



**Dictamen técnico**  
**Programa de Evaluación**  
**Contrato: CNH-R02-L03-TM-01/2017**  
**Contratista: Jaguar Exploración y Producción**  
**2.3, S.A.P.I de C.V.**

Febrero 2019



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

Handwritten signature and initials in blue ink, including the number "777" and a stylized signature.

## Contenido

I.	DATOS GENERALES DEL CONTRATISTA, TÉRMINOS Y CONDICIONES DEL CONTRATO.....	3
I.1	DATOS DEL CONTRATISTA.....	3
I.2	DATOS DEL CONTRATO.....	3
I.3	DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL.....	4
I.4	DATOS DEL ÁREA DE EVALUACIÓN.....	5
II.	RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN, EVALUACIÓN Y DICTAMEN.....	6
III.	CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO.....	7
III.1	RESEÑA DE ACTIVIDADES EXPLORATORIAS QUE LLEVARON AL DESCUBRIMIENTO EN EL ÁREA CONTRACTUAL.....	8
III.2	ACTIVIDADES PROPUESTAS EN EL PROGRAMA DE EVALUACIÓN.....	11
III.2.1	ESTUDIOS.....	14
III.2.2	PERFORACIÓN DE PROSPECTOS EXPLORATORIOS.....	15
III.2.3	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DE ALCANCE EXTENDIDO.....	17
III.2.3.1	REPARACIONES MAYORES Y MENORES.....	26
III.2.3.2	MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS.....	28
III.2.3.3	COMERCIALIDAD.....	33
III.4	METAS FÍSICAS DEL PROGRAMA DE EVALUACIÓN.....	34
III.5	PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO.....	35
IV.	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	39
IV.1	DESCRIPCIÓN DE LAS INVERSIONES PROGRAMADAS.....	39
IV.2	RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DEL PROGRAMA DE INVERSIONES.....	42
V.	MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA.....	42
VI.	PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL, CAPACITACIÓN Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA Y SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS.....	43
VII.	TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADO EL PROGRAMA DE EVALUACIÓN.....	44
VI.1	CONSIDERACIONES.....	44
VI.1.2	CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 39 DE LA LEY DE LOS ÓRGANOS REGULADORES COORDINADOS EN MATERIA ENERGÉTICA.....	45
VI.2	DICTAMEN TÉCNICO.....	46

*Handwritten signature and initials in blue ink.*

777

El presente dictamen se refiere al Programa de Evaluación (en adelante, Programa) asociado al Contrato CNH-R02-L03-TM-01 (en adelante, Contrato), presentado por Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V. (en adelante, Contratista) para aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión), respecto a la reevaluación de los descubrimientos Miguel Hidalgo, Gutiérrez Zamora y Vicente Guerrero (en adelante, Descubrimientos), localizados en la porción norte del Área Contractual TM-01 (en adelante, Área Contractual), recibido en esta Comisión el 29 de agosto de 2018, así como el alcance recibido el 05 de febrero de 2019.

## I. Datos generales del Contratista, Términos y Condiciones del Contrato

### I.1 Datos del Contratista

El Contratista es Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V., representado por [REDACTED] es una sociedad mercantil constituida<sup>1</sup> y con personalidad jurídica de conformidad con las leyes de México.

El responsable del Programa de Evaluación es el [REDACTED] Director<sup>2</sup> de Desarrollo de Negocios.

### I.2 Datos del Contrato

El Contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017 para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos Convencionales Terrestres bajo la modalidad de Licencia, se celebró el 8 de diciembre de 2017 (Fecha Efectiva), entre la Comisión y el Contratista citado. La vigencia del Contrato es de 30 años 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, sin limitar, las relativas al Abandono y a la indemnización, con forme a la Cláusula 3.1 del citado Contrato.

En relación con la Cláusula 5.2 Programa de evaluación, del Contrato, establece que *"El Programa de Evaluación podrá contemplar la reevaluación de cualquier Descubrimiento dentro del Área Contractual que no haya sido declarado como Descubrimiento Comercial"*

En este sentido, y acorde con lo establecido en la Cláusula 5.2 del Contrato, el Periodo de Evaluación tendrá una duración de hasta veinticuatro (24) meses contados a partir de la aprobación de dicho programa, que de acuerdo a lo estipulado en la Cláusula 5.2 podrá contemplar la reevaluación de cualquier Descubrimiento dentro del Área Contractual que no haya sido declarado como Descubrimiento Comercial. Derivado de lo anterior, el Contratista mediante escrito recibido en esta Comisión el 29 de agosto de 2018, solicito la aprobación del

Programa, que contempla la reevaluación de los descubrimientos Miguel Hidalgo, Gutiérrez Zamora y Vicente Guerrero localizados dentro del Área Contractual.

### I.3 Datos del Área Contractual

El Área Contractual se localiza dentro de la cuenca petrolera Tampico-Misantla, porción terrestre, en el estado de Veracruz (Figura 1). Las coordenadas que limitan el Área Contractual, establecidas en el Contrato, se enlistan en la Tabla 2.

Operador Petrolero	Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V.
Nombre y número de identificación del Contrato	Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos Convencionales Terrestres bajo la modalidad de Licencia; Número de Contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017
Vigencia	30 años a partir de la Fecha Efectiva
Nombre de la provincia petrolera	Cuenca Tampico-Misantla
Superficie	72.393 km <sup>2</sup>
Elevación de Terreno	0 – 150 msnm

Tabla 1 Datos de la Asignación

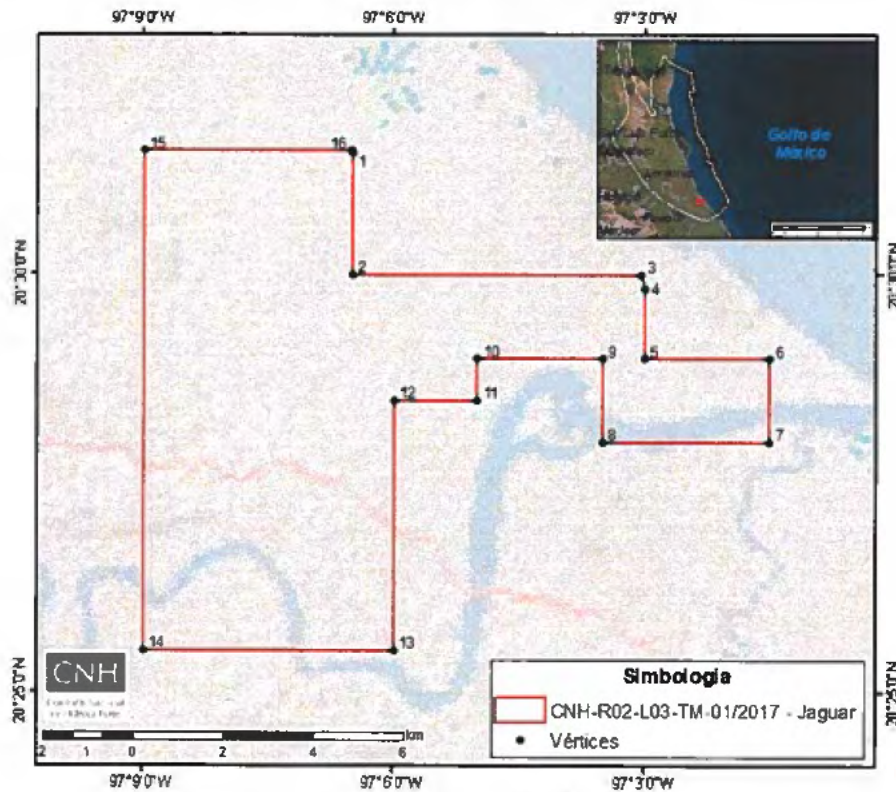


Figura 1. Localización y vértices del Área Contractual

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte	Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	97° 06' 30"	20° 31' 28.22"	9	97° 03' 30"	20° 29' 00"
2	97° 06' 30"	20° 30' 00"	10	97° 05' 00"	20° 29' 00"
3	97° 3' 2' 14"	20° 30' 00"	11	97° 05' 00"	20° 28' 30"
4	97° 03' 00"	20° 29' 49.68"	12	97° 06' 00"	20° 28' 30"
5	97° 03' 00"	20° 29' 00"	13	97° 06' 00"	20° 25' 30"
6	97° 01' 30"	20° 29' 00"	14	97° 09' 00"	20° 25' 30"
7	97° 01' 30"	20° 28' 00"	15	97° 09' 00"	20° 31' 30"
8	97° 03' 30"	20° 28' 00"	16	97° 06' 30.49"	20° 31' 30"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Contractual.

#### 1.4 Datos del área de evaluación

Dentro del Área Contractual se localizan 3 áreas de evaluación, de este a oeste son Gutiérrez Zamora (1956), Vicente Guerrero (1955) y Miguel Hidalgo (1954), para los tres descubrimientos la formación productora es "El Abra", que en general se caracteriza por estar constituida de calizas. En la Tabla 3, se muestran las características generales de las 3 áreas de evaluación.



Tabla 3. Características de los descubrimientos asociados al área de evaluación (Fuente: CNH con información del Contratista).

El área de Evaluación Gutiérrez Zamora se asocia a un paleo-alto topográfico ligado a la cima de [redacted] con dimensiones aproximadas de 1.6 km en dirección NW-SE<sup>4</sup> y 1.36 km en dirección NE-SW, con un relieve aproximado de 70 m. El contacto original de Agua-Aceite se encontraba a 2,068 mbnm (metros bajo nivel del mar), mientras que el contacto actual se calcula a una profundidad de 2,010 mbnm.

El campo maduro Vicente Guerrero es asociado a un paleo-alto topográfico ligado a la cima de [redacted] con unas dimensiones aproximadas de 1.6 km en dirección<sup>5</sup>

3

4

777

5

NW-SE y 1.6 km NE-SW. En este caso el contacto original Agua-Aceite se ubicaba a 2,068 mbnm, el contacto actual se calcula aproximadamente a 2,000 mbnm.

Mientras que el área de evaluación Miguel Hidalgo esta asociada a un alto topográfico con respecto a la cima [REDACTED] con dimensiones aproximadas de 1.86 km en dirección WE y 1.6 km en dirección NS, con un relieve de 100 m. El contacto original Agua-Aceite se encontraba a 2,367 mbnm, mientras que el contacto actual se calcula a aproximadamente a una profundidad de 2,295 mbnm.

En la figura 2 se puede ver la distribución de las áreas de evaluación dentro del Área contractual, así como el pozo descubridor de cada campo.

