CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico del Plan Provisonal del Área Contractual 21 - San Bernardo

Agosto de 2016

Contenido

CONTENIDO 2
I. INTRODUCCIÓN 3
II. ASPECTOS GENERALES 6
III. ELEMENTOS DEL PLAN PROVISIONAL 9
A) PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN 9
B) METAS FÍSICAS 10
C) INVERSIONES Y GASTOS DE OPERACIÓN 10
D) MECANISMOS DE MEDICIÓN 10
IV. ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS 13
V. EVALUACIÓN 14
VII. RESULTADO DE LA EVALUACIÓN 15

I. Introducción

El Estado Mexicano, por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, "Comisión"), podrá celebrar Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, cuya adjudicación se llevará a cabo mediante una licitación que realice la Comisión, en términos de lo dispuesto en los artículos 11 y 23 de la Ley de Hidrocarburos.

En ejercicio de esta facultad, el 11 de mayo de 2015, el Órgano de Gobierno de la Comisión mediante el Acuerdo CNH.E.14.001/2015 aprobó 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 de Licencia para Extracción de Hidrocarburos en Áreas Contractuales Terrestres, la cual fue publicada en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, "DOF") el 12 de mayo de 2015 y modificada el 23 de junio de 2015 (en adelante, "Licitación CNH-R01-L03/2015").

Asimismo, el Órgano de Gobierno de la Comisión el 19 de noviembre de 2015, mediante Acuerdo CNH.E.46.001/15 aprobó la versión final de las Bases de la Licitación CNH-R01-L03/2015 (en adelante, "Bases de Licitación"); mientras que el 15 de diciembre de 2015 se realizó el Acto de Presentación y Apertura de Propuestas de la Licitación CNH-R01-L03/2015.

El 24 de diciembre de 2015 se publicó en el DOF, el Fallo de la Licitación CNH-R01-L03/2015, en el que constan los resultados derivados del Acto de Presentación y Apertura de la Licitación CNH-R01-L03/2015, en el cual la empresa denominada Sarreal, resultó ganador en primer lugar para el Área Contractual 21 San Bernardo (en adelante, Área Contractual). Derivado que dicha compañía se desistió de la firma del contrato el pasado 10 de mayo de 2016, la compañía Strata Campos Maduros, S.A.P.I. de C.V. (en adelante, Licitante Adjudicado) que resultó ganadora del Segundo Lugar será quien tomará el lugar del Licitante Ganador.

Lo anterior, de conformidad con el oficio DGL.CL./155/2016 de fecha 11 de mayo de 2016, a través del cual Comité Licitatorio de la Licitación CNH-R01-L03/2015, informó al Licitante Adjudicado que el Órgano de Gobierno de la Comisión, en la Décima Sexta Sesión Extraordinaria celebrada el 11 de mayo del año en curso, acordó adjudicarle el Contrato correspondiente al Área Contractual.

Derivado de lo anterior, el 18 de julio de 2016, el Licitante Adjudicado presentó ante esta Comisión, el proyecto de Plan Provisional del Área Contractual número 21 San Bernardo (en adelante, "Plan Provisional"), en cumplimiento a la Sección II, numeral 22.5. Inciso h) de las Bases de Licitación.

Como parte de la evaluación del Plan Provisional, se llevaron a cabo las siguientes acciones:

1. Mediante oficio 220.1471/2016 de fecha 19 de julio de 2016, la Comisión solicitó a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, "Agencia"), señalar las inconsistencias y faltantes que competen a sus facultades, con respecto al Plan Provisional y la información anexa a éste.

2. Mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0751/2016 de fecha 22 de julio de 2016, la Agencia informó que el resultado de la evaluación de la Administración de Riesgos (Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente) incluida en el plan provisional del Área Contractual, se remitiría a la Comisión el día 03 de agosto de 2016.

3. Mediante oficio 220.1539/2016 notificado el 27 de julio de 2016, la Comisión solicitó diversa información al Licitante Adjudicado, a fin de estar en posibilidades de emitir el dictamen técnico correspondiente respecto el Plan Provisional.

4. Mediante documento de fecha 29 de julio de 2016, recibido en esta Comisión el mismo día, el Licitante Adjudicado remitió a esta Comisión, la información requerida.

5. Mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0913/2016 de fecha 19 de agosto de 2016, recibido en esta Comisión el 22 de agosto de 2016, la Agencia remitió su opinión donde determina que el Licitante Adjudicado cumple con los requisitos establecidos para la Conformación del Sistema, asimismo menciona que el Licitante Adjudicado deberá presentar ante la Agencia la solicitud del Sistema de Administración, conforme los establecido en el Transitorio Tercero de las "Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la Conformación, Implementación y Autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos.

Respecto a la evaluación del programa de cumplimiento del porcentaje de Contenido Nacional, se aclara lo siguiente:

1. Mediante el oficio 220.0514/2016 de fecha 17 de marzo de 2016, la Comisión realizó una consulta a la Secretaría de Economía, a fin de determinar la procedencia de evaluar el programa de cumplimiento del porcentaje de Contenido Nacional para los Planes Provisionales presentados por diversos Licitantes Ganadores de la Licitación CNH-R01-L03/2015.

2. Mediante oficio UCN.430.2016.056 de fecha 18 de marzo de 2016, recibido en esta Comisión el mismo día, la Secretaría de Economía informó a esta Comisión que "...de conformidad con la cláusula 18.3 incisos (a) y (b) del Contrato CNH-R1-C03/2015 se desprende que la Secretaría de Economía emitirá opinión de los programas de cumplimiento del porcentaje de contenido nacional incluidos en las propuestas de los Planes de Evaluación y de Desarrollo."

