CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico

Programa Provisional del Área Contractual 7 de la Licitación CNH-R02-L03/2016

Licitante Ganador: Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.

Diciembre de 2017

CONTENIDO

I. INTRODUCCIÓN. 3

I.1 DATOS DEL LICITANTE GANADOR 3

I.2 DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL 3

II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN 5

III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO 6

III.1 ANTECEDENTES DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO 7

EXPLORACIÓN 7

DESARROLLO 8

III.2 ACTIVIDADES Y METAS FÍSICAS 8

III.3 TOMA DE INFORMACIÓN O ESTUDIOS 10

III.4 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN 11

III.5 MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS 13

III.6 COMERCIALIZACIÓN 13

III.7 ANÁLISIS ECONÓMICO 13

IV. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PROGRAMA PROVISIONAL 15

V. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS 16

VI. TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADO EL PROGRAMA PROVISIONAL Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL MISMO. 16

VI.1 CONSIDERACIONES 16

VI.1.1 CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 8, FRACCIÓN II DE LOS LINEAMIENTOS ..... **¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.**

VI.1.2 CUMPLIMIENTO DEL NUMERAL 22.5, INCISO H, DE LAS BASES DE LICITACIÓN, EL ARTÍCULO 24 DE LOS LINEAMIENTOS 17

VI.2 RECOMENDACIONES 17

VI.3 DICTAMEN TÉCNICO 18

[redacted]

El presente dictamen se refiere al Programa Provisional del Área Contractual 7 de la Licitación CNH-R02-L03/2016, presentado Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V. (En adelante referido como Licitante Ganador) mediante escrito sin número, recibido en esta Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) el 8 de noviembre de 2017.

I. Introducción.

I.1 Datos del Licitante Ganador

El 14 de julio de 2016 se publicó en el DOF, el Fallo de la Licitación CNH-R02-L03/2016, en el que constan los resultados derivados del Acto de Presentación y Apertura de la Licitación en comento, en el cual, se adjudicó el Contrato correspondiente al Área Contractual 7 (en adelante, "Área Contractual"), a la empresa denominada Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.

I.2 Datos del Área Contractual

Nombre	**Área Contractual 7**
Estados y municipios	Veracruz; Soledad de Doblado, Manlio Fabio Altamirano, Cotaxtla
Superficie	251 km^2
Tipo de hidrocarburo	Aceite Ligero y Gas seco
Fecha de emisión/firma	08/Diciembre/2017
Vigencia	30 años
Tipo de contrato	Modalidad de Licencia
Operadora y socios con porcentaje de participación	Jaguar Exploración y Producción de Hidrocarburos, S.A.P.I. de C.V.
Profundidad para extracción	Sin restricción
Profundidad para exploración	Sin restricción
Yacimientos y/o Campos	Campo Manuel Rodríguez Aguilar y Cópite (área parcial) Formaciones Brecha San Felipe y Guzmantla
Número pozos perforados en el Área	A 2016 se han perforado un total de 19 pozos, 6 son de desarrollo
Colindancias	Colinda con el Campo Miralejos y con el Área Contractual VC – 01 de la Ronda 2 Licitación 3 (al Oeste); y con los campos Copite, Matapionche y con el Área Contractual VC – 03 (al Sur)

Tabla 1. Datos del Área Contractual.
(Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

El Área Contractual 7 (Figura 1) se ubica en el estado de Veracruz, en los municipios de Soledad de Doblado, Cotaxtla y Manlio Fabio Altamirano, aproximadamente a 24 kilómetros al Suroeste del centro del puerto de Veracruz. El área contractual cuenta con una superficie de 251 km^2 respecto a los vértices del polígono delimitador (Figura 2).

Geológicamente se encuentra dentro de la provincia geológica de Veracruz, como parte de un sistema compresivo, el Área Contractual está conformado por bloques cabalgantes sobre sedimentos terciarios, formando anticlinales orientados NW-SE con cierre en ambas direcciones y limitados por fallas inversas, en convergencia al noreste de área.

Dentro del Área Contractual se tienen dos formaciones productoras: el Cretácico Brecha San Felipe para el campo Cópite y el Cretácico Guzmantla para el campo Manuel Rodríguez Aguilar. Así mismo, se ha encontrado la existencia de la formación Orizaba, aún sin probar su potencial productor.

Los campos del área se ubican en el borde occidental de la provincia geológica de Veracruz. El campo Manuel Rodríguez Aguilar está asociado a trampas de tipo anticlinal, producto de la evolución tectónica que generó los bloques cabalgantes característicos del Área Contractual, a profundidades menores a los 3200 m. Esta área está más relacionada con producción de gas que de aceite, sin embargo, antecedentes históricos sugieren notables gastos iniciales de aceite en los pozos Manuel Rodríguez Aguilar-1A y Tejeda-1, con 401 y 150 bpd respectivamente. Con la información disponible se infiere que hay oportunidades exploratorias dentro del Área Contractual 7.

Figura. 1. Ubicación geográfica Área contractual 7.
(Fuente CNH).