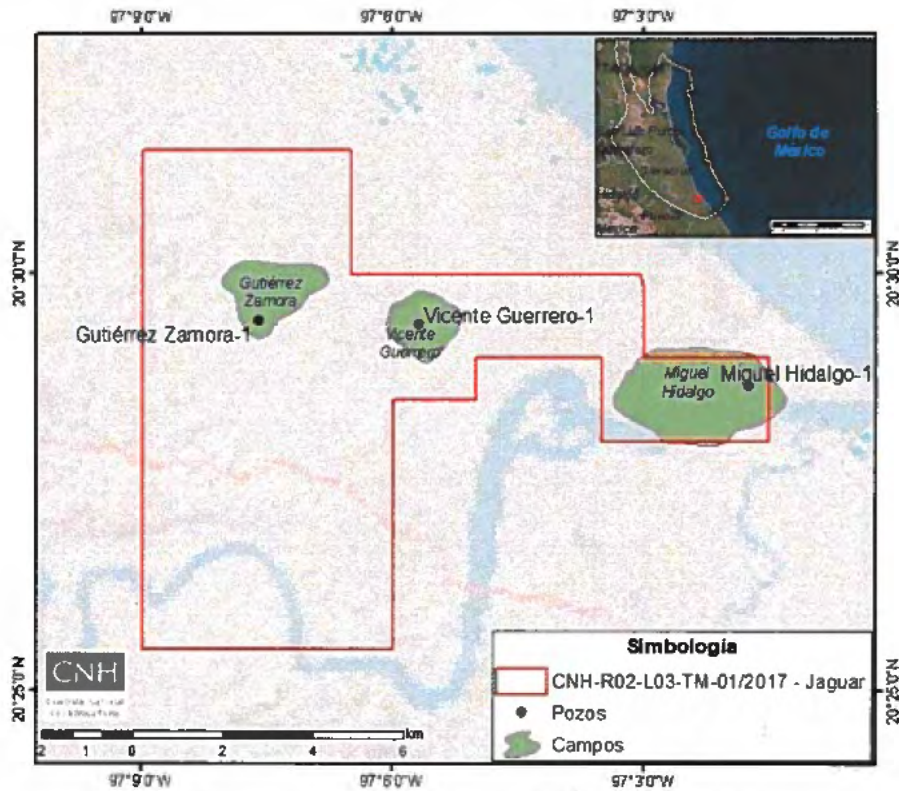


Figura 2. Campos maduros dentro del Área Contractual.

## II. Relación cronológica del proceso de revisión, evaluación y dictamen

El proceso de evaluación técnica y dictamen para el Programa de Evaluación que incluye el Área Contractual involucró la participación de la Dirección General de Dictámenes de Exploración (en adelante, DGDE) y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica (en adelante, DGE) adscritas a esta Comisión. Además, la Secretaría de Economía emitió opinión respecto del porcentaje de Contenido Nacional y del Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología, mientras que la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), se

manifestó con respecto al Programa de Administración de Riesgos, el cual forma parte del Sistema de Administración de Riesgos.

La Figura 3 muestra el diagrama generalizado de la relación cronológica de la evaluación, dictamen y resolución respecto al Programa de Evaluación presentado por el Contratista. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente DGDE.P.047/2018 de la DGDE de esta Comisión.

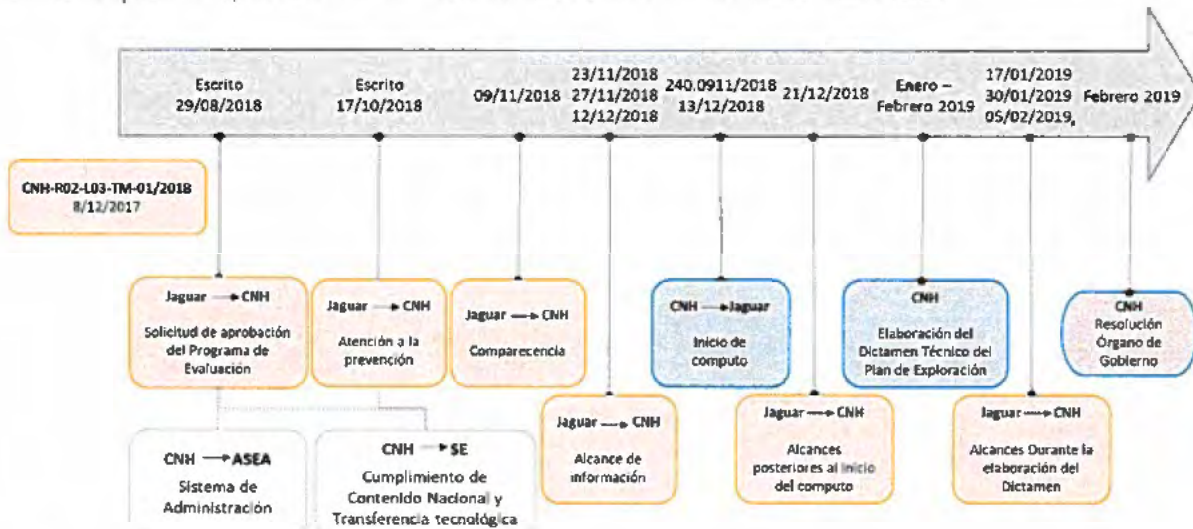


Figura 3. Etapas del proceso de evaluación, dictamen y resolución de la modificación al Plan (Fuente: CNH, 2018).

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

La Comisión consideró los principios y criterios establecidos en 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), en términos del artículo 17, asimismo los requisitos documentales establecidos el Anexo I, numeral 2, apartado VI, esta Comisión observa que el Contratista cumplió con la información necesaria y suficiente en su Programa de Evaluación, así como el Anexo VII, apartado IV, inciso a), mediante el cual se observa que el Contratista presentó y cumplió con la información solicitada en dicho Anexo, lo anterior para la evaluación técnica de la viabilidad de las actividades planteadas y los montos de inversión propuestos en el Programa de Evaluación, lo anterior considerando las características geológico petroleras del Área Contractual.

Por otra parte, se identificó que las actividades que plantea el Contratista, como parte de su Programa de Evaluación, cumplen con lo establecido en el artículo 39, fracciones I, III, IV y VI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, esto es:

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

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

Además, se verificó que el programa fue presentado con el nivel de detalle establecido en el Anexo I, numeral 2, apartado VI y el Anexo VII, apartado IV, inciso a) de los Lineamientos conforme a lo establecido en las Cláusulas 5.1, 5.2, 19.3, 19.5 y Anexo 5 del Contrato.

En relación a la Cláusula 5.2 del Contrato se advierte que el Programa de Evaluación presentado contiene lo siguiente;

- Contempla actividades de evaluación con una duración de hasta 24 meses.
- Considera la extensión completa de las estructuras en las que se realizaron los Descubrimientos (“Áreas de Evaluación”).
- Se elaboró conforme a la Normatividad Aplicable.
- Tiene un alcance suficiente para determinar si los Descubrimientos pueden ser considerados Descubrimientos Comerciales.
- El Programa de Evaluación contempla la reevaluación de tres Descubrimientos dentro del área Contractual que no fueron declarados como Descubrimientos Comerciales.

Por lo que del análisis realizado esta Comisión observa que dicho Programa de Evaluación cumple con los requisitos establecidos en la Cláusula 5.2 del Contrato. Considerando que los campos evaluados son descubrimientos realizados por el Operador anterior y que los mismos fueron explotados durante un periodo de tiempo, y que derivado de la falta de información y calidad de la existente, el Contratista propone la reevaluación de los campos Miguel Hidalgo, Vicente Guerrero y Gutiérrez Zamora.

### **III.1 Reseña de actividades exploratorias que llevaron al Descubrimiento en el Área Contractual**

Dentro del Área Contractual se llevaron a cabo trabajos de sísmica 2D y 3D, además de la perforación de 41 pozos distribuidos dentro del área de evaluación, como se muestra en la Figura 4.

El estudio sísmico Cazonos – Tecolutla 2D del año 1965, llevado a cabo por PEMEX tenía por objetivos evaluar los rasgos estructurales, determinar eventos



correspondientes [REDACTED] con depósitos de arrecifes conocidos y comprobar la correlación de los horizontes sísmológicos [REDACTED]. De las 7 interpretaciones que realizaron lograron concluir que el Horizonte [REDACTED] representa la cima de la caliza [REDACTED]. Cabe mencionar que dentro del área Contractual solo entran dos líneas sísmicas atravesando una pequeña parte al sur de las áreas de evaluación Gutiérrez Zamora aproximadamente 780 metros y Vicente Guerrero aproximadamente 720 metros, la otra línea sísmica atraviesa una parte al oeste del área de evaluación Miguel Hidalgo cubriendo aproximadamente 1.3 kilómetros.

Sobre el estudio sísmico Cazones-Gutiérrez Zamora del año 1973, realizado por PEMEX, tenía por objetivo determinar el probable límite entre los depósitos sedimentarios de la cuenca y los de la plataforma en épocas del [REDACTED] 8 determinar acñamientos dentro de los estratos y comportamiento estructural de la cima del [REDACTED] así como determinar la posición estructural del [REDACTED] 9. A partir de este estudio se identificaron 4 horizontes identificados como: horizonte profundo no identificado. [REDACTED] 10. Finalmente, del total de líneas sísmica solo 6 entran en el Área Contractual, para el campo maduro Gutiérrez Zamora una línea sísmica lo atraviesa cubriendo aproximadamente 1.2 kilómetros, mientras que para el campo Miguel Hidalgo dos líneas sísmicas atraviesan aproximadamente 2.7 kilómetros.

El estudio Sísmico Furbero-Presidente Miguel Alemán-Remolino 3D inicio sus operaciones en 2009 finalizando en 2011, se dividió en 3 bloques (Bloque 1, bloque 2 y bloque 3), el Área Contractual se localiza entre la intersección de los Bloques 2 y 3.

bi  
/ 777  
4

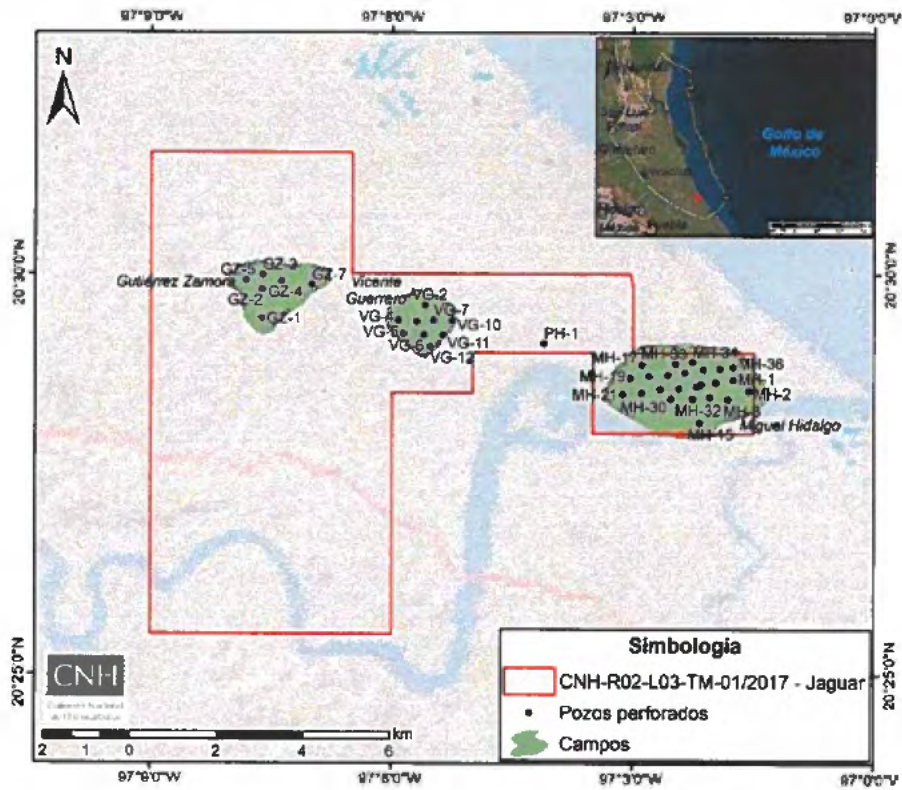


Figura 4. Pozos perforados en el Área Contractual.

