



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Contrato CNH-R01-L03-A21/2016

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

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

Julio 2017

Three handwritten signatures in blue ink are positioned below the date. The signatures are stylized and appear to be in cursive or a similar script.

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 DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA.....	33
VI. RESULTADO DEL DICTAMEN	35



I. Introducción

En el marco de la Reforma Energética, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión) 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 del proceso de Licitación Pública Internacional CNH-R01-L03/2015 respecto de la Ronda 1 (*Licitación*), para la adjudicación de Contratos para la Extracción de Hidrocarburos en veinticinco Áreas Contractuales terrestres.

Como parte del proceso de licitación, el 19 de noviembre de 2015, mediante acuerdo CNH.E.46.001/15, la Comisión aprobó la versión final de las Bases de Licitación y en atención a su contenido, se llevaron a cabo los actos de cada una de las etapas de dicho proceso, incluyendo el Acto de Presentación y Apertura de Propuestas celebrado el 15 de diciembre de 2015, en el cual la empresa Sarreal, S.A. de C.V., resultó ser el Licitante Ganador del Área Contractual número 21 (Área Contractual).

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

El 25 de agosto de 2016 (Fecha Efectiva), se firmó el Contrato No. CNH-R01-L03-A21/2016 (Contrato), para la Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de licencia, correspondiente a la Licitación No. CNH-R01-L03/2015, entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y Strata CR, S.A.P.I. de C. V., para el Área Contractual, con una vigencia de 25 años a partir de la fecha de la firma.

Que la cláusula 1.1 del Contrato establece que, para efectos de dicho Contrato, el término "Plan de 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 22 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 y el 21 de abril de 2016, se publicaron en el DOF tanto 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*) como diversas modificaciones y adiciones a los mismos.

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 la 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 Comisión 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 Periodo 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.

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.



II. Generalidades del Contrato

El Contrato CNH-R01-L03-A21/2016 para la Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de Licencia, se celebró el 25 de agosto de 2016 entre, por una parte, los Estados Unidos Mexicanos por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y por la otra parte, Strata CR, S.A.P.I. de C.V.

La vigencia del Contrato es de 25 años contractuales a partir de la Fecha Efectiva, en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación del Contrato, incluyendo las relativas al abandono, la indemnización, la seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente. Asimismo, en caso de que el Contratista esté al corriente con sus obligaciones conforme al Contrato, este podrá solicitar a la Comisión, una prórroga por un período adicional de cinco años.

Strata CR, 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 Rogelio Javier Montemayor García, en su carácter de representante legal, personalidad que acredita mediante la escritura pública No. 30,193 otorgada ante Notario Público No. 35 del primer Distrito Registral en el Estado de Nuevo León, Lic. Ricardo Efraín Vargas Güemes de fecha 25 de enero de 2016.

Conforme la Cláusula 5.3 del Contrato, debido a que el Área Contractual cuenta con un campo en producción a la fecha de su adjudicación, el Contratista tiene un plazo de ciento veinte (120) días naturales (Días) siguientes a la Fecha Efectiva, dentro del cual deberá presentar a la Comisión 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 Comisión 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 SCM160175/A21/2016, recibido el 22 de diciembre de 2016, el Contratista presentó el Plan de Desarrollo del Área Contractual a la Comisión.

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

A través de Memorándum 252.001/2017 de fecha 4 de enero de 2017, la Dirección General de Dictámenes de Extracción solicitó a la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, en el ámbito de su competencia, opinión técnica respecto del Plan.

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

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

Mediante oficio 250.0008/2017 de fecha 12 de enero de 2017, la Comisión remitió el Plan a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (*Agencia*), para que dicha institución se pronunciara en el ámbito de sus atribuciones respecto de la documentación faltante y/o inconsistencias que el Contratista debía subsanar. Por lo anterior, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0140/2017 de fecha 17 de febrero de 2017, la Agencia notificó a la Comisión, la información que el Contratista debería subsanar con el fin de que le sea evaluado el Sistema de Administración de Riesgos.

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

Mediante oficio 250.0031/2017 de fecha 26 de enero de 2017, la Comisión remitió al Contratista, la prevención al Plan.

A través del oficio SCM170034/A21/2017 de fecha 17 de febrero 2017, el Contratista presentó a la Comisión la atención a la prevención.

La SE respondió a la solicitud hecha por la Comisión, a través del oficio UCN.430.2017.0066 de fecha 17 de marzo de 2017, en el cual determina que el Contratista presentó la información suficiente para iniciar la evaluación de los programas de cumplimiento de contenido nacional.

Mediante oficio 250.0090/2017 de fecha 17 de marzo de 2017, la Comisión notificó al Contratista la declaratoria de suficiencia de información para iniciar la evaluación del proyecto del Plan.

A través del oficio SCM170045/A21/2017 de fecha 23 de marzo 2017, el Contratista presentó a la Comisión información respecto a un procedimiento de medición de hidrocarburos líquidos propuesto.

A través de Memorándum 252.029/2016 de fecha 28 de abril de 2017, la Dirección General de Dictámenes de Extracción solicitó a la Dirección General de Medición, en el ámbito de su competencia, opinión técnica respecto del Plan.

A través del oficio 250.0146/2017 de fecha 17 de mayo de 2017, la Comisión citó a reunión de trabajo al Contratista con el fin de resolver diversos cuestionamientos técnicos referentes al Plan, dicha reunión se llevó a cabo en las instalaciones de la Comisión el día 22 de mayo de 2017.

Como resultado de la reunión mencionada, por medio del oficio SCM170088/A21/2017 de fecha 30 de mayo de 2017, el Contratista remitió a la Comisión, las aclaraciones derivadas de la reunión de trabajo antes mencionada. Asimismo, por medio del oficio 250.0187/2017 de fecha 13 de junio de 2017, la Comisión remite a la SE dicha información para su evaluación con respecto al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional.

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

Por medio del Memorándum 253.073/2017 de fecha 30 de junio de 2017, la Dirección General de Medición, emite opinión técnica respecto del Plan.

Feste
 

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-R1L3-046/2017, a cargo de la Dirección General de Dictámenes de Extracción, por lo que en atención a la información presentada por el Contratista y al objeto del Plan de Desarrollo, 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 Área Contractual 21 - San Bernardo, se ubica en el Estado de Nuevo León, aproximadamente a 79 kilómetros al Suroeste de la Ciudad de Reynosa, Tamaulipas y geológicamente se encuentra dentro de la Cuenca de Burgos, con una superficie que abarca 28.3 km².