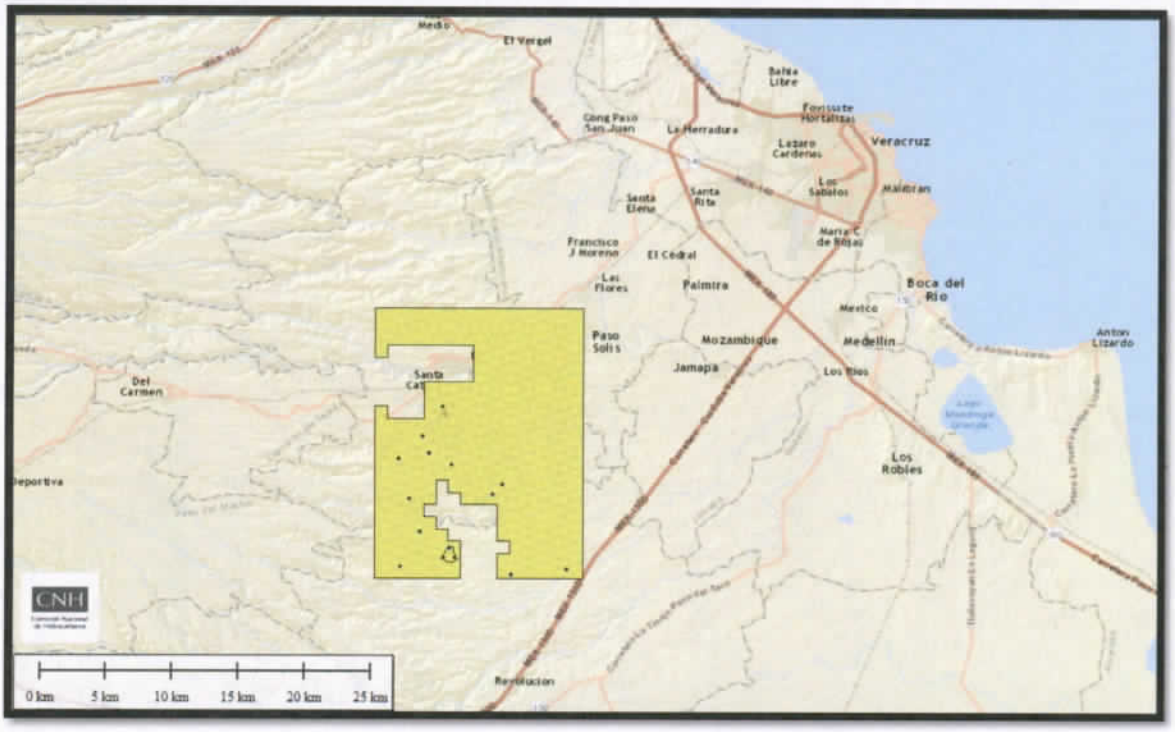

Figura 2. Localización, vértices y pozos del Área Contractual 7.
(Fuente CNH con datos del Licitante Ganador).

Las coordenadas del Polígono interior y exterior, que son los límites del Área Contractual, se encuentran definidas en el Anexo I del Contrato de Exploración y Extracción que se celebrará entre la Comisión y el Licitante Ganador.

II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen del Programa Provisional propuesto por el Licitante Ganador, involucró la participación de la Dirección General de Dictámenes de Extracción (en adelante, DGDExt) y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, ambas de esta Comisión. Además, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), es la autoridad competente para evaluar el Programa de Administración de Riesgos, el cual forma parte del Sistema de Administración de Riesgos.

La figura 3 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto al Programa Provisional presentado por el Licitante Ganador. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0060/2017 de la DGDExt de esta Comisión.

Figura 3. Etapas del proceso de evaluación, dictamen y resolución del Programa Provisional.

III. Criterios de evaluación utilizados y aplicados en el dictamen técnico

La evaluación del presente Programa Provisional se realizó en términos del artículo 24 de 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 (en adelante, Lineamientos) y el Anexo 6 denominado "Guía para los Planes Provisionales", en atención a lo siguiente:

- El Programa Provisional fue presentado por el Licitante Ganador 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 un programa provisional, el cual será evaluado por la Comisión conforme a la normativa aplicable, el cual deberá incluir al menos:

    i. Una propuesta de actividades que permitan dar continuidad operativa a las actividades de Extracción en el Campo durante el primer Año (12 meses) a partir de la Fecha Efectiva y,

    ii. Definir los procedimientos de entrega y recepción de Hidrocarburos en el Área Contractual de conformidad con la Normatividad Aplicable.

- Los Lineamientos resultan ser la normativa aplicable, ya que regula en el artículo 24 a los Planes Provisionales.

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

- Los Programas 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 Programas 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 de evaluar que el Programa Provisional presentado por el Licitante Ganador permita lograr la continuidad operativa dentro del Área Contractual, cuya vigencia no podrá ser mayor de un año (12 meses) con prórroga no mayor a un tercio (4 meses) del plazo otorgado originalmente, a solicitud del operador petrolero.

III.1 Antecedentes de exploración y desarrollo

El Área Contractual se divide en 2 formaciones principalmente: Brecha San Felipe y Guzmantla, ambas de edad cretácica superior. Se distingue el hecho de que en el horizonte terciario no se ha registrado producción particularmente en los pozos de la presente Área Contractual, sin embargo, existen campos productores análogos a la presente Área Contractual en Terciario, prácticamente en toda la provincia geológica de Veracruz.