El desarrollo de las actividades sísmicas contribuyó a mejorar el conocimiento del subsuelo de esta área, identificando horizontes potenciales. De igual forma, la perforación de diversos pozos exploratorios dentro de las áreas de evaluación dio elementos que llevaron a los descubrimientos.

En el campo Miguel Hidalgo se perforaron 25 pozos, siendo un pozo exploratorio y 24 de desarrollo, del total de pozo 15 se encuentran cerrados y 10 taponados. El pozo que llevo al descubrimiento de esta área fue Miguel Hidalgo-1 en el año 1945, en cual se observaron manifestaciones

[Redacted]

11

En el campo maduro Gutiérrez Zamora se perforaron 6 pozos, de los cuales 2 fueron exploratorios y 4 de desarrollo, del total de pozos actualmente 2 se encuentran cerrados y 4 taponados. Los pozos descubridores son Gutiérrez Zamora-1 y Gutiérrez Zamora-2 ambos de 1956.

[Redacted]

12

En el campo Vicente Guerrero, se perforaron 9 pozos de los cuales 2 son exploratorios y 7 de desarrollo, del total de pozos actualmente 5 se encuentran

Handwritten notes and signatures in blue ink, including the number '777' and a signature.

cerrados y 4 taponados. El pozo descubridor fue Vicente Guerrero-1 en el año 1955. El volumen original calculado fue [REDACTED] 13  
En el año 1957 se perforo el pozo Palo Hueco-1, en un alto estructural entre los campos Miguel Hidalgo y Vicente Guerrero, [REDACTED] 14  
[REDACTED]

### III.2 Actividades propuestas en el Programa de Evaluación

De la revisión del conjunto de actividades propuestas por el Contratista, se considera el cumplimiento de las fracciones I, III, IV y VI del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. Asimismo, el Programa de Evaluación fue presentado conforme a la Cláusula 5.1 del Contrato y con el nivel de detalle establecido en las Cláusulas 5.2, 19.3 inciso a) y 19.5, así como el Anexo 6 del Contrato, Anexo I, Numeral 2 del Apartado VI y Anexo VII, apartado IV, inciso a) de los Lineamientos.

Mediante escrito de fecha 29 de agosto de 2018, el Contratista solicitó la aprobación del Programa, que de acuerdo al análisis del conjunto de actividades previstas en el Programa se identificaron y agruparon con el objetivo de conceptualizar su integración en la estrategia definida por el Contratista, así como los objetivos y alcances, que permitan dar continuidad dentro del a cadena de valor del proceso exploratorio dentro del Área Contractual. En este contexto, las actividades que integran el Programa se clasificaron en 3 rubros principales:

1. Perforación de prospectos exploratorios (delimitadores)
2. Pruebas de alcance extendido
3. Estudios

De lo anterior, resulta necesario señalar que el Contratista contempla dos estrategias de Evaluación (Estrategia 1 y Estrategia 2), para cada una de estas estrategias considera dos escenarios de actividades: un Escenario Base que se refiere al escenario principal donde el Contratista realizara las principales actividades de evaluación, que le permitirán alcanzar los objetivos planteados en el Programa; y el Escenario Incremental que se refiere a las actividades que se encuentran condicionadas a los resultados obtenidos en las actividades del escenario base y que pueden ayudar a disminuir un riesgo por situaciones ajenas u obtener un mayor beneficio al esperado en el Escenario base, por lo que estas actividades podrían realizarse parcial o totalmente. En la Figura 5 se esquematizan las estrategias de evaluación.

Handwritten signature and initials in blue ink.

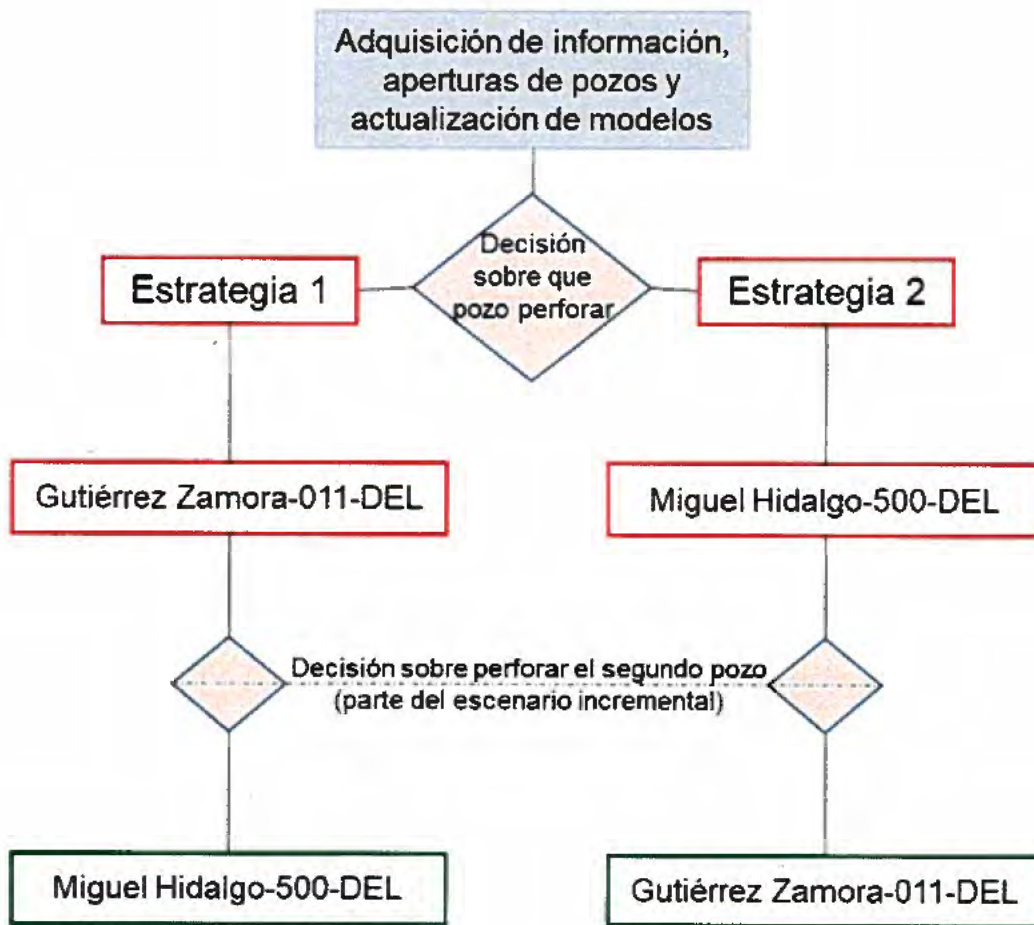
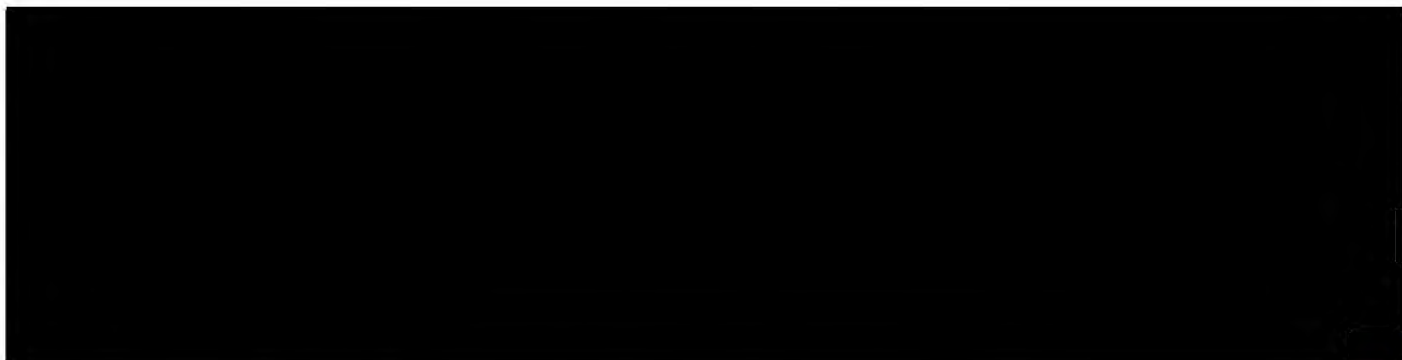


Figura 5. Estrategias de Evaluación consideradas por el Contratista (Fuente: CNH con información del contratista)

Los resultados obtenidos de la actualización del modelo geológico, petrofísico y de yacimientos darán certidumbre al Contratista sobre cuál estrategia será la mejor para alcanzar los objetivos del programa.

Derivado de lo anterior, se presentan dos cronogramas de actividades correspondientes a la estrategia 1 con su escenario base e incremental (Figura 6) y a la estrategia 2 con su escenario base e incremental (Figura 7).



15  
777

12



16

Figura 6. Cronograma de actividades Estatal.



17

4  
777

13

Handwritten signature or mark.

Figura 7. Cronograma de actividades Estrategia 2.

Estos cronogramas están sujetos a las condiciones operativas, logísticas y sociales que se presenten. En relación con lo establecido en la Cláusula 5.2, del Contrato, el Programa de Evaluación tendrá una duración de hasta veinticuatro (24) meses, contados a partir de la aprobación de dicho Programa.

En atención al contenido de dicho cronograma, el Contratista deberá presentar una actualización dentro de los diez días hábiles siguientes a la aprobación del Programa de Evaluación, a efecto de que el inicio de este sea consistente con la fecha de aprobación.

