró:**

**ING. JESÚS EDUARDO MARTÍNEZ MARTÍNEZ**

Director General Adjunto

Dirección General de Dictámenes de Extracción

**Revisó:**

**ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ**

Director General Adjunto

Dirección General de Dictámenes de Extracción

**Autorizó:**

**MTRO. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ**

Titula de la Unidad Técnica de Extracción