Formación	Campos
San Felipe	Cópite
Guzmantla	Manuel Rodríguez Aguilar

Tabla 2. Campos pertenecientes al Área Contractual.
(Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

Exploración

El primer pozo perforado dentro del Área Contractual fue el pozo Tamarindo-1 de 1956, el pozo más reciente es Copite-95 perforado en 2008 que resultó productor de gas húmedo en la formación San Felipe. Se resume en la tabla 3 los resultados de las campañas de exploración en las distintas épocas del Área Contractual 7.

Área 7 R2L3 Pozo	Época	Resultado
Tamarindo-1	1950 – 1960	Productor de aceite y gas
Jamapa-1, Jamapa-2	1970 – 1975	improductivos agua salada
Manuel Rodriguez Aguilar-1, 1A, 2 y 11, Bravo-1, Capulines-1 y 2, Río Amazonas-1, Indio-1,	1975 – 1980	Accidente mecánico, productor de aceite y gas, improductivo agua salada, improductivo, improductivo agua salada, improductivo seco (2), improductivo agua salada (2)
Dos matas-1	1980 - 1990	Improductivo seco

Tejeda-1, Chilpaya-1, Copite-92, Copite-93 Copite-94, Copite-95	2000 - 2010	Productor de gas, productor de gas y condensado (3), improductivo seco, productor de gas húmedo

Tabla 3. Resultados de los pozos para las campañas de exploración por época. (Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

Desarrollo

La producción de Manuel Rodríguez Aguilar inició en junio de 1976 con el pozo Manuel Rodríguez Aguilar-1A. Su producción en el primer aforo fue de 401 bpd de aceite y 0.017 mmpcd. Su máxima producción se dio en el mes de febrero de 1992 con una producción 174 bpd. Fluyó de manera intermitente hasta el mes de septiembre de 1980. Posterior a esto, tuvo otro periodo de flujo que abarcó de febrero de 1992 a agosto de 1998; en este periodo de flujo, en enero de 1995, comenzó a producir agua. Se reactivó en julio de 2012, cerrándolo definitivamente en abril de 2013. Su producción acumulada fue de 179,770 bls, 16.98 mmpc y 15,514 bls de agua.

Posteriormente, en el campo Manuel Rodríguez Aguilar, se perforaron los pozos Manuel Rodríguez Aguilar – 11 resultando improductivo y el Manuel Rodríguez Aguilar – 2 resultando invadido de agua salada, actualmente estos pozos se encuentran taponados. Como parte del desarrollo del campo Cópite, se perforaron los pozos Cópite – 54 y 56 (Fuera del Área contractual ambos) entre los años 1979 y 1981, resultando productores de aceite y gas. Hasta 2003 se vuelve a perforar en el área, continuando el desarrollo de la formación San Felipe con los pozos Cópite – 92 y 95 resultando productores de aceite y gas, mientras que el Cópite – 94 resultó improductivo seco.

III.2 Actividades y metas físicas

El objetivo principal del Programa Provisional para el Área Contractual 7, es asegurar la continuidad operativa de las actividades de producción de los pozos con producción reportada a la fecha, así como la optimización de los mismos. Efectuando para esto actividades como: toma de información, realización de estudios de yacimiento, estudio de optimización de redes de producción, evaluación de la integridad de las instalaciones superficiales y de pozos, reparaciones menores a pozos entre otras, para mantener la declinación que experimentan. Adicionalmente se evaluará la reapertura de pozos de acuerdo con el análisis de la información recabada durante la ejecución del plan provisional.

Las actividades y metas físicas que el Licitante Ganador tiene contempladas a realizar durante el periodo del Programa Provisional son las siguientes:

- Con respecto a Geología y Geofísica, se ejecutará una reinterpretación sísmica de detalle, así como estudios estratigráficos y petrofísicos
- Elaboración de un programa de seguridad y medio ambiente (línea base ambiental y manifiesto de impacto social), así como auditoría ambiental que involucra la evaluación del sitio del Área Contractual y manejo y disposición de residuos de producción
- Mantenimiento de sistemas contra incendio y sistemas de detección de gas y fuego

- Actividades generales tales como Revisión y visita de pozos, mantenimiento a las vías de acceso, mantenimiento a ductos, calibración, vigilancia, aforos a boca de pozo
- Análisis de redes de producción e inspecciones en sitio

Para los pozos abiertos, con un potencial de permanecer en producción al momento de la toma del área contractual por parte del Licitante Ganador (Copite-92, Copite-95 y Chilpaya-1), se ejecutarán las siguientes actividades:

- Registros de presión de fondo cerrado, registros de producción, pruebas de incremento, pruebas de decremento, análisis de curva de oferta del yacimiento, cálculo de reservas
- Cromatografía de gases, adquisición e instalación de equipos de medición, prueba de integridad de pozos y limpiezas

La secuencia cronológica que seguirá el Licitante Ganador para el desarrollo de las actividades, se tendrá un Kit para derrames, mantenimiento a ductos, calibración, aforos a boca de pozo, cromatografía de gases y mantenimiento a vías de acceso bimestralmente. Se adquirirán e instalarán equipos de medición para el Cópite-95 y la macropera Chilpaya-1, así como la revisión y visita de pozos en el primer mes del Programa Provisional. Las tareas, con excepción del kit para derrames, mantenimiento a vías de acceso y equipos de medición e instalación de los mismos serán ejecutadas de manera consecutiva con frecuencia mensual para la vigencia del Programa Provisional.