   De lo anterior se advierte que el programa de cumplimiento del porcentaje de Contenido Nacional será evaluado por la Secretaría de Economía hasta que el Licitante Adjudicado en su calidad de Contratista presente el correspondiente Plan de Evaluación o de Desarrollo, motivo por el cual no es objeto de análisis del presente dictamen, toda vez que éste se refiere al Plan Provisional.

Derivado de lo anterior, se advierte que la evaluación del presente Plan Provisional se realizó en términos del artículo 24 de los Lineamientos y el Anexo 6 denominado "Guía para los Planes provisionales", y conforme al procedimiento interno para la elaboración de dictámenes de planes provisionales, actualmente en trámite, en atención a lo siguiente:

- El Plan Provisional fue presentado por el Licitante Adjudicado en cumplimiento al numeral 22.5, inciso h) de las Bases de Licitación, el cual establece que previo a la suscripción del Contrato, los licitantes adjudicados deberán presentar Planes provisionales, los cuales serán evaluados por la Comisión conforme a la Normativa Aplicable.

- Los Lineamientos resultan ser la Normativa Aplicable, ya que regulan en sus artículos 3, fracción XXVII y 24 a los Planes Provisionales de la siguiente forma:

Artículo 3. De las definiciones...

(...)

XXVII. Plan provisional*. Documento conforme al cual los Operadores Petroleros someten a aprobación de la Comisión un Plan que les permita garantizar la continuidad operativa de las actividades de exploración o producción, mientras se realiza alguno de los procesos de migración a los que hace referencia el artículo 24 de los Lineamientos.*

Artículo 24. De los Planes provisionales derivados de procedimientos de migración. *Con el objeto de lograr la continuidad operativa de exploración o de producción en un área contractual o de una Asignación, los Operadores Petroleros deberán someter a aprobación de la Comisión una propuesta de Plan provisional, cuando soliciten alguno de los siguientes procesos de migración:*

I. Cuando se pretenda migrar de un Título de Asignación a un Contrato;

- A la fecha de adjudicación del Área Contractual, se encontraban Campos en producción al amparo de una Asignación, la cual transitará al Licitante Adjudicado derivado de la adjudicación de la misma área. En este sentido, técnicamente se advierte que dicha transición se equipara a una migración.

- Los Planes Provisionales referidos en el numeral 22.5, inciso h) de las Bases de Licitación, tienen por objeto dar continuidad operativa a los Campos que se encuentren en producción, el cual es coincidente con el objeto de los Planes Provisionales previstos en el artículo 24 de los Lineamientos.

- Derivado de lo anterior, se advierte que los Planes Provisionales previstos en las Bases de Licitación y en el artículo 24 de los Lineamientos tienen el mismo objeto, es decir, lograr la continuidad operativa de los Campos en producción durante el proceso de transición de una Asignación a un Contrato, por lo que resultan ser aplicables al caso en concreto.

En consecuencia, el presente dictamen se emite con el objeto evaluar que el Plan Provisional presentado por el Licitante Adjudicado permita lograr la continuidad operativa dentro del Área Contractual, cuya vigencia no podrá ser mayor de un año, motivo por el cual se analizarán principalmente los siguientes aspectos:

- ✓ Pronóstico de producción
- ✓ Metas físicas
- ✓ Inversiones y gastos de operación
- ✓ Mecanismos de medición

RH

II. Aspectos generales

El Área Contractual 21 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. El Área Contractual tiene una superficie de 28.3 km^2 e incluye al campo San Bernardo. Los objetivos productores se encuentran en depósitos clásticos de arenas y lutitas Terciarias de edad Eoceno. La ubicación del Área Contractual se observa en la Fig. 1.