b) Delimitación del Campo

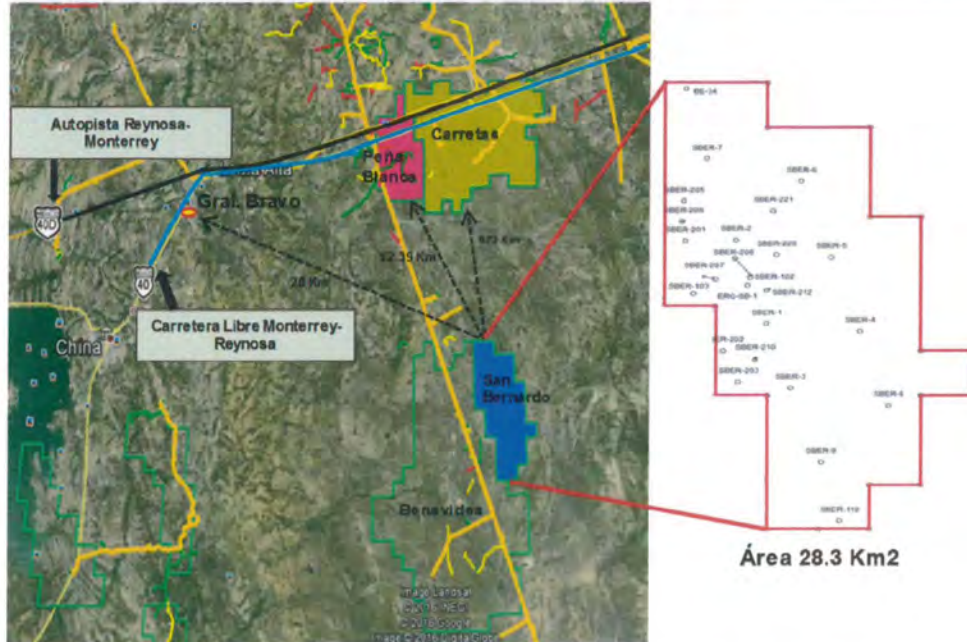
Los Yacimientos del Área Contractual San Bernardo son estructuras compartimentalizadas limitados por dos fallas normales de expansión con caída al oriente. La roca almacén está constituida por una secuencia de areniscas de ambiente de plataforma, nerítico, sistema deltaico y barras costeras. El mecanismo de empuje es por expansión roca/fluido debido a que las arenas son muy apretadas.

La división del campo es de dos bloques por efecto de las fallas Normales con orientación NW-SE. Tiene dos fallas principales de gran desplazamiento vertical (+/-300 m), con buzamiento al Este, que separan al Campo Benavides del campo San Bernardo ubicado al Oeste del Área Contractual.

El campo San Bernardo se divide en dos bloques (Oeste y Este). En el bloque Oeste identificado como el bloque levantado, se muestra una superficie con cierres estructurales bien definidos donde se ubican la mayor porción de pozos en la franja productora del Eoceno Queen City, este tipo de estructura favorece la acumulación y entrapamiento de hidrocarburos. Hacia el Este (bloque deprimido) de la falla principal se tiene una superficie de suave echado buzando al Este con pequeños cierres estructurales.

c) Descripción del área en la cual está ubicado

El Área Contractual colinda con el Campo Cuatro Milpas (al Norte), Campo Benavides (al Sur), Campo Topo (al Este) y el Campo Benavides (al Oeste). En la siguiente figura, se observa el polígono, ubicación, división estatal y municipal del Área Contractual.



Delimitación del Área Contractual 21 San Bernardo (Fuente: Contratista).

Concepto	
Nombre	Área Contractual 21, San Bernardo
Estado y municipio	Nuevo León, China, Dr. Coss y General Bravo
Área contractual	28.3 km ²
Profundidad para extracción	1,100 m
Tipo de hidrocarburo	Gas húmedo
Yacimientos y/o campos	Eoceno – San Bernardo
Colindancias	Colinda con el Campo Cuatro Milpas (al Norte), Campo Benavides (al Sur), Campo Topo (al Este) y el Campo Benavides (al Oeste)

Características principales del Área Contractual (Fuente: Contratista).

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

En el Área Contractual San Bernardo se encuentran las siguientes cuatro formaciones productoras o prospectivas del Eoceno:

- Formación Yegua, está constituida por una secuencia netamente regresiva en donde se depositan areniscas deltaicas interestratificadas con lutitas y limonitas. La extensión lateral de esta formación solo corresponde al Bloque este del área contractual y disminuyendo su espesor hacia el Bloque Oeste.
- Formación Queen City, representa eventos transgresivo-regresivos caracterizados por Lutitas, limolitas y areniscas, en ambientes de nerítico interno a externo, con desarrollos arenosos asociados a barras de barreras. Teniendo su gran desarrollo hacia Bloque Oeste y con poco desarrollo hacia el Bloque Este,

encontrándose con depósito de barras aisladas de pocas extensiones laterales y discontinuas.

- Formación Mount Selman, es una secuencia de areniscas gris a gris claro, fina a muy fina con intercalaciones de arcillas y Lutitas gris claro, suave arenosa fina. En esta Formación su gran desarrollo se encuentra en el Bloque Oeste asociado a Barras alargadas depositadas en la dirección NW-SE y de poca extensión lateral. Hacia el Bloque Este su depósito se extiende a la parte más Centro-Este del área contractual y siendo muy errática su depósito hacia el Sur del Bloque Este.
- Formación Wilcox, se caracteriza por presentarse como una arenisca arcillosa de color gris verdoso intercalada con Lutitas de color gris oscuro a negro y Lutitas limosas.

La siguiente tabla muestra datos de las formaciones antes mencionadas.

Características generales	Eoceno Wilcox	Eoceno Mount Selman	Eoceno Queen City	Eoceno Yegua
Área (km ²)	3.52	22.26	22.26	3.64
Año de descubrimiento	1967	1962	1962	1962
Fecha de inicio de extracción	1968	1965	1967	1968
Profundidad promedio (mv)	2093	1565	1209	686

Características principales del Área Contractual (Fuente: Contratista).

2. Información de Reservas y Producción

- a) **Estimación de los volúmenes in situ, Reservas probadas, probables y posibles para cada Yacimiento en el Campo. La información debe desglosarse en Petróleo, Condensados y Gas Natural. En su caso, se debe incluir la estimación de recursos contingentes**

El Contratista describe en el Plan como realizó el cálculo del GOES (Gas Original en Sitio). Para ello, se utilizó el método determinístico, el cual considera el promedio aritmético de datos de espesor (H), Saturación de agua inicial (Swi) y Porosidad (Por) obtenidos de los archivos de pozos, el factor volumétrico del gas inicial (Bgi=0.0075 Pcy/Pcs) lo tomó de la tabla de reservas proporcionada por la Comisión y el área (A) en acres, mediante el método planimétrico para cada una de las formaciones productoras presentes en el Área Contractual. Los cálculos fueron realizados utilizando la ecuación que a continuación se describe:

$$\text{GOES: } 43560 * \text{Por} * (1 - \text{Swi}) * A * H / \text{Bgi}$$

La siguiente tabla presenta el detalle del GOES estimado por el Contratista para las formaciones Mount Selman, Queen City, Cook Mountain y Yegua presentes dentro del Área Contractual.

Campo	Volumen Original	
	Condensado (mmb)	Gas Natural (mmpc)
Área Contractual San Bernardo	0	45.39

Volumen Original de gas del Área Contractual San Bernardo (Fuente: Contratista).

La firma del Contrato para el Área Contractual se realizó el 25 de agosto de 2016 y para la fecha se había producido un volumen de 20.72 mmpc de gas, por lo que el volumen remanente para el Área Contractual fue estimado por el Contratista en 24.67 mmpc como lo muestra la siguiente tabla.