Se puede observar que las actividades planteadas por el contratista tienen una secuencia lógica en relación a los objetivos planteados para el Programa, que se citan a continuación:

- ***Evaluar e identificar el potencial remanente del área contractual de los yacimientos conocidos descubiertos previamente por el operador anterior de la formación [REDACTED] a través de reparaciones y la perforación de pozos en formaciones conocidas que permitan realizar dicha evaluación mediante pruebas de producción de alcance extendido.*** 18
- ***Evaluar el contacto actual entre los fluidos (agua - aceite, gas - aceite) en las 3 áreas de evaluación en diferentes niveles estructurales para definir su distribución actual.***
- ***Identificar y reclasificar las reservas del área contractual que permitirán definir la etapa inicial de desarrollo y la documentación del Plan de Desarrollo del Área Contractual.***
- ***Validar la existencia de un sistema secundario y caracterizarlo en caso de estar presente en la formación [REDACTED]*** 19
- ***Evaluar condiciones operativas de producción y su sustentabilidad en el tiempo antes de acometer la construcción de una infraestructura que involucraría más del 30% del proyecto de inversión.***

### III.2.1 Estudios

El Contratista, llevará a cabo una serie de actividades orientadas a incrementar el conocimiento geológico de las áreas de evaluación en la formación [REDACTED] así como identificar su potencial remanente. Los estudios que llevarán a cabo se describen a continuación: 20

- **Diseño de pozo VCD**, con el objetivo de obtener el mejor diseño para la perforación de los prospectos delimitadores contemplados en el programa, mediante la información disponible.
- **Estudio y selección de pozos cerrados con posibilidad de apertura y/o estimulación**, con la finalidad de analizar las condiciones mecánicas de los pozos previamente perforados, y conocer su situación actual.
- **Estudio y análisis de riesgos de proceso para reapertura, reparaciones y pozo nuevo**. Con el objetivo de evaluar los posibles riesgos que puedan presentarse durante la reapertura y reparaciones a realizarse en los pozos seleccionados. Además de identificar los riesgos operativos durante la perforación de los pozos delimitadores.
- **Muestreo y análisis de fluidos**. Esta actividad se llevará a cabo durante todo el periodo del programa, para analizar los fluidos que se recuperen desde la reapertura hasta las pruebas de producción de alcance extendido.
- **Modelo dinámico**, con base en el análisis de información existente y de los resultados de las aperturas de los pozos, se actualizará el modelo dinámico de las áreas de evaluación, con ello se podrá obtener un modelo dinámico actualizado de las áreas de evaluación.
- **Pruebas de laboratorio PVT**. Se llevarán a cabo análisis PVT a los fluidos obtenidos de los pozos que se perforarán dentro del Programa con el objetivo de caracterizar los mismos.

### III.2.2 Perforación de prospectos exploratorios

De acuerdo con la estrategia, objetivos y alcances del Programa, el Contratista considera la perforación de un pozo delimitador en el escenario base y un pozo delimitador adicional en el escenario incremental. Para la estrategia 1 prevé la perforación del prospecto Gutiérrez Zamora-011-DEL en el escenario base y la perforación del prospecto Miguel Higo-500-DEL en el escenario incremental; para el caso de la estrategia 2 el Contratista perforaría en el escenario base el prospecto Miguel Hidalgo-500-DEL y en el escenario incremental el prospecto Gutiérrez Zamora-011-DEL. La decisión de cuál prospecto se perforará en el escenario base y cuál en el escenario incremental, está en función de los resultados obtenidos de la apertura y medición de los 17 pozos.

Sin perjuicio de lo anterior, es necesario señalar que una vez que el Contratista cuente con los elementos técnicos necesarios que le permitan definir el prospecto que se perforará en el escenario base y en escenario incremental al amparo del Programa aprobado por esta Comisión, deberá hacerlo del conocimiento de este Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, a fin de notificar cuál estrategia desarrollara.

Handwritten signature and initials in blue ink, including a large 'Q' and some scribbles.

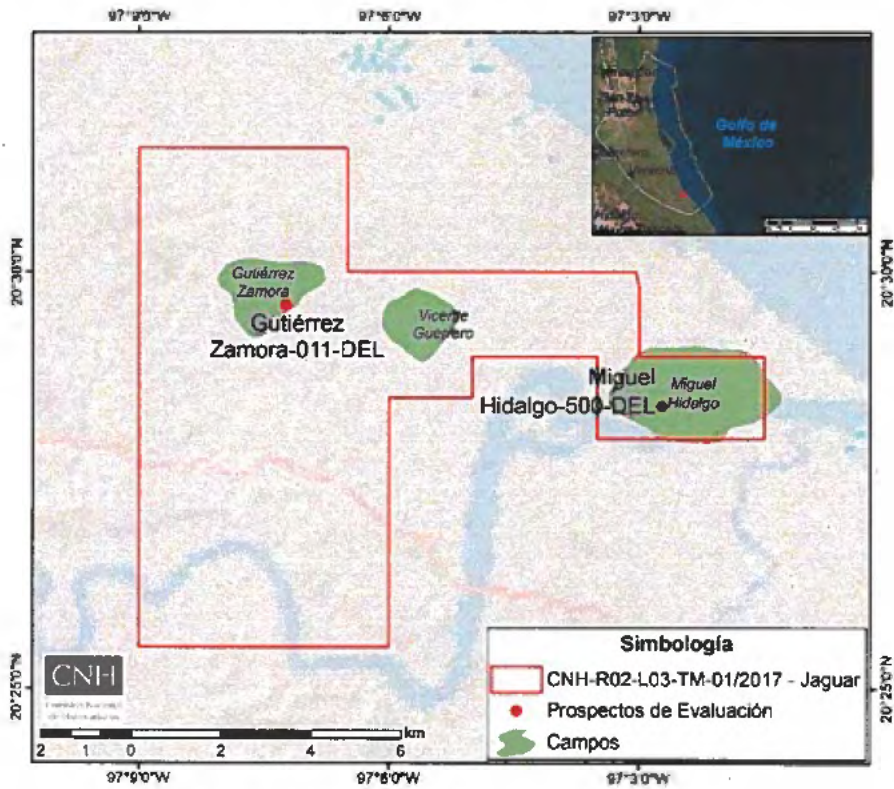
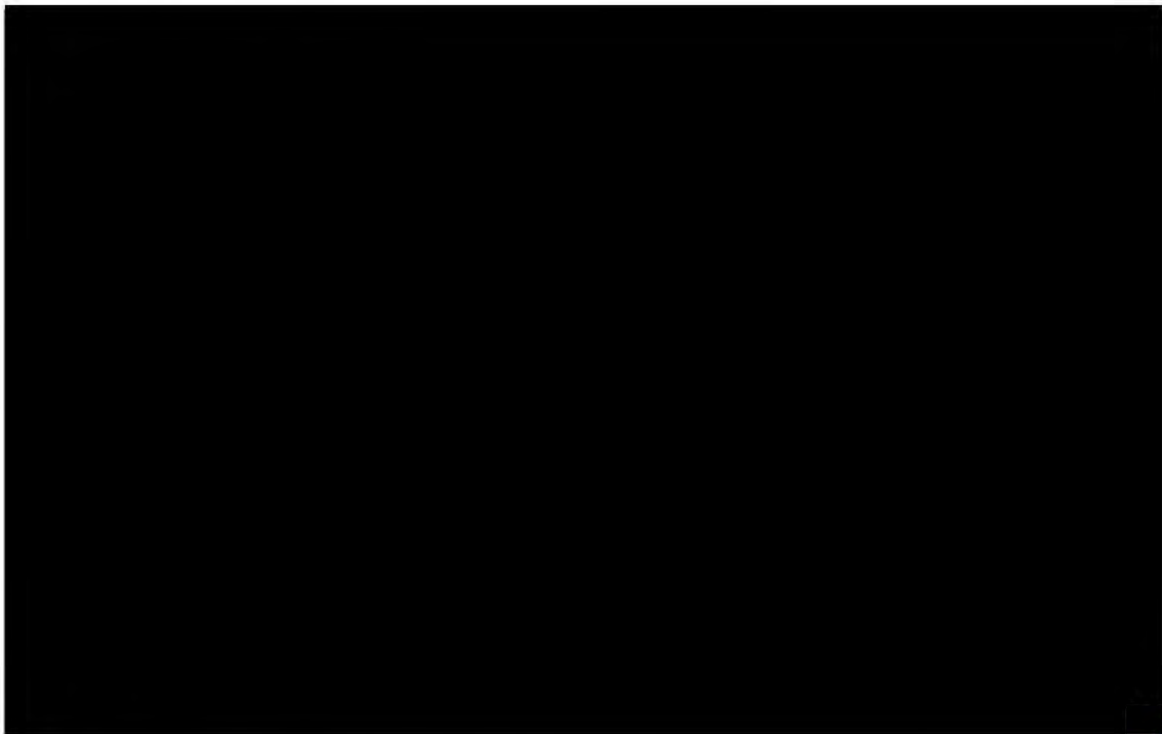


Figura 8. Ubicación de los prospectos delimitadores.

A continuación, se describen las características generales de los dos (2) prospectos delimitadores a perforar (incluido el incremental).



21

*Handwritten signature*


777

*Handwritten initials*





22

Ambos prospectos tienen como objetivo atravesar por completo la formación el  debido a que ninguno de los pozos perforados en el Área Contractual a conseguido este objetivo. 23

De acuerdo con la información presentada por el Contratista, para los dos prospectos considera tomar registros geofísicos convencionales y especiales, adquisición y análisis convencional y especial de núcleos, tomar presiones y muestras MDT, análisis PVT y realizar pruebas de producción de alcance extendido.

### III.2.3 Pruebas de producción de alcance extendido

El Contratista plantea realizar en total 17 pruebas de alcance extendido en pozos existentes de los campos maduros Miguel Hidalgo (once pozos), Vicente Guerrero (cuatro pozos) y Gutiérrez Zamora (dos pozos) y dos más en pozos a perforar, todos contenidos en el Área Contractual, estas le permitirán obtener la información necesaria para comprender el comportamiento de cada yacimiento bajo condiciones de producción.

Los campos por evaluar fueron descubiertos entre los años 1954 y 1956, y los pozos de desarrollo fueron perforados en su mayoría en campañas cercanas a esos mismos años, por lo que el Contratista no cuenta con información suficiente sobre la condición mecánica y operativa actual de cada uno de los pozos perforados en el Área Contractual, derivado de esta situación se plantea el siguiente flujo de trabajo:

1. El Contratista ha seleccionado los pozos jerarquizándolos por la posición estructural de los mismos. Con base en la jerarquización el Contratista

*Handwritten mark resembling a stylized 'Q' or '9'.*

*Handwritten mark resembling '777'.*

*Handwritten mark resembling 'hi'.*

realizará actividades de reconocimiento de cada pozo e infraestructura asociada.