La tarea de actualización de isométricos de instalaciones de producción será completada en el segundo mes del Programa Provisional.

La tarea de reinterpretación sísmica de detalle, así como estudios estratigráficos y petrofísicos con adquisición de información será concluida en el tercer mes del Programa Provisional

En el cuarto mes, se planifica el término del cálculo de reservas y estimaciones de producción, con la subtarea de revalidación de reservas. En el quinto mes, se planifica el término del Estudio de línea base ambiental, Manifestación de impacto social, autorizaciones y permisos.

En el sexto mes iniciarán las inspecciones en sitio, que involucran el manejo y disposición de residuos de la producción, pruebas de integridad de pozos (Cópite-92, Cópite-95 y Chilpaya-1) desde el sexto mes hasta el fin del Programa Provisional (mes 12). Se completará la corrida del primer registro de producción en el pozo Cópite-92 y se realizará una prueba de decremento en el mismo pozo.

En el séptimo mes se completará el Mantenimiento de sistemas contra incendio y sistemas de detección de gas y fuego, se completará la corrida del primer registro de producción en el pozo Chilpaya-1, se realizará una prueba de decremento en el mismo pozo y por último, se realizará una prueba de incremento en el pozo Cópite-92. Así mismo se ejecutarán limpiezas a los pozos Cópite-92, Cópite-95 y Chilpaya-1.

En el octavo mes, se correrá un registro de producción en el pozo Cópite-95, una prueba de incremento en el pozo Chilpaya-1, una prueba de decremento en el pozo Cópite-95, análisis de curva de oferta del yacimiento del pozo Cópite-92. Se completará el análisis de redes de producción del Área Contractual 7.

En el noveno mes se ejecutará un Registro de presión en fondo cerrado en el pozo Copite-92, una prueba de incremento en el pozo Cópite-95, un análisis de curva de oferta del yacimiento del pozo Chilpaya-1.

En el décimo mes se ejecutará un Registro de presión en fondo cerrado en el pozo Chilpaya-1, un análisis de curva de oferta del yacimiento del pozo Cópite-95.

En el onceavo mes se ejecutará un Registro de presión en fondo cerrado en el pozo Cópite-95. En el doceavo mes se ejecutarán adecuaciones menores a instalaciones en el Área Contractual 7.

En términos generales, se señala que el conjunto de actividades propuestas y de acuerdo con el cronograma planteado, presenta una secuencia adecuada, a fin de alcanzar los objetivos planteados. Asimismo, se señala que las actividades propuestas logran el objetivo principal de dar continuidad de operación y producción al Área Contractual que se entrega con al menos tres pozos produciendo al Licitante Ganador.

III.3 Toma de información o estudios

El Licitante Ganador en la ejecución del Programa Provisional propone en términos generales, el adquirir información de registros geofísicos de pozo, revisión de expedientes y actualización de la información, levantamiento de isométricos de la infraestructura del Área Contractual, ejecución de pruebas de producción, pruebas de integridad a la tubería de producción, estudios de integridad de pozos, medición de presiones y temperatura de pozos, inspección de ductos en el Área Contractual y estudios de cromatografía de gases.

El objetivo de dicha adquisición de información y la realización estudios de los campos productores es evaluar el potencial de posibles reparaciones menores. La propuesta de toma de información contempla los siguientes elementos:

- Adquisición de registros geofísicos de pozo en la CNIH para complementar la información del Cuarto de Datos.
- Revisión de expedientes y actualización de información. Con el objetivo de identificar las oportunidades actuales en el campo, así como complementar la información de pozos incorporados al Área Contractual de acuerdo el Inventario de Activos al 22 de septiembre de 2017, incluyendo al Cópite – 93 (actualmente produciendo) dentro de estos pozos.
- Levantamiento de isométricos de la infraestructura del Área Contractual. Con la finalidad de conocer las instalaciones y realizar propuestas optimizadas de puntos de medición y venta.
- Pruebas de producción. Con el propósito de conocer el aporte de cada pozo productor, se propone la ejecución de al menos una prueba de producción una vez al año. Esta medida aplica para los pozos Cópite-92, Cópite-95 y Chilpaya-1.

- Pruebas de integridad a la tubería de producción. Incluyendo calibración, en el caso de los pozos que estén terminados con tubería de producción.
- Estudios de integridad de pozos. Para verificar la posibilidad de intervenciones que optimicen la producción.
- Estudios de integridad mecánica a la infraestructura para corroborar la condición operativa segura de la instalación en superficie.
- Medición de presiones y temperatura de pozos. Para conocer el comportamiento de presión, ajustar índices de productividad y generar datos para estudios posteriores.
- Inspección de ductos en el Área Contractual. Se realizará un estudio de las condiciones de los ductos asociados a los pozos que se encuentren produciendo durante la vigencia del plan provisional y los pozos que derivado de un estudio se determinen con potencial de reactivación, identificando y documentando los puntos críticos en el proceso. Este proceso está incluido en el mantenimiento de ductos.
- Estudios de cromatografía de gases. Para determinar las características de los hidrocarburos producidos y la compatibilidad de la incorporación de corrientes.