Campo	Volumen Original		Producción acumulada a la firma del contrato		Volumen remanente a la firma del contrato		
	Condensado (mmb)	Gas Natural (mmpc)	Condensado (mmb)	Gas Natural (mmpc)	Condensado (mmb)	Gas Natural (mmpc)	BPCE (mmb)
Área Contractual San Bernardo	0	45.39	0	20.72	0	24.67	5.21

Volumen remanente de gas y bpce a la firma del Contrato agosto 2016. (Fuente: Contratista)

Para la cuantificación de las reservas remanentes de gas por el Contratista, se consideraron los siguientes parámetros: El Área Contractual comprende el 94% del volumen total del campo, asimismo, los Pozos del Área Contractual han extraído un volumen total de 21.35 mmpc de gas.

Las reservas recuperables de gas se determinaron mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Recuperación Total de Gas} = \text{GOES} * \text{FR}$$

En la siguiente tabla, se presentan las reservas estimadas a la vigencia del Plan.

Contrato o Asignación	Categoría	Proyección de Reservas Remanentes a la Vigencia del Plan de Desarrollo			
		Aceite (mmb)	Gas (mmpc)	Condensado (mmb)	PCE (mmb)
Área Contractual	1P	0	1.487	0.0062	0.321
Área Contractual	2P	0	1.65	0.0086	0.358

Reservas del Área Contractual San Bernardo. (Fuente: Contratista)

- 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

Para realizar el pronóstico de Producción de gas y condensado, el Contratista considera la declinación observada de cada Pozo activo, en el último periodo de producción del Campo

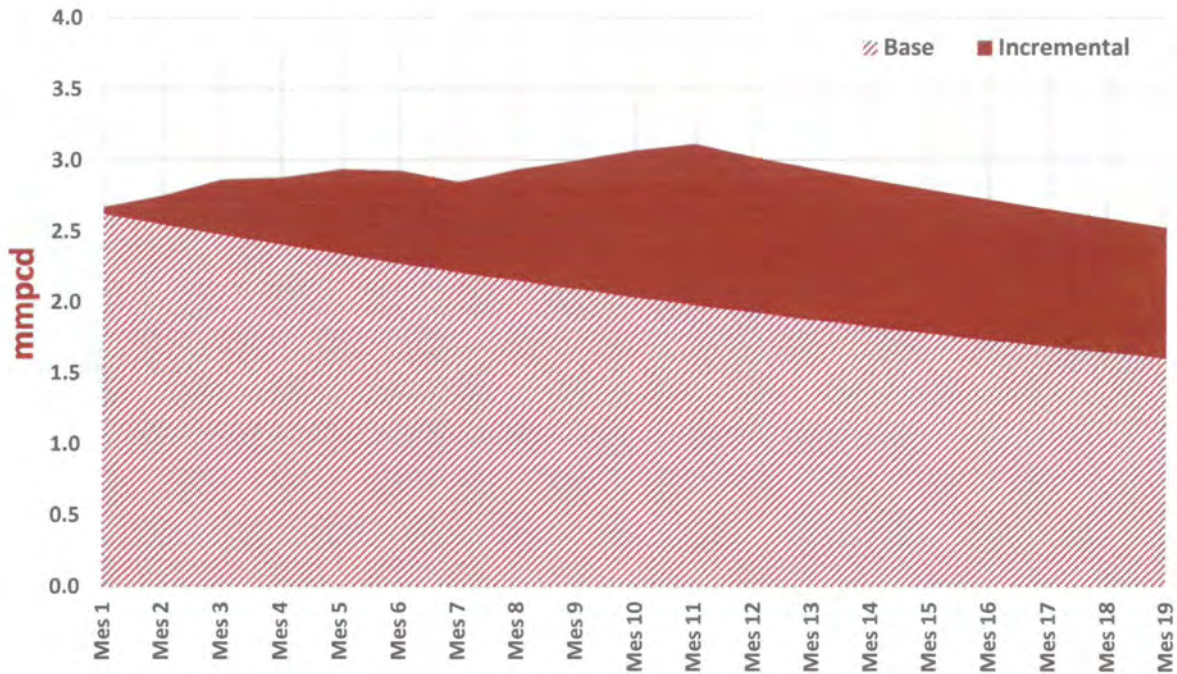
considerándose para el cálculo el gasto inicial de gas y condensado los gastos reportados a mayo 2017 con el declinado histórico correspondiente.

Perfil	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Base (mmpcd)	2.6	2.6	2.5	2.4	2.3	2.3	2.2	2.2	2.1	2	2	1.9
Incremental (mmpcd)	0	0.2	0.4	0.5	0.6	0.6	0.6	0.8	0.9	1	1.1	1.1
Total (mmpcd)	2.7	2.8	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	2.9	3	3.1	3.1	3

Perfil	13	14	15	16	17	18	19
Base (mmpcd)	1.9	1.8	1.8	1.7	1.7	1.7	1.6
Incremental (mmpcd)	1.1	1	1	1	1	0.9	0.9
Total (mmpcd)	2.9	2.9	2.8	2.7	2.7	2.6	2.5

Pronóstico de producción de gas para el periodo del Plan. (Fuente: Contratista).

Pronóstico de Producción de Gas Asociado al Plan de Desarrollo



Pronóstico de producción de gas del periodo de desarrollo. (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

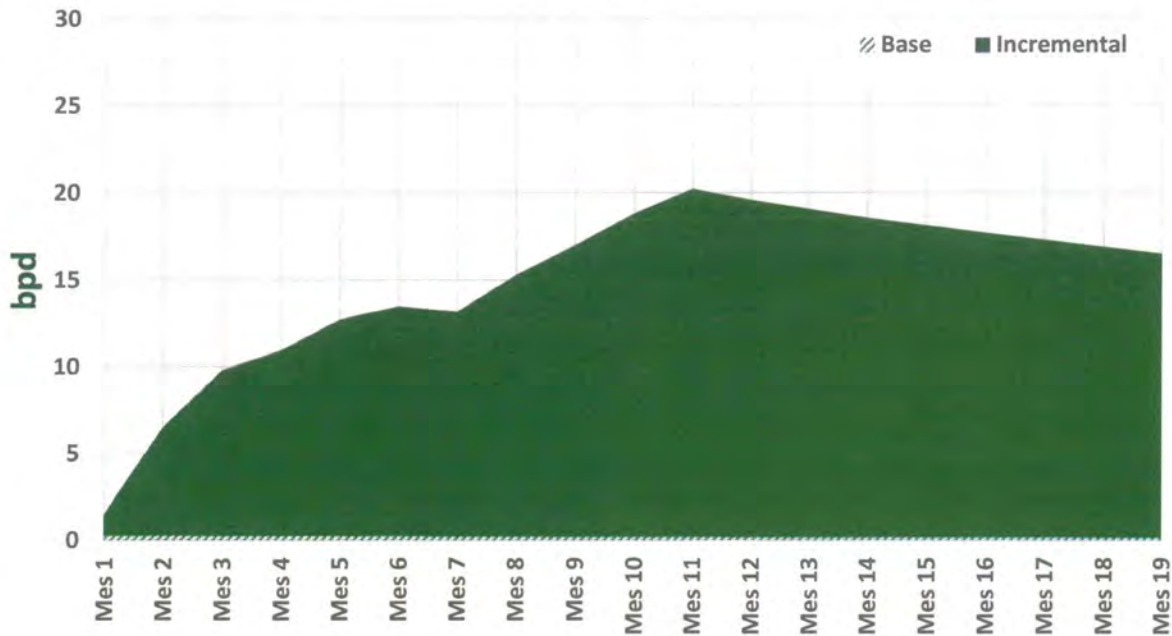
Handwritten signatures and initials in blue ink.