2. El primer punto para evaluar es el acceso físico a los pozos, esto debido a que se encuentran en zonas de conflictos sociales e inseguridad que pueden entorpecer los trabajos, si esta situación se logra solventar se continúa al siguiente punto, de no ser así se reinicia el flujo de trabajo en el siguiente pozo según la jerarquización.
3. Una vez en sitio, se **inspeccionarán** las condiciones físicas del contrapozo, y mecánicas de los cabezales y medio árbol de válvulas, en caso de no ser favorables se realizarán los trabajos que permitan regresar a una correcta condición operativa, si esta situación se logra solventar se continúa al siguiente punto, de no ser así se reinicia el flujo de trabajo en el siguiente pozo según la jerarquización.
4. El siguiente punto que evaluar será las instalaciones superficiales de producción que se encuentren asociadas al pozo, si no se encuentran en buenas condiciones operativas o no existen se harán los trabajos necesarios para habilitarlas, si esta situación se logra solventar se continúa al siguiente punto, de no ser así se reinicia el flujo de trabajo en el siguiente pozo según la jerarquización.
5. Si se presenta algún otro tipo de problema operativo en el pozo se buscará resolver el mismo, si esta situación se logra solventar se continúa al siguiente punto, de no ser así se reinicia el flujo de trabajo en el siguiente pozo según la jerarquización.
6. Alcanzando este punto se tendrá un pozo con la infraestructura mínima y necesaria para evaluar el potencial productivo del pozo, por lo que se abrirá a producción, se medirá y calculará el potencial de este. Si existe un potencial suficiente para pasar a la etapa de Alcance Extendido se realizará la prueba conforme al cronograma hasta alcanzar los objetivos, si el potencial no es adecuado para ir al alcance extendido se pasa al siguiente punto que forma parte del escenario incremental.

*Escenario Incremental*

7. Se analizará la factibilidad de realizar una reparación menor y/o mayor que permita mejorar el potencial productivo del pozo y que le permita pasar a la etapa de Alcance Extendido, si esto no se consigue se reinicia el flujo de trabajo en el siguiente pozo según la jerarquización.

El anterior flujo se ejecutará en cada uno de los pozos considerados. El mismo se resume en la Figura 11.

hi  
777

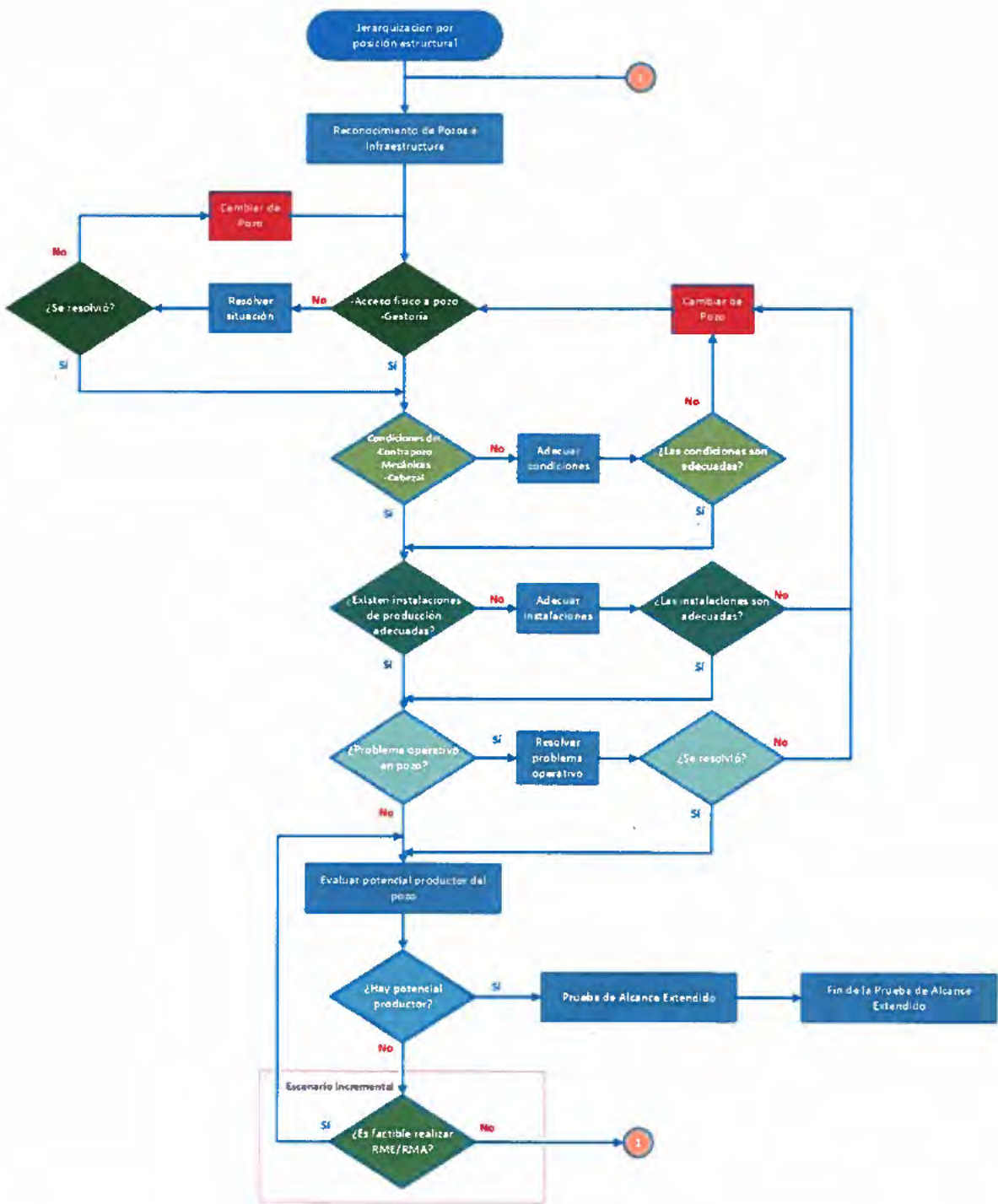


Figura 11. Flujo de Trabajo

La duración de las pruebas de Alcance Extendido va a variar dependiendo de los resultados obtenidos durante la apertura de los pozos y el potencial que presenten, además de las propiedades petrofísicas de la roca, posibles sistemas de fracturas, tipo y propiedades de los hidrocarburos producidos, cortes de agua, etcétera. El esquema y el diseño tipo de las pruebas a realizar se presentan en las Figuras 12 y 13.

Handwritten marks: a large checkmark-like symbol, the number '777', and the initials 'hi'.

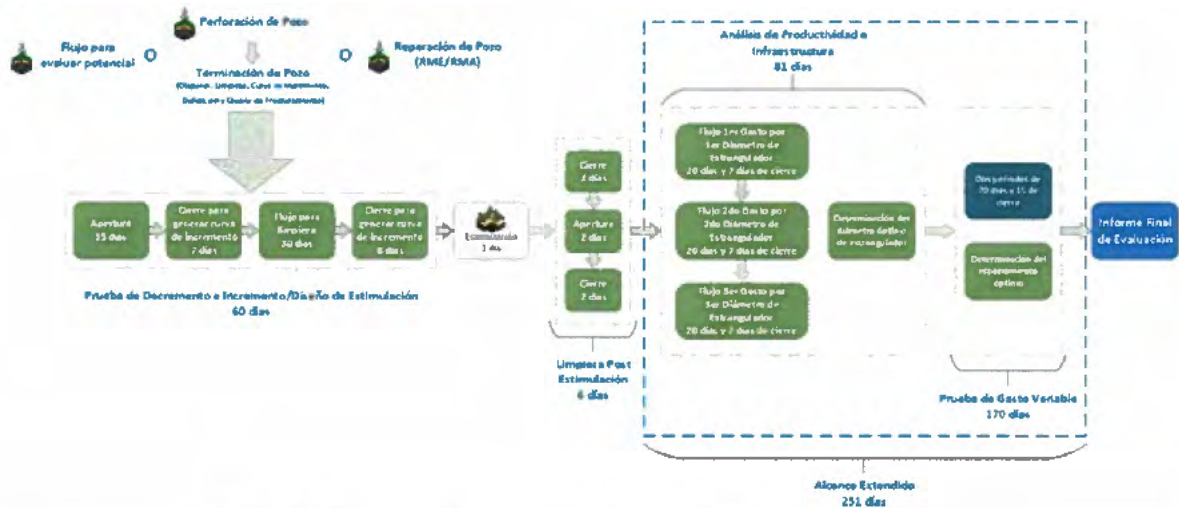


Figura 12. Esquema de las pruebas de Alcance Extendido programadas



Figura 13. Diseño de Alcance Extendido

### Prueba en la Terminación y/o Reparación Menor y/o Mayor.

Los pozos que entran al Alcance Extendido pueden ser los pozos delimitadores que se van a perforar, los que ya fueron evaluados en su potencial productivo y los que vengan de una reparación menor o mayor. Sin importar su origen, se realizará una prueba de decremento e incremento que consiste en un primer periodo de flujo de quince días y un cierre de siete, un segundo periodo de treinta días y un cierre de ocho, para completar 60 días, esto permitirá generar las curvas de decremento e incremento correspondientes para conocer el comportamiento de presión - producción y así estimar parámetros de yacimiento que permitan definir la necesidad o no de estimular el intervalo, y de ser el caso, optimizar el diseño del tratamiento.

Entre los objetivos de la etapa destaca la estimación del daño a la formación y la permeabilidad, ya que ambos son parámetros importantes para definir si la estimulación es viable o no.

24

g

777

Handwritten signature and a pen.

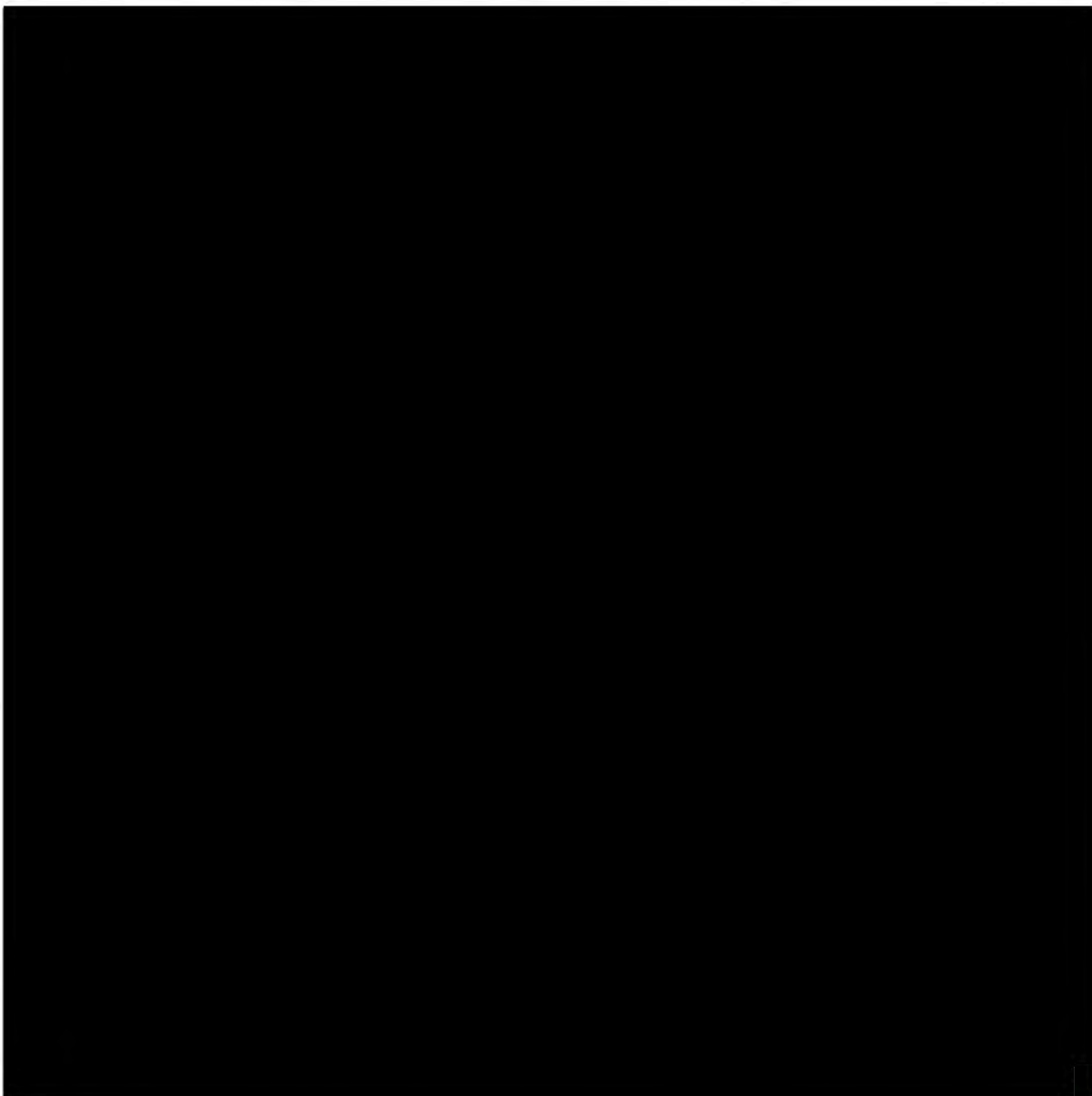
### Post Estimulación.