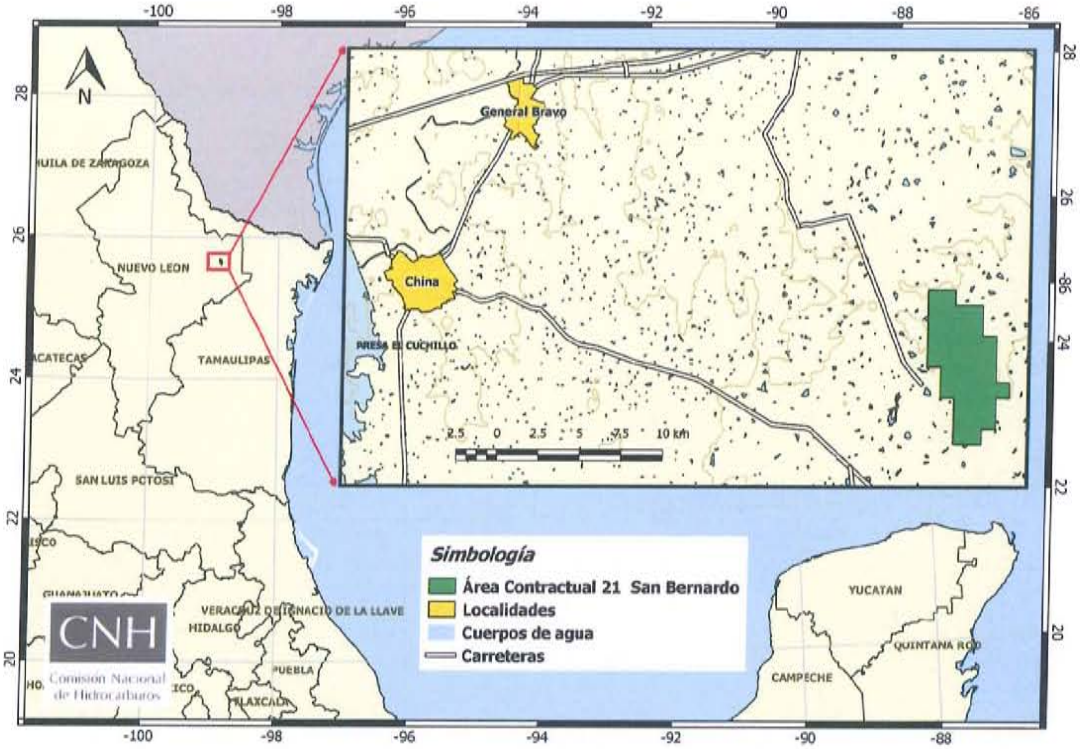

Fig. 1. Ubicación geográfica Área Contractual 21 San Bernardo

El Área Contractual San Bernardo presenta una topografía plana, sin zonas protegidas y geológicamente se encuentra dentro de la Cuenca de Burgos que es una provincia petrolera productora básicamente de gas. El Campo San Bernardo cuenta con yacimientos productores en las formaciones Eoceno Cook Mountain, Eoceno Wilcox, Eoceno Mount Selman, Eoceno Queen City y Eoceno Yegua, los cuales se componen, principalmente, de areniscas de ambientes sedimentarios deltaicos y costeros.

Las principales características de los yacimientos del Área Contractual 21 San Bernardo se resumen en la Tabla 1.

Características generales	Eoceno Wilcox	Eoceno Mount Selman	Eoceno Queen City	Eoceno Yegua
Área (km2)	19.77	19.77	19.77	15.2
Año de descubrimiento	1967	1962	1962	1962
Fecha de inicio de explotación	1968	1965	1967	1968
Profundidad promedio (mV)	2093	1565	1209	686

Características generales	Eoceno Wilcox	Eoceno Mount Selman	Eoceno Queen City	Eoceno Yegua
Elevación o tirante de agua (m)	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Pozos				
Número y tipo de pozos perforados	Total: 4; Direccional: 0; Vertical: 4	Total: 6; Direccional: 1; Vertical: 5	Total: 11; Direccional: 2 Vertical: 9	Total: 4; Direccional:0; Vertical: 4
Estado actual de pozos	Activos: 0 (Información a dic. 2014)	Activos: 5 (Información a dic. 2014)	Activos: 9 (Información a dic. 2014)	Activos: 0 (Información a dic. 2014)
Tipo de sistemas artificiales de producción	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Marco Geológico				
Era, periodo y época	Cenozoico, Eoceno, Ypresiano	Cenozoico, Eoceno, Ypresiano	Cenozoico, Eoceno, Ypresiano/ Luteniano	Cenozoico, Eoceno, Bartoniano
Cuenca	Burgos	Burgos	Burgos	Burgos
Play	Eoceno Wilcox	Eoceno Mount Selman	Eoceno Queen City	Eoceno Yegua
Régimen tectónico	Sin Información	Sin Información	Sin Información	Sin Información
Ambiente de depósito	Sistema Deltaico/Barras Costeras	Sistema Deltaico/Barras Costeras	Sistema Deltaico/Barras Costeras	Sistema Deltaico/Barras Costeras
Litología almacén	Areniscas	Areniscas	Areniscas	Areniscas
Propiedades petrofísicas				
Mineralogía	Sin Información	Sin Información	Sin Información	Sin Información
Saturaciones (%)	Swi=48	Swi=48	Swi=48	Swi=48
Porosidad y tipo	Por: 21 %, Primaria	Por: 21 %, Primaria	Por: 21 %, Primaria	Por: 21 %, Primaria
Permeabilidad (mD)	Sin Información	Sin Información	Sin Información	Sin Información
Espesor neto y bruto promedio (m)	Neto: 0.92; Bruto: 15.57	Neto: 1.07; Bruto: 24.78	Neto: 0.62; Bruto: 13.9	Neto: 1.21; Bruto: 27.67
Relación neto/bruto	0.059	0.043	0.045	0.044
Propiedades de los fluidos				
Tipo de hidrocarburos	Gas Húmedo	Gas Húmedo	Gas Húmedo	Gas Húmedo
Densidad API	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Viscosidad (cp)	Sin Información	Sin Información	Sin Información	Sin Información
Relación gas – aceite inicial y actual	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Bo inicial y actual	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica

Características generales	Eoceno Wilcox	Eoceno Mount Selman	Eoceno Queen City	Eoceno Yegua
Calidad y contenido de azufre	0	0	0	0
Presión de saturación o rocío	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Factor de conversión del gas mpc/b	4.73	4.73	4.73	4.73
Poder calorífico del gas	1015.53	1058.39	1065.33	Sin Información
Propiedades del yacimiento				
Temperatura (°C)	123	93	78	70
Presión inicial (kg/cm2)	Sin Información	199.25 (Año-1965)	Sin Información	Sin Información
Presión actual (kg/cm2)	85.9 (Año-2009)	84.7 (Año-2011)	67.2 (Año-2011)	53.9 (Año-2012)
Mecanismos de empuje principal y secundario	Expansión de la Roca y los Fluidos	Expansión de la Roca y los Fluidos	Expansión de la Roca y los Fluidos	Expansión de la Roca y los Fluidos
Extracción				
Métodos de recuperación secundaria	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Métodos de recuperación mejorada	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Gastos actuales (mmpcd)	0 (dic. 2014)	1.41 (dic. 2014)	2.22(dic. 2014)	0 (dic. 2014)
Gastos máximos (mmpcd) y fecha de observación	Qg máx: 1.06; 01/05/2005	Qg máx: 6.36; 01/04/2005	Qg máx: 6.77; 01/12/2011	Qg máx: 2.57; 01/08/1968
Gasto de Agua (bpd)	Qw: 0 Bpd	Qw: 3.16 Bpd	Qw: 2.58 Bpd	Qw: 0 Bpd

Tabla 1. Resumen de las características del campo San Bernardo (Fuente: Licitante Adjudicado).