Perfil	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Base (bpd)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2
Incremental (bpd)	1	6	10	11	12	13	13	15	17	19	20	19
Total (bpd)	1	7	10	11	13	13	13	15	17	19	20	20

Perfil	13	14	15	16	17	18	19
Base (bpd)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Incremental (bpd)	19	18	18	18	17	17	16
Total (bpd)	19	19	18	18	17	17	17

Pronóstico de producción de condensado para el periodo del Plan. (Fuente: Contratista).

Pronóstico de Producción de condensado asociado al Plan de Desarrollo



Pronóstico de producción de condensado del periodo de desarrollo. (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

El Contratista estima obtener un volumen acumulado para el final del periodo de Desarrollo de 1.650 mmpc de gas y 8,633 bls de condensado debido a la continuidad de producción y a la producción resultante de las actividades del Plan de Evaluación.

Al ser un Plan de Desarrollo que tiene como objetivo dar continuidad operativa y de Producción, el Contratista se encuentra en la etapa de adquisición de información. Con los resultados que obtendrá de las actividades a realizar en el Plan de evaluación, podrá realizar perfiles de producción asociados a las reservas remanentes de cada yacimiento en el Campo, dado que

tendrá un mejor conocimiento de las mismas. Estos perfiles, deberán ser presentados en un Plan de Desarrollo a largo plazo.

Con ese estimado de volúmenes a recuperar, el Contratista espera incrementar el Factor de Recuperación que se tiene en el Área Contractual en un 6 % como lo indican las siguientes tablas.

Contrato o Asignación	Volúmenes Originales		Factor de Recuperación		Producción Acumulada a Enero 2014	
	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	Aceite (%)	Gas (%)	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)
San Bernardo	0	48.29	0	45	0	21.6

Factor de Recuperación del Campo San Bernardo (Fuente: Contratista)

Contrato o Asignación	Volúmenes Originales		Factor de Recuperación		Producción Acumulada Proyectada 2018	
	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)	Aceite (%)	Gas (%)	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)
Área Contractual San Bernardo	0	45.39	0	51	0	23.04

Factor de Recuperación Yacimiento Eoceno-Campo San Bernardo (Fuente: Contratista)

- 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**

Al ser un Plan de Desarrollo que tiene como objetivo dar continuidad operativa y de Producción, el Contratista solo contempla una alternativa de desarrollo, en la cual, definió un perfil de Producción con el que pretende obtener volúmenes de Producción de gas de acuerdo a las reservas remanentes que el Campo presenta.

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

El Área Contractual ya se encontraba en Producción comercial a la Fecha Efectiva.

3. Descripción de Actividades Propuestas

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

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

El Contratista propone un Plan de Desarrollo con una duración de 19 meses con el objetivo de dar continuidad de operación y Producción al Área Contractual mediante la realización de las siguientes actividades:

- De acuerdo al programa de actividades, se le dará un seguimiento a la respuesta de presión/Producción de los Pozos intervenidos en el Plan de Evaluación, y se realizará la toma de información a 19 Pozos del Área Contractual.
- 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.
- Construcción y tendido de ducto para interconectar las Líneas de descarga de dos Pozos (San Bernardo-203 y San Bernardo-210) a la llegada de la ERG-BE2 que se encuentra dentro del Área Contractual Benavides. El Contratista deberá tramitar los permisos y acuerdos necesarios para la elaboración de esta actividad.

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.**

En la siguiente tabla se muestra el detalle respecto al ducto que el Contratista plantea construir.

Instalación	Tipo de Infraestructura	Descripción	Uso individual o compartido	Coordenadas WGS84	Inicio de operación
ERG BE-2	Tendido de LDD: Interconectar LDD del pozo SB.203 con LDD del pozo SB-210	Línea d [redacted] del pozo SB-203 a SB-210	Individual	Inicio (SB-203): [redacted] LONG: [redacted] Final (SB-210): [redacted] LONG: [redacted]	ago-17

Resumen de la infraestructura a realizar en el Campo Benavides durante el Plan de Desarrollo para manejar la producción del Área Contractual 21- San Bernardo. (Fuente: Contratista)

En el Área Contractual 21-San Bernardo no se dispone de estaciones de recolección, por lo cual la producción del Campo San Bernardo es manejada a través de tres estaciones de recolección de gas (ERG), las cuales se encuentran por fuera del Área Contractual San Bernardo: ERG Benavides-2, ERG Benavides-3 y ERG Benavides-4, ubicadas en el Campo Benavides.

No obstante lo anterior, el Contratista manifestó que se realizará un acuerdo para el uso compartido de dichas instalaciones conforme al Anexo 13 del Contrato,, además que a partir del 23 de noviembre de 2016 la producción de los hidrocarburos provenientes del Campo San Bernardo se cuantifica de manera independiente en estas estaciones a través de medidores tipo placa de orificio, a excepción del pozo SB-110, el cual continúa manejándose en conjunto con la producción del Campo Benavides en la ERG Benavides-4. Cabe resaltar que estas mediciones son utilizadas como medición referencial para la asignación de la producción al Campo San Bernardo.

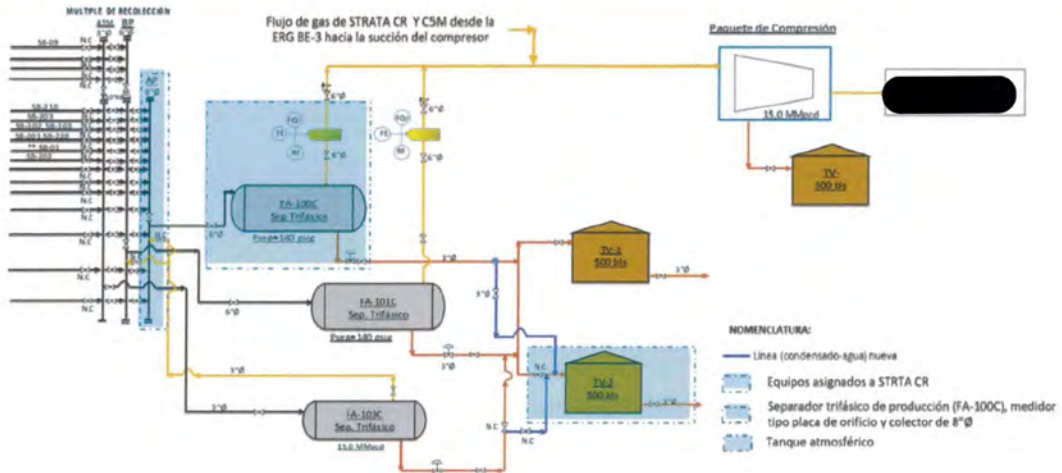


Diagrama General de infraestructura ERG Benavides-2 (Fuente: Contratista).