Los puntos de medición provisional serán a la salida del Cabezal Chilpaya-1 donde fluyen los pozos Cópite-92, Cópite-93 y Chilpaya-1 y en el caso del Cópite-95 se medirá a boca de pozo. Con esta toma de información se espera realizar las actividades siguientes:

- Estudios estratigráficos y sedimentológicos.
- Caracterización de fluidos.
- Análisis de curva de oferta del yacimiento, para ajuste de índices de productividad.
- Caracterización del campo. Con un alcance preliminar para proporcionar una visualización de oportunidades en los pozos existentes del Área Contractual.
- Análisis de redes de producción. Optimizar y maximizar el flujo de producción en superficie.
- Diseño de instalaciones en superficie y ductos de manera conceptual. Así como adecuaciones menores de instalaciones terrestres en caso de que sea necesario.

III.4 Pronóstico de producción

El pronóstico de producción presentado por el Licitante Ganador para el periodo de 12 meses de duración del Programa Provisional, se realizó teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se utilizó la historia de producción por asignación disponible públicamente para definir una tendencia de producción para efectuar un análisis de curvas de declinación y elaborar un pronóstico de producción.
- Se utilizó el historial de producción corresponde a la porción del Campo Cópite dentro del Área Contractual y a la totalidad del Campo Manuel Rodríguez Aguilar, cuya área pertenece en su totalidad al Área Contractual.
- Fue considerado así mismo, el hecho de que de acuerdo con datos obtenidos de la visita a campo, se conoce que el pozo Chilpaya – 1 tiene una producción de 0.5 mmpcd a julio de 2017.

- El pronóstico de producción del Área Contractual 7 está conformado por la suma de los pronósticos de producción de los pozos oficialmente productores en el área, los cuales son Cópite – 92, 93, 95 y el Chilpaya – 1.
- El pozo Cópite – 95 tiene una declinación exponencial calculada con una tasa anual del 25%. Por otro lado, los pozos Cópite-92 y 93 no presentan una tendencia de producción en los reportes oficiales que permitan obtener un pronóstico de producción.
- En consecuencia y para efectos de elaboración de un pronóstico, se utilizó la tasa de declinación del pozo más cercano el cual es el Copite-95. Este procedimiento también fue utilizado para el pronóstico de producción del Chilpaya – 1 del cual se reporta un gasto de producción de 500 mpcd a julio de 2017, de acuerdo con la visita a campo
- Bajo estas condiciones, el escenario generará una producción acumulada de 0.95 mmmpc. Este volumen acumulado únicamente se considera que está drenando la reserva 1P.

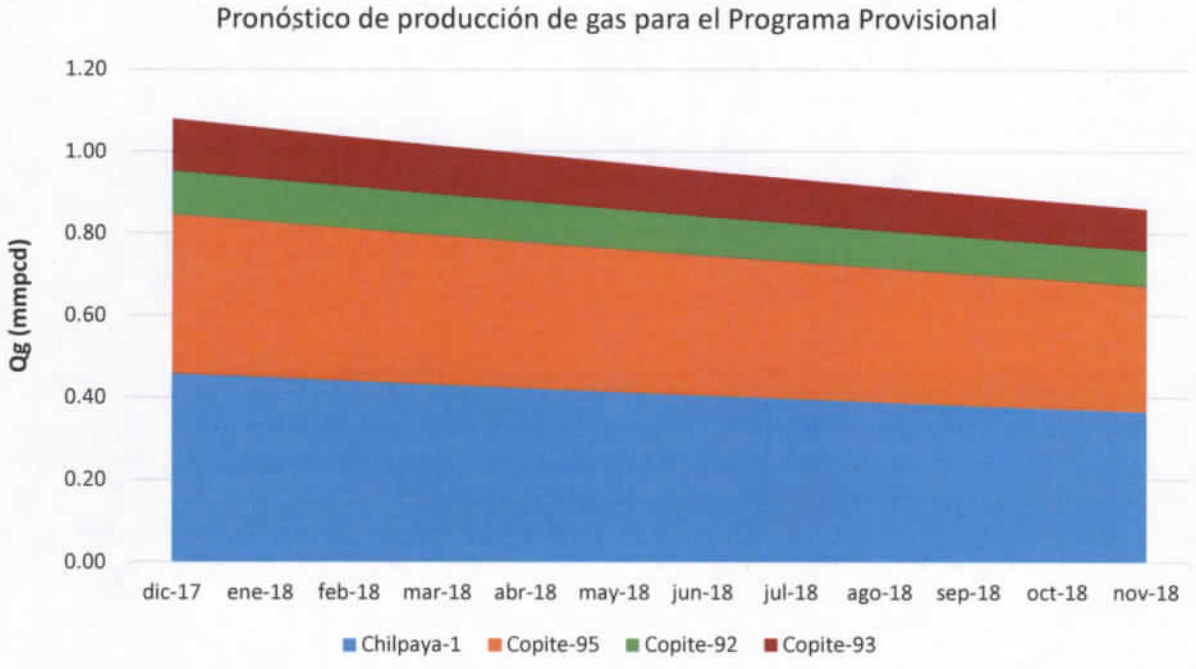

Figura 4. Pronóstico de producción de gas para el Programa Provisional.
(Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