III. Elementos del Plan Provisional

a) Pronóstico de producción

Para determinar los volúmenes a producir, el Licitante Adjudicado revisó la información histórica de evaluación por pozo tales como: intervalos terminados, aforos, entre otros. También analizó el comportamiento histórico y se estimó el comportamiento futuro de los pozos, mediante técnicas convencionales de curvas de declinación.

De acuerdo con el Licitante Adjudicado, la producción diaria reportada asociada a los pozos ubicados dentro del Área Contractual 21 a diciembre de 2014 es de 3.625 mmpcd, excluyendo la producción de los pozos San Bernardo-211, San Bernardo-21 y San Bernardo-204, por encontrarse fuera del Área Contractual. El análisis de declinación, realizado por el Licitante Adjudicado, arrojó una producción al inicio del periodo del Plan Provisional de 1.515 mmpcd de gas asociado a nueve pozos. Dicho ritmo de producción es el resultado del efecto combinado de la no incorporación en el perfil base de cuatro pozos con gastos menores a 50 mmpcd, proyectados a la fecha de inicio del plan, lo cual es menor al límite económico establecido, además de un pozo cerrado que requiere trabajos en la línea de descarga, ya que se encuentra interconectado a un pozo del campo vecino Benavides.

En la Tabla 2 y Fig. 2 se presentan, respectivamente, el pronóstico y perfil de producción determinados por Licitante Adjudicado para el Área Contractual en un horizonte de 12 meses que comprenden la vigencia del plan provisional.

Tipo de hidrocarburo	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Gas (mmpcd)	1.52	1.52	1.22	1.19	1.16	1.33	2.05	2.26	2.21	2.58	3.02	3.06

Tabla 2. Pronóstico de producción (Fuente: Licitante Adjudicado).

Fig. 2. Gráfico de perfil de producción (Fuente: CNH con datos de Licitante Adjudicado).

En cuanto a las actividades de incremento de producción se estima la ejecución de nueve Reparaciones menores para la instalación de sistemas artificiales de producción y dos reparaciones mayores.

b) Metas físicas

Para dar continuidad operativa al Área Contractual y a su vez mantener e incrementar la producción actual, el Licitante Adjudicado contempla una campaña de toma de información en los pozos activos y en aquellos con potencial de ser reactivado del Área Contractual. Con esta información, el Licitante Adjudicado procederá a realizar trabajos de Reparación Menor (RME) a pozos, a fin de optimizar y/o reactivar la producción asociada a los pozos disponibles en el área contractual, así como dos (2) Reparaciones Mayores (RMA) a fin de cumplir con el Programa Mínimo de Trabajo.

Adicionalmente, el Licitante Adjudicado tiene contemplado realizar el re-direccionamiento de la línea de descarga del pozo San Bernardo-203 para interconectarlo con el pozo San Bernardo-210, con el propósito de independizar la producción del mismo de la corriente del Campo Benavides, así como también realizar los Estudios de Línea Base Social, Integridad Mecánica y Línea Base Ambiental, con la finalidad de identificar y evaluar actividades asociadas al entorno, operaciones, seguridad y medio ambiente.

c) Inversiones y gastos de operación

Para el Plan Provisional, el Licitante Adjudicado estimó un presupuesto de $ 2,721.83 MUSD, los cuales corresponden a las erogaciones de las actividades que se describen en dicho plan, a realizar por un periodo de 12 meses a partir de la fecha efectiva.

En el Anexo II, se presentan los montos por Sub-tarea, presentados por el Licitante Adjudicado.

d) Mecanismos de medición

De acuerdo con lo presentado por el Licitante Adjudicado la medición de la producción del gas no asociado del campo San Bernardo, se realizará de la siguiente forma:

Para la medición de hidrocarburos, el Plan Provisional propone, previo acuerdo con el operador del campo Benavides, la adecuación del sistema de medición de gas existente tipo placa de orificio ubicado en la descarga del separador de gas trifásico FA-100 existente y actualmente fuera de operación en la ERG y CG BE-2. En el caso de la ERG y CG BE-3, el Licitante Adjudicado propone instalar un sistema de medición nuevo tipo placa de orificio en la descarga del separador de gas bifásico que también será instalado en esta estación.

Antes de formalizar la medición de gas en el sistema de medición tipo placa de orificio en las Estaciones de Recolección y Compresión de Gas BE-2 y BE-3, el Licitante Adjudicado solicitará la calibración de los instrumentos de medición por parte de una compañía debidamente acreditada por el CENAM y conforme a la normativa aplicable por la CNH en los Lineamientos técnicos de Medición de Hidrocarburos a fin de asegurar en esta etapa inicial que el sistema de medición es apto y la medición de los volúmenes y calidad de los hidrocarburos se realiza dentro de los parámetros de incertidumbre y tolerancias establecidos por la Comisión.

El Licitante Adjudicado implementará un sistema de gestión y gerencia de medición, el cual contará con los siguientes elementos principales:

1. Bitácora de registro: Considera el registro de la ejecución de tareas, alarmas y eventos relacionados con los sistemas de medición que se adecuaran e instalaran en parte de las instalaciones de las ERG BE-2 y BE-3. La bitácora estará conformada por documentos físicos y electrónicos.