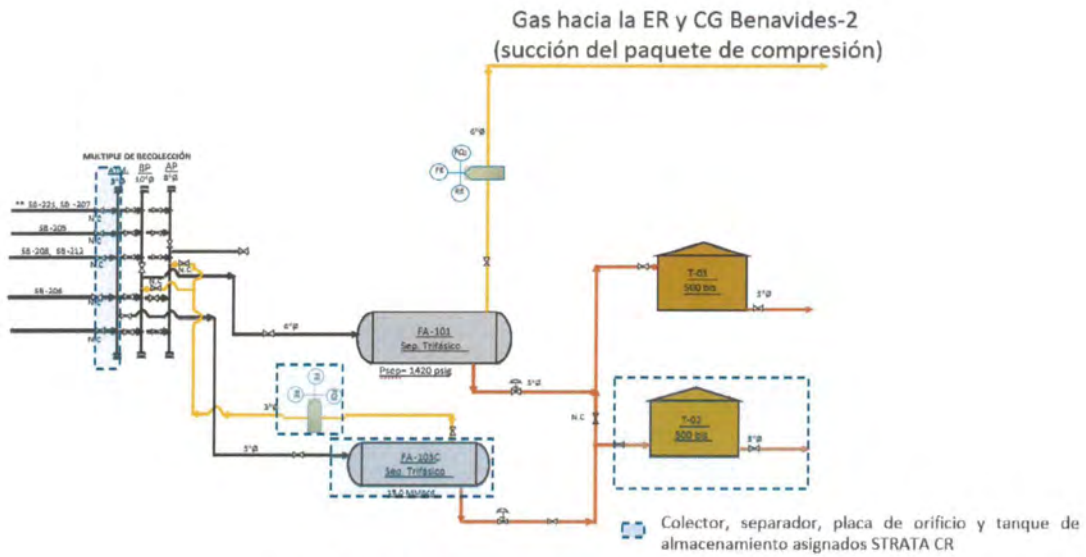


Diagrama General de infraestructura ERG Benavides-3 (Fuente: Contratista).

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the name 'Fede'.

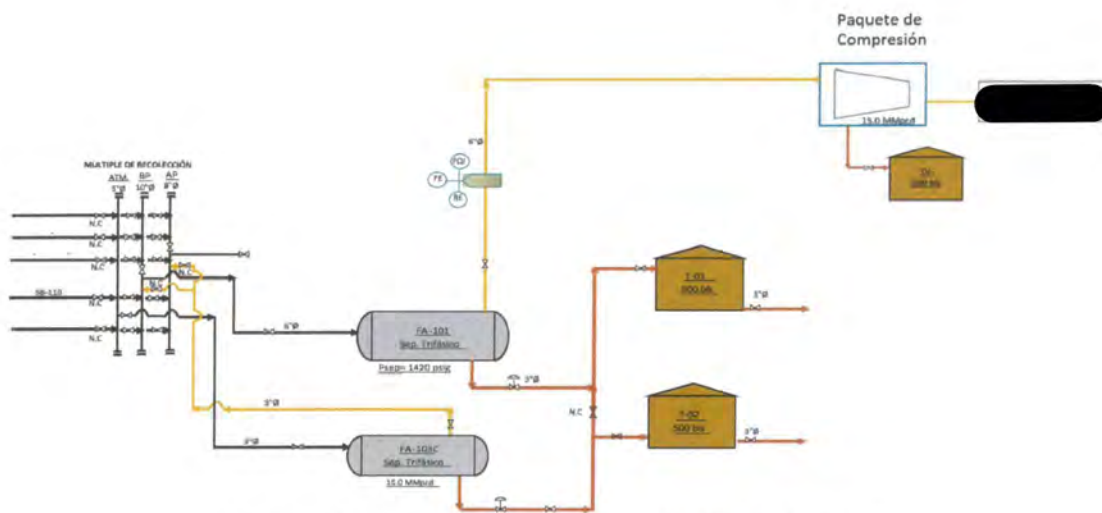


Diagrama General de infraestructura ERG Benavides-4 (Fuente: Contratista).

iii) Descripción general de las instalaciones de comercialización requeridas.

El Contratista describe que, en el Área Contractual, la medición fiscal del gas producido de las actividades propuestas en el Plan, se realizará a través del sistema de medición de flujo tipo placa de orificio instalado en las inmediaciones de la planta culebra sur y el mismo gas será comercializado por Pemex Exploración y Producción (PEP) de acuerdo con el Contrato de Compra y Venta de Gas firmado entre Strata CR y PEP. En cuanto a los líquidos producidos a través de las actividades de extracción propuestas en el Plan, serán medidos de acuerdo al Contrato de Medición firmado entre Strata CR y PEP, e indica que la comercialización será realizada por Strata CR.

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

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

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

[Handwritten signatures in blue ink]

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.

El Contratista presenta el proceso de Medición de los Hidrocarburos conforme a lo siguiente:

El Contratista presentó un acuerdo para la Medición de los Hidrocarburos, celebrado entre la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada Pemex-Exploración y Producción (PEP) y la empresa Strata CR, S.A.P.I. de C.V. (Contratista), donde se declara en su cláusula Quinta "Identificación de los Puntos de Medición" que, para el caso del gas, la determinación del volumen y calidad correspondiente al Área Contractual a reconocer por PEP, se considera como punto de medición provisional a la entrada de la planta Culebra Sur de la llegada de los ductos de 6" del Área Contractual Peña Blanca, el cual conduce parte de la producción de San Bernardo. Así mismo, la interconexión con los ductos de 14" y 24" de la planta culebra sur hacia la central de Medición KM 19 de la llegada del ducto de Benavides de 10"x25.9 km, el cual conduce la otra parte de la producción de San Bernardo para así totalizar la producción de dicha área. Utilizándose como referencia las mediciones de las Estaciones de Recolección y Compresión de Benavides 2, 3 y 4, sigue vigente. Cabe resaltar que la vigencia de este acuerdo es a partir del 0:00 horas del día 23 de noviembre de 2016 y que la misma cesará hasta que el Contratista tenga aprobados conforme a la normativa aplicable, o en su caso, implementados los puntos y Mecanismos de Medición correspondientes.

Este acuerdo fue presentado para evaluación y aprobación de la Comisión el 17 de noviembre de 2016, y aprobado mediante resolución CNH.E.66.002/16 en sus puntos de medición provisionales propuestos por el Contratista.

En términos del Plan y del oficio SCM170045/A21/2017 presentado por el Contratista, se advierte que presentó una propuesta conceptual respecto a los Mecanismos de Medición, la cual contempla diversas acciones generales que tienen por objeto prever la medición de los hidrocarburos cuando se tenga información técnica y económica suficiente para el diseño de los mismos, la cual se describe a continuación:

Propone una estrategia para la implantación de la medición fiscal en el Área Contractual, tanto dinámica como estática mediante dos fases o etapas. La fase 1 consiste en la utilización de los sistemas de medición de flujo por presión diferencial tipo placa de orificio ubicados en cada una de las ERG Benavides-2 y Benavides-3, los cuales serán sometidos a Confirmación Metrológica mediante un laboratorio acreditado ante la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA). El Contratista considera la utilización de estos sistemas hasta que los niveles de Producción alcanzados permitan mantener el nivel máximo de incertidumbre aceptado y por consiguiente procedería a implementar la Fase 2.