Una vez realizada la estimulación se dará inicio a una etapa de evaluación post estimulación. Consiste en seis días totales divididos en tres periodos, el primero es un cierre dos días, seguido de un periodo de flujo para limpieza de los residuos y fluidos de estimulación por dos días, para realizar un nuevo cierre de dos días.

### Alcance Extendido.

La etapa de alcance extendido se dividirá en dos fases, Análisis de Productividad e Infraestructura con una duración de 81 días y Prueba de Gasto Variable con una duración de 170 días, dando un total de 251 días de flujo continuo.

Los parámetros de diseño se muestran en la Tabla 4:



25

*g*

777

*hi*

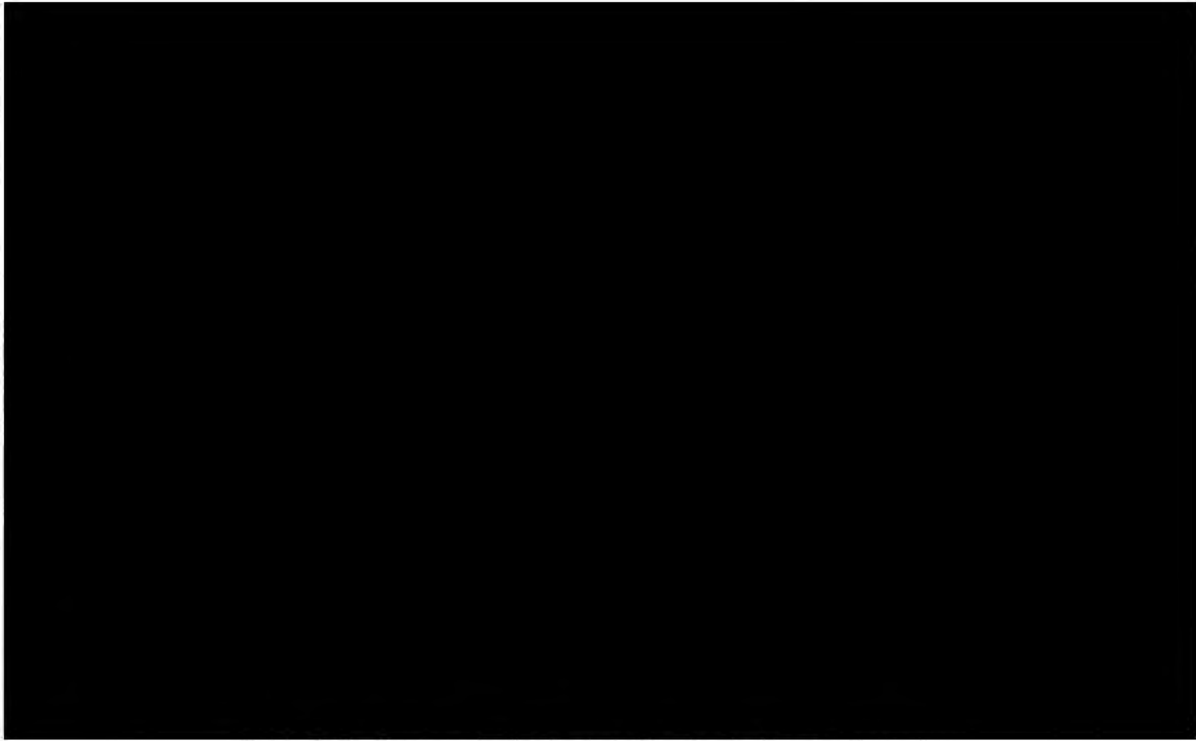


Tabla 4. Parámetros de diseño de la Prueba de Alcance Extendido

- 1. Análisis de Productividad e Infraestructura.** En esta fase se abrirán los pozos durante tres periodos de 20 días cada uno, dichos periodos fluirán el tiempo programado por un solo diámetro de estrangulador, estos son de ¼" para el primer periodo, ½" para el segundo y 1" para el tercer periodo, después de cada periodo de flujo se tendrá un cierre de días cada uno. Este diseño lo plantea el Contratista bajo la premisa de que la infraestructura que actualmente se tiene en el Área Contractual no se encuentra en las condiciones óptimas de operación para las actividades de producción, separación, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos, por lo que la ejecución de estas actividades le permitirán obtener información que podrá utilizar para los dimensionamientos y diseños de infraestructura futura en el Área Contractual.

Los objetivos que plantea el Contratista son los siguientes:

- 1. Validar la consistencia de flujo para periodos de producción más extensos.**
- 2. Validar el efecto sobre la productividad del pozo de diferentes condiciones de operación.**
- 3. Determinar la capacidad máxima de flujo de cada pozo y la sustentabilidad en el tiempo.**
- 4. Efectividad de la estimulación a largo plazo, a través del análisis de la declinación de la producción después de al menos dos meses de producción en conjunto con la producción de las etapas anteriores.**

g  
777

hi

5. *Diagnosticar oportunamente la necesidad de sistemas artificiales de producción (SAP)*
  6. *Determinar el diámetro óptimo del estrangulador al cual producirá el pozo.*
2. **Prueba de Gasto Variable.** La segunda fase del alcance extendido consiste en fluir el pozo durante un periodo de 70 días continuos por un solo diámetro de estrangulador y que se definirá previamente en la fase anterior, después un periodo de cierre de 15 días, continúa con un segundo periodo de flujo 70 días continuos con un diámetro de estrangulador distinto al del primer periodo y continuar con un segundo cierre de 15 días.

Los objetivos planteados por el Contratista para esta fase son:

1. *Validar la consistencia del gasto de producción en periodos más extensos.*
2. *Detectar o confirmar la existencia de fallas, fracturas naturales o inducidas y su conectividad entre ellas.*
3. *Este objetivo en particular es importante para efectos del presente Programa. Muchos pozos producen a través de fracturas o fallas, dominados por regímenes de flujo con geometrías distintas a las tradicionales. Este tipo de prueba permite hallar la presencia de fracturas; fallas ya sean conductivas, semipermeables o impermeables.*
4. *Determinar la capacidad máxima de flujo de cada pozo y la sustentabilidad en el tiempo.*
5. *Efectividad de la estimulación a largo plazo.*
6. *Validar el efecto sobre la productividad del pozo de diferentes condiciones de operación.*
7. *Validar los requerimientos de infraestructura para manejar el gasto identificado como sustentable. Ambos datos serán insumos para el Plan de Desarrollo.*

En general el flujo de trabajo servirá para incorporar los pozos al Alcance Extendido, etapa que se realizará bajo el diseño de la prueba tipo, ambos procesos le permitirán al contratista alcanzar los objetivos generales que se citan a continuación:

- *Evaluar el comportamiento de producción y validar la potencial característica de yacimientos naturalmente fracturados (YNF) en el Área Contractual, así como su productividad a largo plazo, considerando las condiciones operativas de producción esperadas.*
- *Estimar la capacidad de producción sustentable de los pozos en las formaciones de interés, bajo condiciones operacionales controladas.*

Handwritten notes: a large '9' at the top right, '777' below it, and a signature 'hi' with a long underline at the bottom right.

- *Delimitar los yacimientos previamente evaluados (incluyendo su geometría), pero sin suficiente información para clasificarlos o validarlos como descubrimientos comerciales.*
- *Recalcular o validar reservas como insumo para la conceptualización del Plan de Desarrollo.*
- *Definir los radios de drene máximos, conectividad entre pozos y caracterizar un potencial sistema secundario en cuyo caso se determinaría cualitativamente su distribución y el impacto sobre la producción.*
- *Determinar interferencia dentro de la zona de alta permeabilidad e inclusive la red de fracturas en caso de validarse, que pudieran estar compartidas por más de un pozo bajo la premisa de que el mantenimiento de presión es gracias a la actividad del acuífero y que afecta el yacimiento. El comportamiento de pérdida de presión/producción en un pozo al activarse la producción en otro físicamente cercano que produce aproximadamente del mismo intervalo, pudiese "cualitativamente" atribuirse a que comparten una zona del yacimiento con las mismas propiedades que permite su producción a gastos comercialmente rentables.*
- *Validar las propiedades de la formación, estimadas durante pruebas de presión de menor duración. Así como definir o caracterizar la transmisibilidad dentro del yacimiento.*
- *Identificar los fluidos producidos y efectuar su caracterización.*
- *Caracterizar las heterogeneidades del yacimiento, tales como; posibles fallas, posibles fracturas naturales y/o fracturas inducidas, y así determinar si son conductivas, semipermeables o impermeables.*
- *Estimar la máxima capacidad de flujo incluyendo curvas de oferta y demanda y presión de fondo fluyente estabilizadas para un rango de gastos de producción.*
- *Evaluar la eficiencia de los esquemas de terminación seleccionados.*
- *Diagnosticar las necesidades de Sistemas Artificiales de Producción y tecnologías de estimulación en el corto y mediano plazo.*
- *Identificar las estrategias probables de explotación.*
- *Determinar parámetros para el diseño y dimensionamiento de las instalaciones.*
- *Definir bajo diferentes condiciones de operación el ritmo de avance del acuífero y el gasto crítico que minimiza los riesgos de canalización.*
- *Evaluar la sustentabilidad en el tiempo de gastos rentables con altos cortes de agua que generen información necesaria para la conceptualización de una infraestructura que en el caso de este proyecto puede ocupar porcentaje mayor del 30% de la inversión total.*

g  
777

hi



- ***Evaluar la eficiencia de la tecnología de perforación horizontal para uniformizar el avance del acuífero y retrasar la irrupción de agua.***