   Todas las actividades realizadas en el sistema de medición adecuado e instalado por parte del Licitante Adjudicado, previo acuerdo con el operador del campo Benavides se registrarán en la bitácora, con información clara y concisa. Los trabajos serán firmados, con hora fecha y todas las actividades en orden cronológico. A continuación, se muestran las principales actividades que serán registradas:

   - Apertura y cierre de las corrientes.
   - El desmontaje de cualquier medidor o instrumento.
   - Resultados de pruebas.
   - Calibración y mantenimiento de equipos.
   - Potenciales fallas en los equipos.
   - Cambios en la configuración de los Computadores de Flujo.
   - Valores de los totalizadores de los medidores en todas las entradas para validar resultados.

2. Programa de Diagnóstico: para asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición adecuados e instalados por el Licitante Adjudicado, se implantará un programa de auto verificación, a través de diagnósticos. Al inicio del Plan Provisional se realizará un diagnóstico de los sistemas de medición adecuados e instalados por el Licitante Adjudicado en parte de las instalaciones de las ERG BE-2 y BE-3, el cual contempla mostrar objetivamente sus condiciones y cubrirá los siguientes aspectos:

   - La concordancia con un marco normativo, el uso adecuado de las metodologías aplicables y de los requerimientos metrológicos.
   - El uso adecuado de las herramientas estadísticas.
   - La competencia del personal involucrado.
   - Los expedientes de medición.

3. Competencias técnicas: el Licitante Adjudicado propone lograr alcanzar las competencias técnicas mediante la educación, formación y experiencia, las cuales se demostrarán por pruebas u observaciones de desempeño. Se elaborará un programa de medición de competencias entre el personal para elaborar un plan de capacitación y asegurar que el personal cuente con las competencias técnicas en las siguientes áreas:

   - Metrología primaria.
   - Trazabilidad a las mediciones.
   - Marco normativo.
   - Uso de herramientas estadísticas.

RH

- Procesos de diagnóstico de medición.

4. Indicadores de desempeño: se implantarán los siguientes indicadores:

- Desviación de Incertidumbre = Incertidumbre real/Incertidumbre planificada (%).
- Índice de calibraciones sistema de medición= Calibraciones reales/calibraciones planificadas (%).
- Índice de verificación de instrumentos de medición= Verificaciones reales / verificaciones planificadas (%).
- Índice de validación de instrumentos de medición= Validación real / validación planificada (%).

La propuesta referida en el presente capítulo deberá ser actualizada una vez que se lleve a cabo la entrega del Área Contractual durante la Etapa de Transición de Arranque prevista en la Cláusula 3.3 de Modelo de Contrato contenido en la Sección VI de las Bases de Licitación. Lo anterior a efecto de que el Licitante Adjudicado tenga certeza de las instalaciones que le serán entregadas por esta Comisión.

En este sentido, el Licitante Adjudicado deberá presentar para aprobación de la Comisión, actualización de referencia junto con la propuesta de Punto de Medición.

RH

IV. Administración de Riesgos

La Agencia en el ejercicio de sus facultades realizó la evaluación de la información remitida por el Licitante Adjudicado referente al Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente (Sistema de Administración). En atención a lo anterior, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0913/2016 del 19 de agosto de 2016, resolvió que:

El Licitante Adjudicado cumple con los requisitos establecidos para la Conformación del Sistema de Administración, asimismo menciona que el Licitante Adjudicado deberá presentar ante la Agencia la solicitud del Sistema de Administración, conforme los establecido en el Transitorio Tercero de las Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la Conformación, Implementación y Autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos.

En este sentido, sin perjuicio de la aprobación del Plan de Provisional que realice esta Comisión, el Licitante Adjudicado deberá dar cumplimiento a los requerimientos realizados por la Agencia mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0913/2016, el cual se adjunta al presente para pronta referencia como Anexo 3.

V. Evaluación

La filosofía del Plan Provisional presentado por el Licitante Adjudicado para el Área Contractual, refleja la intención de asegurar la continuidad operativa dentro dicho Área Contractual, incluyendo la producción pronosticada en función de la declinación natural que presenta el campo soportada por actividades en pozos productores e instalaciones. Lo anterior, una vez se cuente con todos los permisos y autorizaciones correspondientes.

Derivado de que el Plan Provisional presentado considera actividades de Reparaciones Mayores, el Licitante Ganador deberá considerar dichas actividades dentro del Plan de Evaluación o de Desarrollo, según corresponda, por lo que dichas actividades podrán ser ejecutadas hasta en tanto cuente con la aprobación del plan correspondiente. Lo anterior, considerando que el Objeto del Plan Provisional es dar continuidad operativa dentro del Área Contractual.

Las actividades programadas durante los 12 meses que comprende el Plan Provisional tienen la intención principal de obtener información de los pozos y de las instalaciones existentes de tal forma que se pueda realizar una análisis técnico subsuelo-superficie, incluyendo las actividades de medición y balance, en el área contractual, así como la posible coordinación de actividades técnicas-operativas con otro operador petrolero, transportista y/o comercializador dentro o fuera del área contractual, la cual servirá para establecer el Plan de Desarrollo adecuado conforme la normativa aplicable.

El Plan Provisional contiene las metas físicas, sus inversiones y gastos de operación relacionados con la continuidad operativa asociada a mantener la producción, y los mecanismos de medición correspondientes.