La Fase 2 prevé la realización de una evaluación de factibilidad técnico-económica del manejo de la producción del Campo San Bernardo, esto a través de un gasoducto de 6"x 41.6 km ya existente, y contabilizada mediante un Sistema de Medición con elemento primario tipo Coriolis, el cual pretende ser instalado por la Operadora del Campo Peña Blanca (STRATA CPB) en la

Estación de Recolección Peña Blanca-2. Adicionalmente a esto para el caso del único Pozo SB-110 asociado a la ERG Benavides-4, se evaluará la viabilidad técnica-económica de medir la Producción de gas del Pozo en su localización mediante la instalación de sistemas de medición tipo placa de orificio.

Con respecto al gasoducto de 6"x41.6 km (Palmito1 – Peña Blanca 1) mencionado para la Fase 2, no se encuentra en el expediente del anexo 2 y 3 del inventario de activos contenido en el documento "Acta de entrega-recepción del Área Contractual-21, San Bernardo, relativa al Contrato para la extracción de Hidrocarburos número CNH-R01-L03-A21/2016". Por lo cual, el Contratista no podrá realizar ninguna actividad en dicho ducto hasta haber concluido los trámites correspondientes para la adquisición del mismo.

Todas estas actividades se realizarán conforme a un cronograma propuesto en su respectivo Plan de Desarrollo para la estrategia de la implantación de los sistemas de medición fiscal en el Área Contractual San Bernardo.

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 técnicos en materia de Medición (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.

En este sentido, el Contratista tendrá certidumbre respecto de la información técnica necesaria para la correcta selección de los Sistemas de Medición con base en los resultados obtenidos de la perforación de pozos, reparaciones mayores o menores, actualización de los modelos estáticos y dinámicos, pruebas de presión y producción 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 operador petrolero 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 material 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 no contempla la perforación de Pozos durante el período del Plan de Desarrollo presentado.

- vii) **Acciones previstas para el Abandono de las instalaciones que van a ser utilizadas en el curso del Período de Desarrollo, incluyendo el Costo Total estimado que el Contratista espera de las operaciones de Abandono.**

En el Plan de Desarrollo presentado por el Contratista, no se tiene previsto el abandono de instalaciones dentro del Área Contractual San Bernardo.

- b) **Principales características de las obras, servicios y Materiales propuestos y de las probables obras, servicios y Materiales adicionales que tuvieran que ser realizados o adquiridos, dependiendo de los resultados de las obras, servicios y Materiales iniciales, incluyendo aquellos necesarios para acondicionar los Hidrocarburos a condiciones comercialmente aceptables en cuanto a contenido de azufre, agua y otros elementos de conformidad con la Normatividad Aplicable y las Mejores Prácticas de la Industria.**

La obras y servicios contemplados por el Contratista, para la operación y mantenimiento de Pozos, tiene un alcance que involucra las siguientes actividades: limpieza y desmalezado de locación, inspección, lubricación, y pintura general del árbol de válvulas, mantenimiento a válvulas motoras, limpieza y achique de contrapozo.

El Contratista no plantea la realización o adquisición de obras y servicios encaminados a la construcción de instalaciones para el acondicionamiento de los Hidrocarburos producidos en el Área Contractual.



c) Enfoques alternativos de desarrollo considerados y las razones para la elección del enfoque seleccionado.

Solo analizó una sola alternativa para la Selección del Plan de Desarrollo, la cual contempla asegurar continuidad de operación y producción, mantenimiento del Área Contractual y evaluar en paralelo el comportamiento de Producción de los Pozos seleccionados del Plan de Evaluación propuesto, el cual orienta su enfoque en la optimización de Producción de gas aunado a la recuperación de condensado mediante evaluación de instalación de un embolo viajero como mecanismo de recuperación de Producción en Pozos seleccionados por sus condiciones de presión/Producción actual, así mismo dos trabajos de RMA para incrementar el factor de recobro de Área Contractual.

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 no contempla el programa de obras, servicios, suministro o construcción de materiales, o adquisición de instalaciones para alcanzar tasas de Producción comercial, dado que el Área Contractual ya se encontraba en producción comercial al momento de la firma del Contrato.

e) En caso que los Campos se extiendan más allá del Área Contractual, el Contratista se sujetará a lo previsto en la Cláusula 8.

El Contratista no contempla la unificación con ningún campo.

f) En caso que se prevea el uso compartido de infraestructura, una propuesta del acuerdo correspondiente elaborado de conformidad con lo establecido en el Anexo 13 y la Normatividad Aplicable.

Conforme al anexo 9, numeral 3, inciso f), del Contrato es obligación del Contratista presentar la descripción de las actividades propuestas por lo que en cumplimiento a dicho numeral, el contratista manifestó que se realizará un acuerdo para el uso compartido conforme al Anexo 13 del Contrato de tres estaciones de recolección de gas (ERG), las cuales se encuentran fuera del Área Contractual San Bernardo: ERG Benavides-2, ERG Benavides-3 y ERG Benavides-4. Lo anterior para el manejo y transporte de los Hidrocarburos producidos en el Área Contractual 21 San Bernardo.

Ahora bien, una vez que se cuente con el acuerdo por parte del Contratista, éste se evaluará en términos del anexo 13, numeral 3.2 del Contrato, por lo que una vez que, en su caso, se apruebe dicho acuerdo, éste deberá formar parte integrante del presente Plan de Desarrollo.

4. Presupuesto y Economía

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

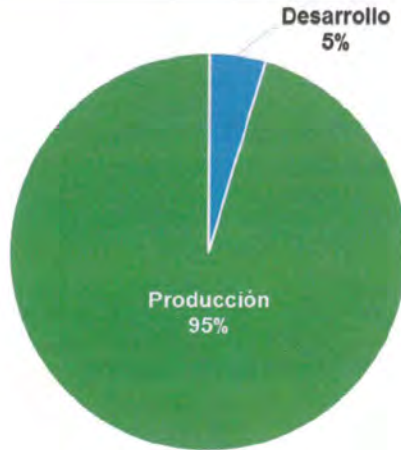
Las actividades presentadas en el Plan de Desarrollo tienen como objetivo asegurar la continuidad de operación y Producción, mantenimiento del campo y evaluar la Extracción de Hidrocarburos del Yacimiento Eoceno, a lo largo de un periodo de 19 meses de duración.

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

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

- Tipo de cambio de 18.6589 USD/MXN (Banco de México al 05/09/2016)
- El Plan de Desarrollo no contempla taponamiento de Pozos y/o abandono de instalaciones.
- Los costos se consideran en la misma fecha de la ejecución física de las actividades.
- Se considera dar mantenimiento a 15 pozos activos.
- Programa de producción esperado de 0.358 MMBPCE.
- No se consideran actividades relacionadas a la perforación de pozos o modificación en las instalaciones actuales.
- Los costos asociados a las actividades consideradas en el Plan, se calcularon de la siguiente manera:
 1. Cálculo de los costos basados en relaciones de capacidades. Este método se utiliza para estimar precios de equipos mayores a partir del precio conocido de uno igual o similar, pero de capacidad distinta. Se usa cuando existen limitaciones para poder ubicar en el mercado los precios de los equipos definidos en el proyecto.
 2. Ajuste de datos históricos de precios de servicios, equipos y materiales que son actualizados por inflación y tasa cambiaria.
 3. Precios actualizados de servicios, equipos y materiales provenientes del mercado.