Pozo	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Cópite-92	***0.11***	***0.10***	***0.10***	***0.10***	***0.10***	***0.10***	***0.09***	***0.09***	***0.09***	***0.09***	***0.09***	***0.08***
Cópite-93	***0.13***	***0.12***	***0.12***	***0.12***	***0.12***	***0.11***	***0.11***	***0.11***	***0.11***	***0.10***	***0.10***	***0.10***
Cópite-95	***0.39***	***0.38***	***0.37***	***0.36***	***0.36***	***0.35***	***0.34***	***0.33***	***0.33***	***0.32***	***0.31***	***0.31***
Chilpaya-1	***0.46***	***0.45***	***0.44***	***0.43***	***0.42***	***0.41***	***0.41***	***0.40***	***0.39***	***0.38***	***0.37***	***0.37***
Producción de gas, mmpcd	*1.08*	*1.06*	*1.04*	*1.01*	*0.99*	*0.97*	*0.95*	*0.93*	*0.91*	*0.90*	*0.88*	*0.86*
Producción acumulada, mmmpc	*0.03*	*0.07*	*0.09*	*0.12*	*0.15*	*0.18*	*0.21*	*0.24*	*0.27*	*0.29*	*0.32*	*0.35*

Tabla 4. Pronóstico de producción de gas para el Programa Provisional
(Fuente: Licitante Ganador).

III.5 Medición de Hidrocarburos

Para el desarrollo e implementación del Sistema de Gestión y Gerencia de Medición, como compromiso contractual y en cumplimiento a los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH), serán considerados los siguientes elementos principales:

- Bitácora de registro
- Programa de diagnóstico
- Competencias técnicas
- Indicadores de desempeño
- El responsable oficial en Turno

Con la finalidad de continuar la operación dentro del Área Contractual, el Licitante Ganador dentro del programa provisional presentado manifestó una propuesta inicial para llevar a cabo la medición de líquidos y gases de manera estática y dinámica.

Respecto a los procedimientos de entrega y recepción de Hidrocarburos en el Área Contractual previstos en el numeral 22.5, inciso h) de las Bases de Licitación, se advierte que el 23, 29 de noviembre y 1 de diciembre, el Licitante Ganador presentó a la Comisión un Acuerdo celebrado con Pemex Exploración y Producción (en adelante PEP), mediante el cual se acordó la Medición de los Hidrocarburos del Área Contractual a través del Punto de Medición provisional identificado en el referido Acuerdo, así como información adicional, a fin de determinar los mecanismos de la medición del volumen, calidad y precio de los Hidrocarburos, en términos del artículo 42, párrafo segundo, de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos. Dicha información se encuentra actualmente en trámite por lo que la misma está sujeta a evaluación por parte de esta Comisión.

III.6 Comercialización

El Licitante Ganador indicó que en la estrategia de Comercialización de los Hidrocarburos producidos en el Área Contractual, tendrán como cliente a PEP, durante la vigencia del Programa Provisional y que, a su vez, celebrarán con éste el convenio de Compra-Venta respectivo.

III.7 Análisis económico

De acuerdo con la información presentada por el Licitante Ganador, el monto para llevar a cabo las actividades que se describen en el Plan Provisional, estima una inversión de 1,060.3 mil dólares y por concepto de gastos de operación, 677.1 mil dólares, dando un total de 1.7 millones de dólares en su Presupuesto para el Plan Provisional.

De acuerdo con la información presentada por el Licitante Ganador, el Presupuesto relacionado al Programa Provisional, es el que se encuentra en la Tabla 5. Así mismo, las Figuras 5 y 6 representan las proporciones que abarca cada Sub-actividad petrolera en cada Actividad del presupuesto.

i. Descripción

Actividad Petrolera	Sub-Actividad	2017	2018	Presupuesto
Desarrollo	Geofísica	$15,000.00	$30,000.00	$45,000.00
	Geología	$30,000.00	$60,000.00	$90,000.00
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	$43,800.00	$214,000.00	$257,800.00
Producción	General	$73,725.52	$603,402.07	$677,127.59
	Ingeniería de Producción	$0.00	$370,500.00	$370,500.00
	Ingeniería de Yacimientos	$750.00	$28,250.00	$29,000.00
	Otras Ingenierías	$7,500.00	$7,500.00	$15,000.00
	Construcción de instalaciones	$60,000.00	$100,000.00	$160,000.00
	Intervención de pozos	$0.00	$54,000.00	$54,000.00
	Operación de Instalaciones de Producción	$0.00	$1,000.00	$1,000.00
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	$0.00	$38,000.00	$38,000.00
Total		**$230,775.52**	**$1,506,652.07**	**$1,737,427.59**

Tabla 5. Inversiones y gastos de operación asociados al Programa Provisional (Montos en dólares de Estados Unidos). (Fuente: Licitante Ganador).