El cumplimiento de las actividades del Plan Provisional será conforme a la propuesta presentada por el Licitante Adjudicado, toda vez que los Indicadores de Desempeño fueron propuestos en términos del apartado *II.9 Indicadores clave de desempeño en los Planes Provisionales* del Anexo VI de los Lineamientos, a excepción del apartado relativo al Contenido Nacional, el cual no es materia de análisis del presente dictamen, conforme el oficio UCN.430.2016.056.

VII. Resultado de la evaluación

De la información remitida a esta Comisión, el grupo de trabajo, realizó el análisis sobre el Área Contractual y concluye que:

El Plan Provisional resulta técnicamente viable en atención al objetivo del Plan Provisional, toda vez que conforme a las actividades propuestas permitirá dar continuidad operativa al Área Contractual, en el entendido que en caso de que se presenten hallazgos o evidencias de pozos o infraestructura diferentes a los considerados en este plan, y que modifiquen las condiciones bajo las cuales sea aprobado el mismo, deberá ser ajustado y presentado a esta Comisión para su autorización.

La continuidad operativa no solo comprende las actividades relacionadas con las actividades asociadas a la producción de los hidrocarburos, sino también lo correspondiente a la toma de información incluyendo la medición de hidrocarburos.

El Plan Provisional contiene las metas físicas, inversiones y gastos de operación relacionados con la continuidad operativa asociada a mantener la producción, y los mecanismos de medición correspondientes.

Derivado de las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar en favor de Strata Campos Maduros S.A.P.I. de C.V., el Plan Provisional presentado para el Área Contractual 21 San Bernardo, el cual tendrá una vigencia de 12 meses a partir de la Fecha Efectiva del Contrato de Exploración y Extracción que se celebrará entre la Comisión y el Licitante Adjudicado, debiendo considerar que previo a la ejecución de las actividades previstas en dicho Plan Provisional, deberá llevar a cabo las siguientes acciones:

1. Cumplir con las observaciones realizadas por la Agencia respecto al Sistema de Administración, en términos del oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0913/2016.
2. Presentar a esta Comisión para su aprobación, la actualización de los procedimientos de entrega y recepción de los Hidrocarburos, dentro de la Etapa de Transición de Arranque prevista en la Cláusula 3.3 de la Sección VI de las Bases de Licitación.
3. Contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos, demás actos administrativos o requisitos para realizar las actividades de Extracción de hidrocarburos conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del Contrato para la Extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia que en su caso suscriba el Licitante Ganador con esta Comisión

Elaboró:

ING. JULIO CÉSAR REYES MELÉNDEZ
Subdirector de Área

Revisó:

ING. JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA
Director de Área

Autorizó:

ING. RAÚL ALEJANDRO HERNÁNDEZ RODRÍGUEZ
Director General de Dictámenes de Extracción

Anexo 1 Actividades y metas físicas

Área Contractual 21 San Bernardo

Anexo 1 Actividades y metas físicas del Área Contractual 21 San Bernardo

Actividad Petrolera: Desarrollo

Sub-Actividad Petrolera	Tarea	Sub-Tarea	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Total
Intervención de Pozos	Otras intervenciones específicas en Pozos.	Intervenciones Mayores a Pozos Existentes (RMA)									1.00	1.00			**2.00**
Construcción Instalaciones	Construcción de instalaciones terrestres y marinas.	Procura, Adecuación y Mantenimiento del sistema de Recolección, Separación, Medición y Almacenamiento de la producción asociada al área contractual.				0.50	0.50								**1.00**
	Construcción y tendido de ductos.	Infraestructura de Producción y Transporte.				0.50	0.50								**1.00**
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Elaboración del plan de seguridad y medio ambiente.	Estudio Línea Base Ambiental.	0.33	0.33	0.34										**1.00**
		Estudio Línea Base Social.	0.33	0.33	0.34										**1.00**

Fuente: Licitante Adjudicado

Actividad Petrolera: Producción

Sub-Actividad Petrolera	Tarea	Sub-Tarea	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Total
G	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.	Equipo Directivo y Operativo	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	**1.00**
	Servicios de soporte.	Gastos Operativos	0.13	0.04	0.14	0.06	0.05	0.13	0.05	0.05	0.13	0.05	0.05	0.13	**1.00**
Pruebas de Producción	Realización de pruebas de producción.	Toma de información a Pozos - Calibración					14.00	5.00	2.00	3.00	2.00	3.00	2.00	3.00	**34.00**
		Toma de información a Pozos - Prueba de Producción				14.00	5.00	2.00	3.00	2.00	3.00	2.00	3.00	2.00	**36.00**
		Toma de información a Pozos - Presión Estática y Dinámica					14.00	5.00	2.00	3.00	2.00	3.00	2.00	3.00	**34.00**
		Toma de información a Pozos - Tubería Flexible				2.00									**2.00**
Construcción Instalaciones	Construcción y/o adaptación de infraestructura u otras facilidades.	Mantenimiento a vías de acceso.	0.25			0.25			0.25			0.25			**1.00**
	Construcción y/o adaptación de infraestructura u otras facilidades.	Adecuaciones menores a instalaciones que involucra: 1.- Mantenimiento a Separador Trifásico de Producción General. 2.- Mantenimiento a las válvulas de control de nivel. 3.- Mantenimiento a quemador con encendido electrónico elevado. 4.- Mantenimiento y calibración de válvulas de seguridad de separador trifásico. 5.- Reparación de portones y malla ciclónica en barda perimetral. 6.- Mantenimiento y confirmación metrológica del tren de medición tipo placa de orificio.	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	**1.00**
Intervención de Pozos	Intervención de Pozos para mantenimiento y rehabilitación.	Operación y Mantenimiento a Pozos (Número de Pozos)	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	**168.00**