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



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

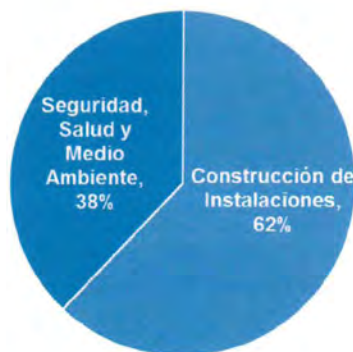
En la siguiente tabla se desglosan las inversiones y gastos de operación por Actividad Petrolera.

Actividad	Presupuesto Indicativo
Desarrollo	[redacted]
Producción	[redacted]
Total	[redacted]

Resumen del Presupuesto Indicativo del Plan de Desarrollo del Contrato CNH-R01-L03-A21/2016¹.
 (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 siguiente figura:



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

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

[Handwritten signatures and initials]

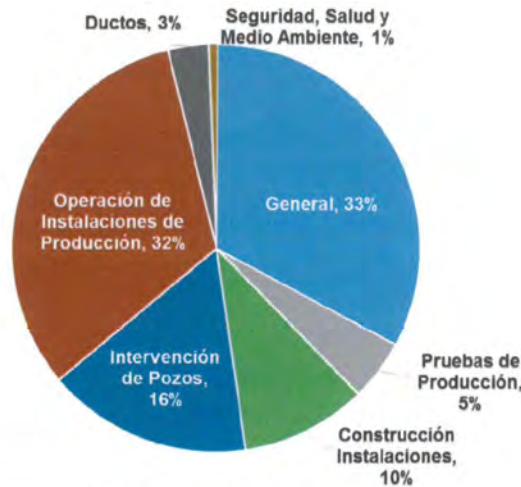
En la siguiente tabla se desglosa el Presupuesto por Sub-actividad para realizar las operaciones del Plan de Desarrollo correspondientes a la Actividad Desarrollo.

Sub-actividad	Tarea	Presupuesto Indicativo
Construcción de Instalaciones		
	Construcción y tendido de ductos.	
Seguridad, Salud y Medio Ambiente		
	Elaboración del plan de seguridad y medio ambiente.	
Total		

Resumen de Presupuesto Indicativo, Plan de Desarrollo, Actividad Desarrollo del Contrato CNH-R01-L03-A21/2016²
 (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 siguiente figura:



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

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

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

[Handwritten signatures and initials]

Sub-actividad	Tarea	Presupuesto Indicativo
General		
	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.	
	Servicios de soporte.	
Pruebas de Producción		
	Realización de pruebas de producción.	
Construcción Instalaciones		
	Construcción y/o adaptación de infraestructura u otras facilidades.	
Intervención de Pozos		
	Intervención de Pozos para mantenimiento y rehabilitación.	
	Otras intervenciones específicas en Pozos.	
Operación de instalaciones de Producción		
	Operación de las instalaciones de producción.	
Ductos		
	Mantenimiento de ductos.	
Seguridad, Salud y Medio Ambiente		
	Implementación y seguimiento.	
Total		

*Resumen de Presupuesto Indicativo, Plan de Desarrollo, Actividad Producción del Contrato CNH-R01-L03-A21/2016³
(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.

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

El Contratista no tiene contemplado la devolución del Área Contractual o de alguna parte de ella.

5. Programas de Administración de Riesgo. Los Programas de Administración de Riesgo deberán derivar del Sistema de Administración y contener como mínimo:

- 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.

El Contratista informa que, mediante el trámite de conformación y autorización de implementación del Sistema de Administración de Riesgos, Strata Campos Maduros ha documentado todos los aspectos de seguridad industrial, seguridad operativa y protección ambiental necesarios para el

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

presente proyecto, los cuales han sido evaluados y aceptados por la autoridad reguladora de la materia (ASEA).

Para la operación del Área Contractual el Contratista ha obtenido los siguientes permisos ambientales:

- Autorización de impacto ambiental por la vía de la exención, autorizado mediante oficio ASEA-UGI-DGGEERC-1137-2016.
- Registro como Generador de Residuos Peligrosos; actualmente se cuenta con el registro ASEA/UGI/DGGEERC/0700/2016 a favor de la empresa Strata CPB. Para lo cual, Strata somete el oficio SCM160152 para realizar el cambio de razón social a favor de Strata Campos Maduros como empresa matriz. El objetivo de cambio de razón social del registro de generador de residuos peligrosos es con el fin de que las empresas Strata CPB y Strata CR, operadora de los campos Carretas, Peña Blanca y San Bernardo, respectivamente, se sujeten al registro de la empresa controladora (Strata Campos Maduros).
- Aprobación del Estudio de Línea Base Ambiental por oficio ASEA-UGI-DGGEERC-1248-2016.

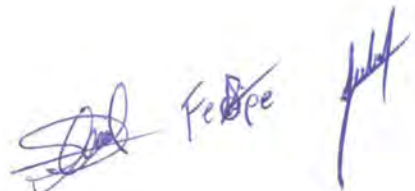
Así mismo, se cuenta con las autorizaciones emitidas a favor del Activo Integral Burgos de PEMEX Exploración y Producción, tales como:

- Licencia Ambiental Única del Sistema Peña Blanca, con autorización DGGCARETC.715/DGA-0000018 de fecha 28 de enero de 2005, Licencia Ambiental Única del Sistema Peña Blanca, con autorización DGGCARETC.715/DGA.-0000018 de fecha 28 de enero de 2005.
- Estudio de Riesgo Ambiental Regional (pozos, líneas de descarga, estaciones de recolección, gasoductos).

b) Las 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 I de los Lineamientos.

En atención a lo anterior, la Agencia evaluó dicho Sistema de Administración en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0275/2017 del 11 de abril de 2017, notificó que el Contratista cuenta con la cuenta Clave Única de Registro de Regulado ASEA-SAC16003C emitida el 19 de agosto de 2016 y el Sistema de Administración se autorizó el día 02 de enero de 2017.



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

En la siguiente tabla, se describen los servicios y materiales que serán subcontratados por el Contratista, durante el tiempo propuesto en el Plan de Desarrollo. Cabe mencionar, que aún no cuenta con el listado definitivo de subcontratistas que realizarán dichos servicios. Sin embargo, indica los criterios a considerar para la selección de los mismos.

Actividad	Sub-Actividad	Tarea	Sub-Tarea	Justificación para la subcontratación	Criterios de selección	Fecha de contratación aproximada	Costo Estimado del rubro a subcontratar (MUSD)
Desarrollo	Construcción Instalaciones	Construcción y tendido de ductos.	Infraestructura de Producción y Transporte. (Tendido de Ducto)	Independizar el manejo de producción	*Ver criterios de selección de contratistas	ago-17	
Producción	Pruebas de Producción	Realización de pruebas de producción.	Prueba a Pozos	Requerimiento para evaluar los trabajos.		sep-17	
Producción	Intervención de Pozos	Otras intervenciones específicas en Pozos.	Calibraciones, RPFC, Limpiezas	Requerimiento para evaluar los trabajos.		jun-17	

Lista de servicios a subcontratar en el Área Contractual San Bernardo (Fuente: Contratista).