### **Conclusiones del análisis realizado a la propuesta de las Pruebas de Alcance Extendido.**

1. Se observa que el flujo de trabajo para incorporar los pozos es adecuado con la secuencia operativa y de actividades que se realizan comúnmente como práctica en la Industria para garantizar la integridad mecánica de los pozos con el objetivo de mantener las condiciones de operación, seguridad y protección al medio ambiente necesarias para las actividades de Evaluación de Yacimientos.
2. Se advierte que el diseño de las pruebas presentado por el Contratista dentro del Plan y sus Anexos es un diseño tipo y que podrá variar de pozo a pozo dependiendo de las condiciones de cada uno. Adicionalmente entregó los diseños realizados en un software comercial. De lo anterior se observa que los objetivos son técnicamente razonables y se pueden alcanzar con las actividades planteadas, sin embargo, el Contratista tiene la responsabilidad de detener las pruebas y cerrar los pozos si alcanza los objetivos en menor tiempo del planteado en sus diseños, cuidando siempre no poner en riesgo la productividad, el factor de recuperación, el medio ambiente, o algún otro aspecto relevante.
3. Las actividades planteadas por el Contratista para definir infraestructura se justifican desde el punto de vista técnico – económico ya que de no conocer con precisión el comportamiento del sistema pozo – yacimiento se podría dimensionar de manera deficiente la infraestructura necesaria para el desarrollo del área contractual.
4. La duración de las pruebas permitirá definir los límites, heterogeneidades, fallas, etcétera, sin embargo, el Contratista deberá mantener un estricto monitoreo del acuífero asociado, ya que como el mismo manifiesta, se desconoce el comportamiento que mantiene actualmente.
5. De ejecutarse el total de pruebas el Contratista estima obtener un total de [REDACTED] barriles de aceite mismos que se comercializarán.

26

*Handwritten signature and scribbles in blue ink.*

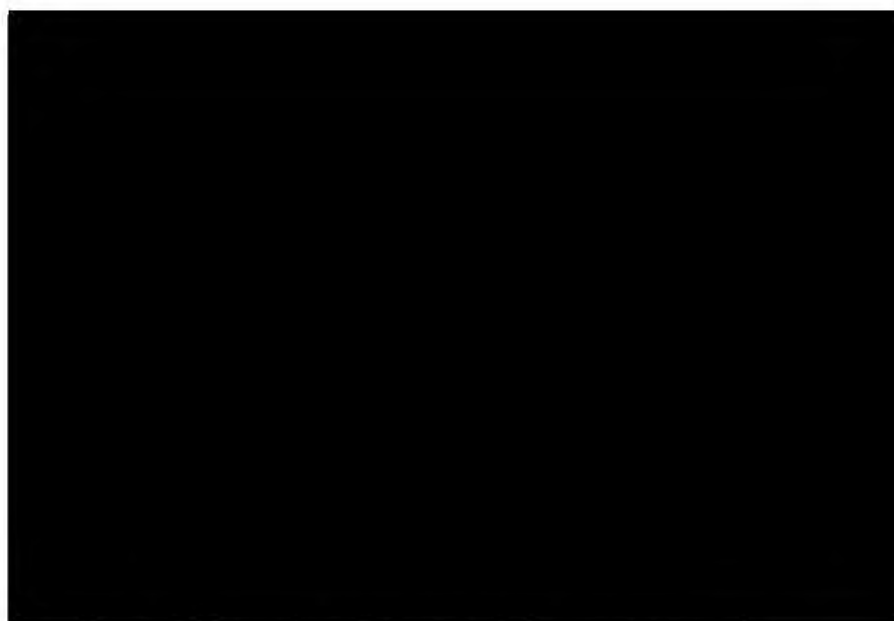


Figura 14. Producción acumulada de aceite estimada por pozo

6. Los resultados detallados de cada una de las pruebas que se realicen deberán de estar plasmados en el Informe de Evaluación que el Contratista presentará en su momento a la Comisión.

### III.2.3.1 Reparaciones Mayores y Menores

De acuerdo con la estrategia y escenarios propuestos por el Contratista, las Reparaciones Menores (RME) y Mayores (RMA) tanto en la Estrategia 1 como en la Estrategia 2 están consideradas para el Escenario Incremental, debido a que estas dependen de los resultados de la Apertura o de que esta pueda llevarse a cabo o no en los pozos viejos considerados para hacer pruebas de alcance extendido.

Se tienen consideradas once RME, entre ellas trabajos de limpieza, acidificación, cambio de aparejo entre otros. En la Tabla 5 se identifican los pozos que se tienen considerados para realizarles RME, así como el tipo de RME y el objetivo de esta.

Pozo	RME
Gutiérrez Zamora-2	Reparación menor con equipo. Objetivo: El pozo tiene tubería ranurada y se busca reemplazar dicha tubería
Gutiérrez Zamora-4	Reparación menor con equipo. Objetivo: El pozo tiene tubería ranurada y se busca reemplazar dicha tubería
Miguel Hidalgo-8	Reparación menor y toma de información. Limpieza con TF y toma de registros
Miguel Hidalgo-10	Reparación menor con equipo (aparejo de 2-3/8"). Objetivo: Se busca el reemplazo de tubería y estimulación
Miguel Hidalgo-12	Reparación menor con equipo. Objetivo: El pozo tiene tubería ranurada y se busca reemplazar dicha tubería
Miguel Hidalgo-13	Reparación menor con equipo. Objetivo: El pozo tiene tubería ranurada y se busca reemplazar dicha tubería
Miguel Hidalgo-30	Limpieza con TF
Vicente Guerrero-1	Reparación menor con equipo. Objetivo: Se busca la toma de registros eléctricos, reemplazo de tubería y estimulación
Vicente Guerrero-6	Reparación menor con equipo. Objetivo: El pozo tiene tubería ranurada y se busca reemplazar dicha tubería
Vicente Guerrero-7	Reparación menor con equipo. Objetivo: El pozo tiene tubería ranurada y se busca reemplazar dicha tubería
Vicente Guerrero-11	Reparación menor con equipo. Objetivo: El pozo tiene tubería ranurada y se busca reemplazar dicha tubería

Tabla 5. Reparaciones Menores consideradas en el Programa de Evaluación (Fuente: Información del Contratista)

Las RME, contribuirán a la rehabilitación de los pozos listados en la Tabla 5, ya que como se trató anteriormente, en las áreas de evaluación se cuenta con pozos que datan de los años cincuenta.

Para las RMA se considera realizar 9, principalmente se trata de nuevos disparos y ampliaciones de intervalo, el Contratista destaca que plantea el uso de tecnologías que no habían sido utilizadas dentro del Área Contractual, como lo son disparos de alta penetración, orientados, fase y densidad. En la Tabla 6 se encuentran listados los pozos a los cuales el Contratista tiene considerado realizar RMA.

Pozo	RMA
Miguel Hidalgo-8	Nuevo disparo, el cual depende del resultado de la RME. Se requiere de un equipo de reparaciones. Algunas de las actividades contempladas son: cementación (en caso necesario), packer, tubería y accesorios
Miguel Hidalgo-10	Nuevo disparo, el cual depende del resultado de la RME. Se requiere de un equipo de reparaciones. Algunas de las actividades contempladas son: CBL, reparación de cementación, packer, tubería, accesorios y estimulación
Miguel Hidalgo-12	Nuevo disparo, el cual depende del resultado de la RME. Se requiere de un equipo de reparaciones. Algunas de las actividades contempladas son: cementación (en caso necesario), packer, tubería y accesorios
Miguel Hidalgo-13	Nuevo disparo, el cual depende del resultado de la RME. Se requiere de un equipo de reparaciones. Algunas de las actividades contempladas son: registro de pozos, cementación, accesorios y estimulación
Miguel Hidalgo-18	Nuevo disparo, se requiere de un equipo de reparaciones. Algunas de las actividades contempladas son: cementación, packer y estimulación
Miguel Hidalgo-30	Nuevo disparo, el cual depende del resultado de la RME. Se requiere de un equipo de reparaciones. Algunas de las actividades contempladas son: cementación, packer, tubería y accesorios
Miguel Hidalgo-32	Nuevo disparo, el cual depende del resultado de la RME. Se requiere de un equipo de reparaciones. Algunas de las actividades contempladas son: cementación, packer, tubería y accesorios
Miguel Hidalgo-400	Nuevo disparo, el cual depende del resultado de la RME. Se requiere de un equipo de reparaciones. Algunas de las actividades contempladas son: cementación, packer, tubería y accesorios
Miguel Hidalgo-412	Ampliación de intervalo. Asumiendo que la TP se está encima del intervalo de interés se realizara dicha actividad. Además, se plantea realizar limpieza con tubería flexible y estimulación

Tabla 6. Reparaciones Menores consideradas en el Programa de Evaluación (Fuente: Información del Contratista)

**Conclusiones del análisis realizado a la propuesta de Reparaciones Mayores y Menores.**

Se observa que las actividades propuestas por el Contratista para realizar Reparaciones Mayores y Menores son técnicamente viables considerando la antigüedad de los campos y de la mayoría de los pozos que se encuentran en cada uno de ellos.

La posibilidad de implementar tecnologías que no se han utilizado en estos campos puede resultar en ventajas operativas y económicas que deriven en la obtención de información de mayor calidad para realizar la Evaluación de los yacimientos del Área Contractual.

Dichas actividades, tecnologías y resultados de las RMA y RME deberán de estar plasmados en el Informe de Evaluación que el Contratista presentará en su momento a la Comisión.

*[Handwritten signature]*

777

*[Handwritten signature]*

### III.2.3.2 Medición de hidrocarburos

Para llevar a cabo la cuantificación de los hidrocarburos provenientes de las pruebas de producción de alcance extendido, el Contratista contempla dos etapas de medición, las cuales se describen a continuación:

#### ● Etapa 1. Aforos de pozo

Con la finalidad de corroborar el potencial de los pozos el Contratista, realizará aforos de pozos con una duración de 24 a 48 horas donde se instalarán equipos de separación trifásicos, y la cuantificación de los hidrocarburos (punto de medición) se realizará a la descarga del mismo separador: el gas será cuantificado por medio de un equipo de medición tipo placa de orificio previo a su envío a quemador (actividad controlada), así mismo se prevé que los separadores cuenten con medidores tipo Coriolis o turbinas para la cuantificación de los líquidos (aceite y agua) previo a su envío a presas metálicas donde se llevará a cabo una medición estática, para luego ser transportado mediante autotanques a la Batería de Separación Ezequiel Ordóñez para su entrega y disposición de los hidrocarburos, instalación bajo la operación de Pemex Exploración (PEP), el Contratista establecerá acuerdos operativos, de medición y comerciales con PEP, con la finalidad de establecer las condiciones operativas y de entrega de los hidrocarburos. El esquema correspondiente a esta etapa se muestra en la siguiente Figura 15.