RH

	Otras intervenciones específicas en Pozos.	Intervenciones Menores a Pozos Existentes (RME)						4.00	5.00						**9.00**
Operación de Instalaciones de Producción	Mantenimiento de las instalaciones de producción.	Estudio de Integridad Mecánica de las Líneas de Descarga (LDD) del Área Contractual San Bernardo		0.33	0.33	0.34									**1.00**
Operación de Instalaciones de Producción		Calibración a Medidor de Flujo.			1.00			1.00			1.00			1.00	**4.00**
Operación de Instalaciones de Producción	Operación de las instalaciones de producción.	Operación y Mantenimiento de instalaciones.	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	**1.00**
Ductos	Mantenimiento de ductos.	Mantenimiento y/o reparación de Ductos.	0.27	0.27	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	**1.00**
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Implementación y seguimiento.	Higiene, Salud y Ambiente	0.36	0.36			0.09			0.09			0.09		**1.00**

Fuente: Licitante Adjudicado

Anexo 2 Inversiones y gatos de operación

Área Contractual 21 San Bernardo

Anexo 2 Inversiones y gastos de operación del Área Contractual 21 San Bernardo

Actividad Petrolera: Desarrollo

Sub-Actividad Petrolera	Tarea	Sub-Tarea	Mes 1 MUSD	Mes 2 MUSD	Mes 3 MUSD	Mes 4 MUSD	Mes 5 MUSD	Mes 6 MUSD	Mes 7 MUSD	Mes 8 MUSD	Mes 9 MUSD	Mes 10 MUSD	Mes 11 MUSD	Mes 12 MUSD	Total MUSD
Intervención de Pozos	Otras intervenciones específicas en Pozos.	Intervenciones Mayores a Pozos Existentes (RMA)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	255.00	233.00	0.00	0.00	**488.00**
Construcción Instalaciones	Construcción de instalaciones terrestres y marinas.	Procura, Adecuación y Mantenimiento del sistema de Recolección, Separación, Medición y Almacenamiento de la producción asociada al área contractual.	0.00	0.00	0.00	247.00	247.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	**494.00**
	Construcción y tendido de ductos.	Infraestructura de Producción y Transporte.	0.00	0.00	0.00	37.50	37.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	**75.00**
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Elaboración del plan de seguridad y medio ambiente.	Estudio Línea Base Ambiental.	20.00	20.00	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	**60.00**
		Estudio Línea Base Social.	20.00	20.00	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	**60.00**

Fuente: Licitante Adjudicado

Actividad Petrolera: Producción

Sub-Actividad Petrolera	Tarea	Sub-Tarea	Mes 1 MUSD	Mes 2 MUSD	Mes 3 MUSD	Mes 4 MUSD	Mes 5 MUSD	Mes 6 MUSD	Mes 7 MUSD	Mes 8 MUSD	Mes 9 MUSD	Mes 10 MUSD	Mes 11 MUSD	Mes 12 MUSD	Total MUSD
G[illegible]	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.	Equipo Directivo y Operativo	20.79	20.79	20.79	20.79	20.79	20.79	20.79	20.79	20.79	20.79	20.79	20.79	**249.48**
	Servicios de soporte.	Gastos Operativos	23.63	7.40	24.50	11.00	8.99	22.49	8.99	8.99	22.49	8.99	8.99	22.49	**178.94**
Pruebas de Producción	Realización de pruebas de producción.	Toma de información a Pozos - Calibración	0.00	0.00	0.00	0.00	28.00	10.00	4.00	6.00	4.00	6.00	4.00	6.00	**68.00**
		Toma de información a Pozos - Prueba de Producción	0.00	0.00	0.00	28.00	10.00	4.00	6.00	4.00	6.00	4.00	6.00	4.00	**72.00**
		Toma de información a Pozos - Presión Estática y Dinámica	0.00	0.00	0.00	0.00	56.00	20.00	8.00	12.00	8.00	12.00	8.00	12.00	**136.00**
		Toma de información a Pozos - Tubería Flexible	0.00	0.00	0.00	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	**20.00**
Construcción Instalaciones	Construcción y/o adaptación de infraestructura u otras facilidades.	Mantenimiento a vías de acceso.	25.00	0.00	0.00	25.00	0.00	0.00	25.00	0.00	0.00	25.00	0.00	0.00	**100.00**
	Construcción y/o adaptación de infraestructura u otras facilidades.	Adecuaciones menores a instalaciones que involucra: 1.- Mantenimiento a Separador Trifásico de Producción General. 2.- Mantenimiento a las válvulas de control de nivel. 3.- Mantenimiento a quemador con encendido electrónico elevado. 4.- Mantenimiento y calibración de válvulas de seguridad de separador trifásico. 5.- Reparación de portones y malla ciclónica en barda perimetral. 6.- Mantenimiento y confirmación metrológica del tren de medición tipo placa de orificio.	4.17	4.17	4.17	4.17	4.17	4.17	4.17	4.17	4.17	4.17	4.17	4.17	**50.00**
In[illegible]nción d[illegible]s	Intervención de Pozos para mantenimiento y rehabilitación.	Operación y Mantenimiento a Pozos (Número de Pozos)	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	14.00	**168.00**