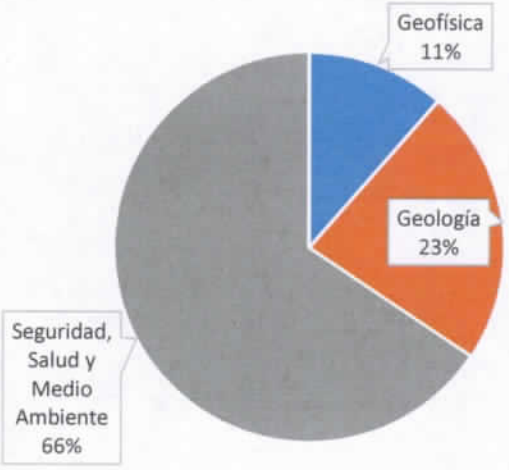

Figura 5. Distribución de las inversiones y gastos de operación de la Actividad Petrolera: Desarrollo (Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

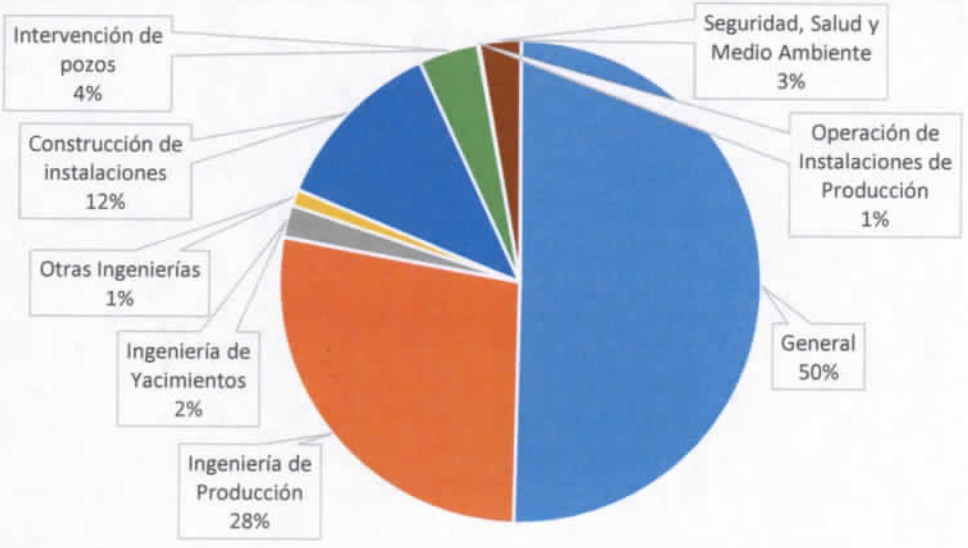

Figura 6. Distribución de las inversiones y gastos de operación de la Actividad Petrolera: Producción (Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

De la información anterior, se observa que el Programa de Inversiones presentado por el Licitante Ganador detalla los costos asociados a cada una de las actividades programadas dentro del Plan Provisional, y de conformidad con el Catálogo de Costos establecido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

IV. Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa y métricas de evaluación del Programa Provisional

El Licitante Ganador identificó los indicadores de desempeño que permitirán la evaluación de la eficiencia operativa del Programa Provisional. De acuerdo con las actividades e inversiones del Programa Provisional del Área Contractual, la Comisión está de acuerdo en que, la revisión y evaluación de la eficiencia operativa estará basada en la medición de los conceptos mostrados en la tabla 9, toda vez que fueron propuestos en términos del apartado II.9 Indicadores clave de desempeño previstos en el Anexo VI de los Lineamientos.

Característica	***Producción***	***Gasto de operación***	***Contenido Nacional***
Meta	*Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado*	*Porcentaje de desviación del gasto de producción real con respecto al programado en un tiempo determinado*	*Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado.*
Unidad de medida	*Porcentaje de desviación*	*Porcentaje de desviación*	*Porcentaje de desviación*

Fórmula	$DPA = \frac{PA_{real} - PA_{plan}}{PA_{plan}} * 100$	$DGO = \frac{GO_{real} - GO_{plan}}{GO_{plan}} * 100$	$DCN = \frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	*Mensual*	*Trimestral*	*Trimestral*
Periodo de reporte a la comisión	*Mensual*	*Trimestral*	*Trimestral*

Tabla 6. Indicadores de desempeño
(Fuente: Licitante Ganador).

V. Sistema de Administración de Riesgos

Mediante el oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1116/2017 del 15 de noviembre de 2017, la Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales de la ASEA, informó que el Licitante Ganador, presentó su solicitud de Registro de la Conformación de su Sistema de Administración y otorgamiento de la Clave Única de Registro del Regulado (CURR) el día 03 de noviembre de 2017, mismo a que a la fecha del oficio anteriormente citado se encuentra en evaluación técnica de acuerdo a los plazos establecidos en 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.

La Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente al Programa Provisional, sin perjuicio de la obligación del Licitante Ganador de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en los Planes aprobados por la Comisión.

VI. Términos en los que es aprobado el Programa Provisional y métricas de evaluación del mismo.

VI.1 CONSIDERACIONES

El Programa Provisional resulta técnicamente viable en atención al objetivo del mismo, toda vez que conforme a las actividades propuestas permitirá dar continuidad operativa al Área Contractual, mismas que podrían iniciarse durante el periodo de transición conforme a los procedimientos y normatividad aplicable, en el entendido de que el objetivo principal de dichas actividades es acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país, elevando el factor de recuperación y obteniendo el volumen máximo de hidrocarburos, mediante la utilización de la tecnología más adecuada para el Área Contractual, promoviendo el desarrollo de las actividades de extracción de hidrocarburos en beneficio del país, y procurando el aprovechamiento del gas natural al 100%, siendo que este es el hidrocarburo el principal producto dentro del Área Contractual, con lo que se da cumplimiento al Artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

La continuidad operativa no sólo comprende las actividades relacionadas con las actividades asociadas a la producción de los hidrocarburos, sino también lo correspondiente a la toma de información, así como mantenimiento de las instalaciones de producción asociadas a los pozos productores.