Los criterios para seleccionar subcontratistas establecidos por el Contratista son los siguientes:

- Grado de experiencia de la empresa, relacionados al servicio.
- Calidad y seguridad de los productos y servicios. (Manuales de normas y procedimientos en seguridad, calidad y mantenimiento)
- Cumplimiento en la entrega de productos y ejecución de servicios.
- Conocimientos técnicos y asesoramiento a clientes.
- Personal capacitado y certificado, para la ejecución del trabajo.
- Solvencia financiera.
- Tecnología aplicada en el servicio.
- Apariencia y mantenimiento de los equipos.
- Procedimiento de procura, fabricación, instalación, prueba y monitoreo de máquinas, equipos y herramientas.
- Planes de emergencia y contingencia.
- Costo.
- Accesibilidad telefónica.



- 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 no presenta informacional adicional a la requerida por el anexo 9 del contrato.

- 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).**

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 y 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 Contratista en el ámbito de su competencia, por lo que mediante oficio UCN.430.2017.0139 de fecha 16 de junio de 2017, notificó a esta Comisión, que es probable que el Contratista cumpla con las obligaciones en materia de Contenido Nacional, establecidas en el Contrato para la etapa de Desarrollo de 27% en el primer año hasta alcanzar 38% para el año 2025.



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 de revisión de la Eficiencia Operativa

A continuación, se muestran en la tabla 9, 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 de los indicadores clave de desempeño en los Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones.

INDICADOR	META	UNIDAD MEDIDA	FRECUENCIA DE MEDICION	FRECUENCIA DE REPORTE A LA CNH
Producción	Producción Acumulada del campo	Porcentaje de desviación $DPA = [(PA_{real} - PA_{plan}) / PA_{plan}] \times 100$	Mensual	Mensual
Producción	Gasto de Producción	Porcentaje de desviación $DGP = [(GO_{real} - GO_{plan}) / GO_{plan}] \times 100$	Trimestral	Trimestral
Producción acumulada post-fractura	Producción Acumulada por grupo de pozos	Miles de Barriles (mb) $GFP = [Pacumrealgrupo / No.pozos productores yac.]$	Mensual	Mensual
Productividad	Optimización de la producción de un grupo de pozos	Barriles por día (bd) $OPD = [Pdrealpromgrupo / No.pozos grupo]$	Mensual	Mensual
Contenido Nacional	Contenido Nacional	Porcentaje de desviación $DCN = [(CN_{real} - CN_{plan}) / CN_{plan}] \times 100$	Trimestral	Trimestral

Tabla 9.- Indicadores de Gestión para el Plan de Desarrollo Área Contractual San Bernardo. (Fuente: Contratista).

Con fundamento 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 los 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 10 y 11 para las Actividades Desarrollo y Producción, respectivamente.

Actividad Desarrollo

Sub-actividad	Programa de inversiones (USD)	Erogaciones ejercidas (USD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	██████████		
Construcción de Instalaciones	██████████		
Presupuesto Total	██████████		

Tabla 10.- Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas para la Actividad Desarrollo (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

Actividad Producción

Sub-actividad	Programa de inversiones (USD)	Erogaciones ejercidas (USD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
General	██████████		
Pruebas de Producción	██████████		
Construcción Instalaciones	██████████		
Intervención de Pozos	██████████		
Operación de Instalaciones de Producción	██████████		
Ductos	██████████		
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	██████████		
Presupuesto Total	██████████		

Tabla 11.- Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas para la Actividad Producción (Fuente: Comisión con datos del Contratista).

- 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

El equipo técnico 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:

1. La tecnología adecuada.

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

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

El Contratista establece que las actividades a realizar en el Plan de desarrollo para la Extracción junto con las actividades a realizar en el Plan de Evaluación, le permitirá incrementar el factor de recuperación en un 6% en el Área contractual para el periodo de Desarrollo. Cabe resaltar que la maximización del factor de recuperación podrá ser distinta en términos de la modificación al Plan de desarrollo para la Extracción que presente el Contratista.

3. El programa de aprovechamiento del gas natural.

Dado que el Área Contractual es productora de Gas Natural no Asociado, el Contratista prevé aprovechar el 100% de la Producción.

4. Los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos.

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.

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 en el Punto de Medición provisional, en los términos precisados en la Resolución CNH.E.33.03/16 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.

Para efecto de la evaluación del punto y los mecanismos de medición, el Contratista deberá dar cumplimiento a lo establecido en los artículos 42 y 44 de los Lineamientos

Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, por lo que una vez que se cuente con la información requerida se deberá realizar el trámite correspondiente para su solicitud a la Comisión.

Una vez realizados y obtenidos los resultados de factibilidad técnica-económica y para el caso de que el Contratista considere viable el manejo de la producción de acuerdo a lo planteado en el Plan de Desarrollo, el Contratista deberá presentar su propuesta de Medición de los Hidrocarburos, acompañada de la información necesaria para evaluar el punto de medición y la modificación correspondiente a sus Mecanismos de Medición.

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

1. 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: evaluar la instalación del Sistema de Émbolo Viajero (plunger lift) como mecanismo de recuperación de condensado, ejecutando 9 Reparaciones Menores (RME) y 2 Reparaciones Mayores (RMA) a Pozos y el reprocesamiento sísmico para tener una mayor definición de interpretación en rasgos estructurales y estratigráficos para posteriormente definir los volúmenes recuperables en sitio. 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.

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

La toma de información propuesta por el Contratista, permitirá definir con mayor certidumbre los volúmenes recuperables de las arenas productoras, los cuales servirán para definir un Plan de Desarrollo multianual que, en caso de ser aprobado, permitirá al Contratista obtener el volumen máximo de gas en el largo plazo.

3. 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 programada la toma de presiones y temperatura en cabeza de Pozos, registros de presión de fondo, muestreo para análisis de fluidos y pruebas de producción; la información obtenida durante dichas actividades permitirá tener conocimiento del potencial de Producción de fluidos y maximizar la rentabilidad del Área Contractual.

4. 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.

5. 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 aprovechar el 100% de la producción, en cumplimiento a lo establecido en el Art. 44 de la Ley de Hidrocarburos.

6. 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.33.03/16 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 artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos.

Ahora bien, una vez que el Contratista presente el acuerdo a que se refiere el inciso f), Numeral 3 del Apartado IV del presente documento, éste será evaluado por la Comisión en términos del Anexo 13, numeral 3.2 del Contrato, por lo que en caso de que dicho acuerdo sea aprobado, éste deberá formar parte integrante del presente Plan de Desarrollo.

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 21 correspondiente al Contrato CNH-R01-L03-A21/2016 con una vigencia de hasta 19 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 44, fracción II, de la Ley de Hidrocarburos y 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 al inicio de la ejecución de las actividades previstas en el 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.

Elaboró:



ING. RUBÉN FELIPE MEJÍA GONZÁLEZ

Jefe de Departamento

Dirección General de Dictámenes de Extracción

Revisó:



ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ

Director General Adjunto

Dirección General de Dictámenes de Extracción

Autorizó:



MTRO. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ

Titular de la Unidad Técnica de Extracción