	Otras intervenciones específicas en Pozos.	Intervenciones Menores a Pozos Existentes (RME)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	80.00	100.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	**180.00**
Operación de Instalaciones de Producción	Mantenimiento de las instalaciones de producción.	Estudio de Integridad Mecánica de las Líneas de Descarga (LDD) del Área Contractual San Bernardo	0.00	26.60	26.70	26.70	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	**80.00**
Operación de Instalaciones de Producción		Calibración a Medidor de Flujo.	0.00	0.00	3.00	0.00	0.00	3.00	0.00	0.00	3.00	0.00	0.00	3.00	**12.00**
Operación de Instalaciones de Producción	Operación de las instalaciones de producción.	Operación y Mantenimiento de instalaciones.	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	**180.00**
Ductos	Mantenimiento de ductos.	Mantenimiento y/o reparación de Ductos.	6.25	6.25	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	**22.92**
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Implementación y seguimiento.	Higiene, Salud y Ambiente	10.00	10.00	0.00	0.00	2.50	0.00	0.00	2.50	0.00	0.00	2.50	0.00	**27.50**

Fuente: Licitante Adjudicado

Anexo 3 Oficio: ASEA /UGI/DGGEERC/0913/2016

SEMARNAT
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES

ASEA
AGENCIA DE SEGURIDAD, ENERGÍA Y AMBIENTE

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial

Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales

OFICIO No. ASEA/UGI/DGGEERC/0913/2016

Ciudad de México, a 19 de agosto de 2016

CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ
SECRETARIA EJECUTIVA DE LA
COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS
AVENIDA PATRIOTISMO 580, COLONIA NONOALCO,
DELEGACIÓN BENITO JUÁREZ, C.P. 03700, CIUDAD DE MÉXICO,
TELÉFONO: (55) 47746500
CORREO: gabriela.gonzalez@cnh.gob.mx
P R E S E N T E

CNH Comisión Nacional de Hidrocarburos
OFICIALIA DE PARTES
22 AGO 2016
RECIBIDO
Anexos
SI [ ] NO [X]
HORA: 09:06 a.m.

Asunto: Opinión favorable sobre la Administración de Riesgos del Plan Provisional.

En alcance a nuestro similar ASEA/UGI/DGGEERC/0751/2016 de fecha 22 de julio de 2016, recibido el 26 de julio de 2016 en la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en lo sucesivo **COMISIÓN**), y con el propósito de dar atención al oficio 220.1471/2016 y sus anexos de fecha 19 de julio de 2016, recibidos el día 20 de julio de 2016, en la Oficialía de Partes de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en lo sucesivo **AGENCIA**), por medio del cual, en su carácter de Secretaria Ejecutiva de la **COMISIÓN**, solicita opinión sobre aquella documentación faltante y en su caso, aquellas inconsistencias que la Empresa Strata Campos Maduros S.A.P.I. de C.V. (en lo sucesivo **LICITANTE GANADOR**), deberá subsanar para la debida evaluación de la Administración de Riesgos (Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente), incluida en el Plan Provisional del **Área Contractual número 21**, correspondiente al **Campo San Bernardo**.

Al respecto le informo, que derivado de la evaluación realizada a la información presentada por el **LICITANTE GANADOR**, esta **Dirección General de Gestión de Exploración y**

Melchor Ocampo 469, Col. Nueva Anzures, Delegación Miguel Hidalgo, C.P. 11590, Ciudad de México.
Tel: (+52.55) 9126-0100 - www.asea.gob.mx

La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos también utiliza el acrónimo "ASEA" y las palabras "Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente" como parte de su identidad institucional.

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial

Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales

OFICIO No. ASEA/UGI/DGGEERC/0913/2016

Extracción de Recursos Convencionales de la Unidad de Gestión Industrial de la **AGENCIA**, determina que cumple con los requisitos establecidos para la Conformación del Sistema de Administración, de conformidad con los Artículos 13 de la Ley de la **AGENCIA**, 8, 10 y 12 de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la Conformación, Implementación y Autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos (en lo sucesivo **LINEAMIENTOS**).

No omito manifestar, que por tratarse de un Campo con instalaciones operando, el **LICITANTE GANADOR**, deberá presentar ante la **AGENCIA** la solicitud de autorización del Sistema de Administración, conforme a lo establecido en el Artículo Transitorio Cuarto de los **LINEAMIENTOS**.

Sin otro particular, le envío un cordial saludo.

ATENTAMENTE
EL DIRECTOR GENERAL

ING. JUAN RAÚL GÓMEZ OBELE

Por un uso responsable del papel, las copias de conocimiento de este asunto son remitidas vía electrónica.

C.c.p. **Ing. Carlos de Regules Ruiz-Funes.**- Director Ejecutivo de la ASEA. *carlos.regules@asea.gob.mx*
Mtro. Juan Carlos Zepeda Molina.- Comisionado Presidente de la CNH. *zepedajuancarlos@cnh.gob.mx*
Dr. Néstor Martínez Romero.- Comisionado de la CNH. *nestor.martinez@cnh.gob.mx*
Dr. Fausto Álvarez Hernández.- Titular de la Unidad Administrativa Técnica de Asignaciones y Contratos de la CNH. *fausto.alvarez@cnh.gob.mx*
Mtro. Ulises Neri Flores.- Titular de la Unidad Técnica de Extracción de la CNH. *ulises.neri@cnh.gob.mx*
Biol. Ulises Cardona Torres.- Jefe de la Unidad de Gestión Industrial de la ASEA. *ulises.cardona@asea.gob.mx*

IGS / YSSO / CMNO

Melchor Ocampo 469, Col. Nueva Anzures, Delegación Miguel Hidalgo, C.P. 11590, Ciudad de México.
Tel: (+52.55) 9126-0100 - www.asea.gob.mx

La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos también utiliza el acrónimo "ASEA" y las palabras "Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente" como parte de su identidad institucional.