VI.1.1 Cumplimiento del numeral 22.5, inciso h, de las Bases de Licitación, y el artículo 24 de los Lineamientos.

El Programa Provisional presentado tiene por objeto el garantizar la continuidad operativa de las actividades de producción en el Área Contractual, así como también dando cumplimiento con los Artículos 8 y 42 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

VI.2 RECOMENDACIONES

Derivado del análisis técnico al Programa Provisional presentado, se emiten las siguientes recomendaciones:

- Con la información disponible se infiere que hay oportunidades exploratorias dentro del Área Contractual 7, derivado de los éxitos geológicos de la provincia geológica.

- Se recomienda un énfasis en la porción sur del Área Contractual para posteriores programas de actividades, derivado de la respuesta del pozo Manuel Rodríguez Aguilar-1A, el cual tuvo un importante gasto inicial de aceite y producción acumulada importante.

- En consecuencia de que tres adquisiciones sísmicas diferentes cubren parcialmente el área contractual, se recomienda evaluar la posibilidad de unificar las adquisiciones en un solo proyecto, con el fin de homologar, actualizar y enfocar a los objetivos geológicos, con y así obtener una caracterización de yacimientos con mayor definición y preparar los datos para procesos más complejos (atributos especiales, inversión sísmica) para la delineación de posibles prospectos exploratorios, con una menor incertidumbre.

VI.3 DICTAMEN TÉCNICO

Con base en las consideraciones anteriores, la Dirección General de Dictámenes de Extracción y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica emiten el presente dictamen técnico en sentido favorable respecto al Programa Provisional asociado al Área Contractual 7 de la Licitación CNH-R02-L03/2016, respecto a las actividades propuestas, toda vez que, de acuerdo al numeral 22.5, inciso h, de las Bases de Licitación, y el artículo 24 de los Lineamientos, así como del Artículos 8 y 42 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, permitirá dar continuidad operativa al Área Contractual, en el entendido de que el objetivo principal de dichas actividades es obtener información de los pozos ubicados dentro del Área Contractual y de las instalaciones existentes en ella.

De acuerdo al Plan, el Licitante Ganador busca obtener los datos y el conocimiento adecuado de los yacimientos mediante la toma de información en los pozos. Cabe mencionar que, con base en los resultados de las actividades del periodo del Programa Provisional, el Licitante Ganador tendrá información técnica que permita plantear posteriormente un esquema de evaluación y desarrollo del Área Contractual.

El Licitante Ganador tiene contemplado incrementar durante el periodo del Programa Provisional un 0.73 % el factor de recuperación de gas, para así terminar el Programa provisional con 10.71% de Factor de Recuperación de Gas con respecto al volumen original del Área Contractual. Asimismo, se distingue una declinación de producción del 25% AE al ejecutar el mantenimiento operativo los pozos, así como a los equipos asociados a las instalaciones de producción.

Del contenido del Programa Provisional se indica que éste fue estructurado y elaborado con base en el uso de la tecnología empleada previamente, la cual se adecua técnicamente a las condiciones del Área Contractual, siendo que ésta permitirá asegurar una continuidad operativa y de producción.

Se estima que la estrategia planteada presenta bases técnicas aptas, así como un programa de inversiones acorde con las actividades propuestas para la consecución de dichos objetivos, sentado las bases, a través de un programa de actividades consistente con los alcances definidos en el mismo para una continuidad operativa y de producción del Área Contractual.

Dado que el Área Contractual es productora de gas no asociado, el Licitante Ganador plantea un aprovechamiento del 100% del gas producido, siendo este hidrocarburo el principal producto dentro del Área Contractual durante el Programa Provisional. Es importante destacar el potencial histórico de producción de aceite disponible, el cual precisa el hecho que hasta junio 2016, se reporta una producción acumulada de aceite de 179 mbls para el Área Contractual 7.

Previo a iniciar las actividades de desarrollo y producción de hidrocarburos, el Licitante Ganador deberá contar con la aprobación del Punto de Medición Provisional, el cual no es materia del presente Dictamen.

Con la finalidad de dar cumplimiento con el artículo 42 de los LTMMH y contar con las aprobaciones correspondientes para asegurar la medición de los hidrocarburos producidos en el área contractual, el Licitante Ganador presentó la propuesta de Punto de Medición Provisional cuya evaluación, y en su caso, aprobación, no es materia del presente Dictamen.

Dicho lo anterior, se emite el presente Dictamen en sentido favorable en relación al Programa Provisional, el cual tendrá una vigencia de 12 meses a partir de la fecha efectiva del Contrato de Exploración y Extracción que se celebre entre la Comisión y el Licitante Ganador.

Elaboró

Ing. Alan Isaak Barkley Velasquez
Director de Área

Validó

Ing. Maria Guadalupe Galicia Muñoz
Directora General Adjunta

Autorizó

Mtro. León Daniel Mena Velázquez
Titular de la Unidad Técnica de Extracción

Anexo: Programa Provisional asociado al Área Contractual 7 de la Licitación CNH-R02-L03/2016