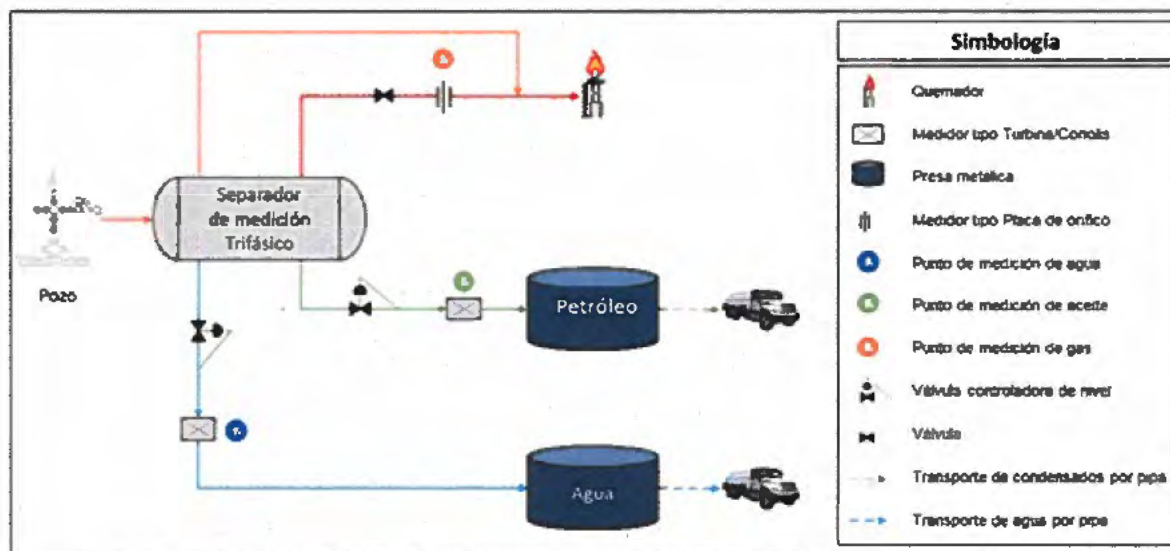


Figura 15. Esquema de medición etapa 1. (fuente: Comisión con información del Contratista)

El Contratista presenta las siguientes incertidumbres de referencia asociadas a los equipos de medición, dichas incertidumbres son las referidas en manuales de fabricantes.

Equipo de medición	Ubicación	Incertidumbre (referencial)
Placa de orificio	Descarga de gas separador trifásico	± 0.5 %
Turbina / Coriolis	Descarga de Aceite separador trifásico	± 0.07 %
Turbina / Coriolis	Descarga de Agua separador trifásico	± 0.07 %

Tabla 7. Incertidumbre asociada a los equipos de medición (descarga de separador trifásico).

● **Etapa 2, medición de pruebas de producción de alcance extendido.**

Una vez que el Contratista culmine la etapa 1 y con información resultante de la misma, identificará los pozos para iniciar las pruebas de producción de alcance extendido. En esta etapa, el Contratista para efectos de medición, las pruebas de producción de alcance extendido las clasificará en 3 sub-etapas, las cuales dependerán del avance de la infraestructura planteada por el Contratista, la medición se realizará conforme lo siguiente.

● **Medición a Boca de pozo:** La cuantificación de los hidrocarburos se realizará a boca de pozo donde se instalarán equipos de separación bifásicos que contarán con un equipo de medición tipo placa de orificio para la cuantificación del gas, previo a su envío a quemador (actividad controlada) para el caso de los pozos que presenten componentes nocivos para la salud en su composición de gas, será instalado un separador-endulzador de gas que a base de aminas pueda endulzar el gas producido de los pozos eliminando o reduciendo en gran medida los componentes nocivos que este contenga. La cuantificación de los líquidos se llevará a cabo en la descarga del separador bifásico los cuales contarán con medidores de tipo Coriolis o turbinas, previo a su envío a presas metálicas donde se realizará una medición de tipo estática, para luego ser transportado mediante autotanques a la Bateria de Separación [REDACTED] para su entrega y disposición (punto de medición), instalación bajo la operación de Pemex Exploración (PEP), el Contratista establecerá acuerdos operativos, de medición y comerciales con PEP, con la finalidad de establecer las condiciones operativas y de entrega de los hidrocarburos. En esta etapa el Contratista documenta que elaborará y ejecutará el diseño y construcción de una planta de acondicionamiento de gas [REDACTED] y la Bateria de Separación [REDACTED] así como líneas de descarga que conecten esta última con los pozos del campo Miguel Hidalgo. Una vez culminada la infraestructura propuesta por el Contratista la cuantificación de los hidrocarburos se realizará conforme lo siguiente:

● **Medición en la Bateria de Separación [REDACTED]:** Los pozos pertenecientes al campo Miguel Hidalgo serán conectados a través de líneas de descarga a la [REDACTED] donde se llevará a cabo la recolección, separación y medición de los fluidos, posteriormente los líquidos serán enviados [REDACTED] a través de [REDACTED]

autotanques y el gas se enviará a la [REDACTED] para su acondicionamiento<sup>33</sup> y medición, posterior a ser inyectado a un gasoducto de SISTRANGAS.

Dentro de la [REDACTED] se realizará la medición por pozo, aislando la<sup>34</sup> producción por pozo a un cabezal de medición, donde se dispondrá de un separador trifásico, de tal manera que se cuantifique el gas y los líquidos por separado. Los líquidos tendrán por destino Bateria de Separación [REDACTED] [REDACTED] transportándolos a esta mediante autotanques. 35

La producción de los pozos pertenecientes a los Campos Gutiérrez Zamora y Vicente Guerrero será recolectada en presas metálicas colocadas a boca de pozo y siguiendo el mismo proceso de medición que el mencionado en la “medición a boca de pozo”.

En la siguiente figura 16 y figura 17 se presenta el esquema de medición en esta etapa propuesta por el Contratista.

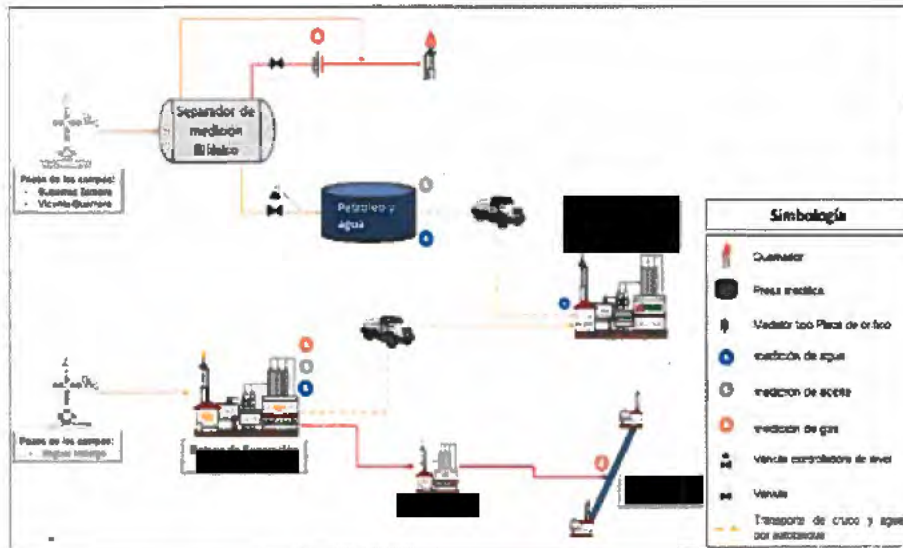


Figura 16. Esquema de medición en etapa 2.2 para todos los pozos del Área Contractual. (Fuente: Comisión con información del Contratista)

*[Handwritten signature and scribbles]*

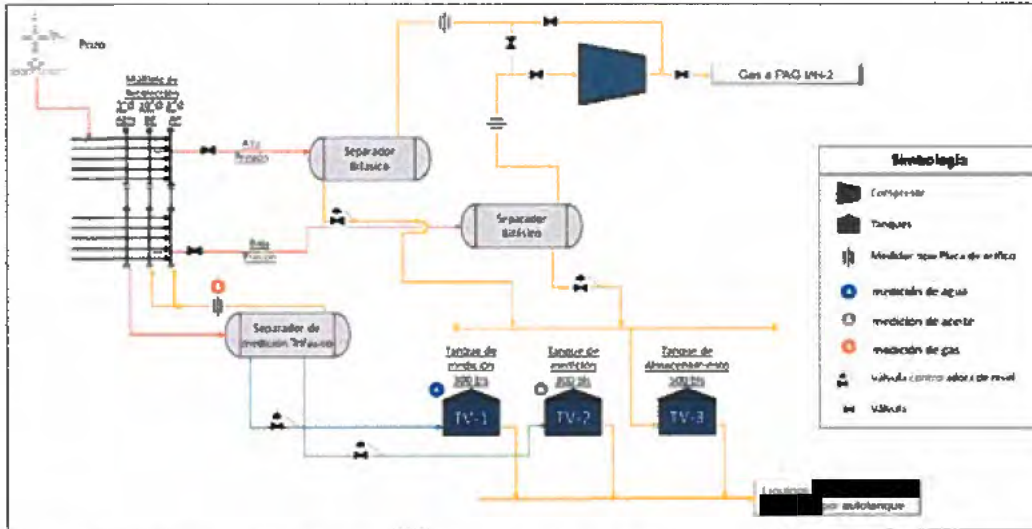

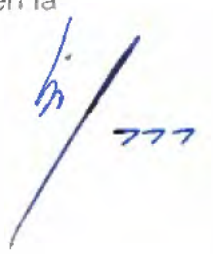


Figura 17. Proceso esquemático de separación y medición de hidrocarburos en [redacted] (fuente: Comisión 36 con información del Contratista)

- Medición Planta de Acondicionamiento de Gas [redacted]:** El gas <sup>37</sup> proveniente de la [redacted] tendrá por destino la [redacted] (punto de medición) para poder ser tratado, acondicionado e inyectado a ductos de SISTRANGAS, el Contratista establecerá acuerdos de medición, operativos y comerciales con la finalidad de establecer las condiciones operativas y comerciales del gas que será inyectado al ducto.

El Contratista documenta que en la planta de acondicionamiento de gas se contará con medición para los líquidos y gas derivados del proceso de deshidratación, los líquidos tendrán por destino Bateria de Separación [redacted] transportándolos a esta mediante autotanques. 38

En la siguiente Figura 18 se presenta el esquema propuesto para la medición en la planta de acondicionamiento de gas.

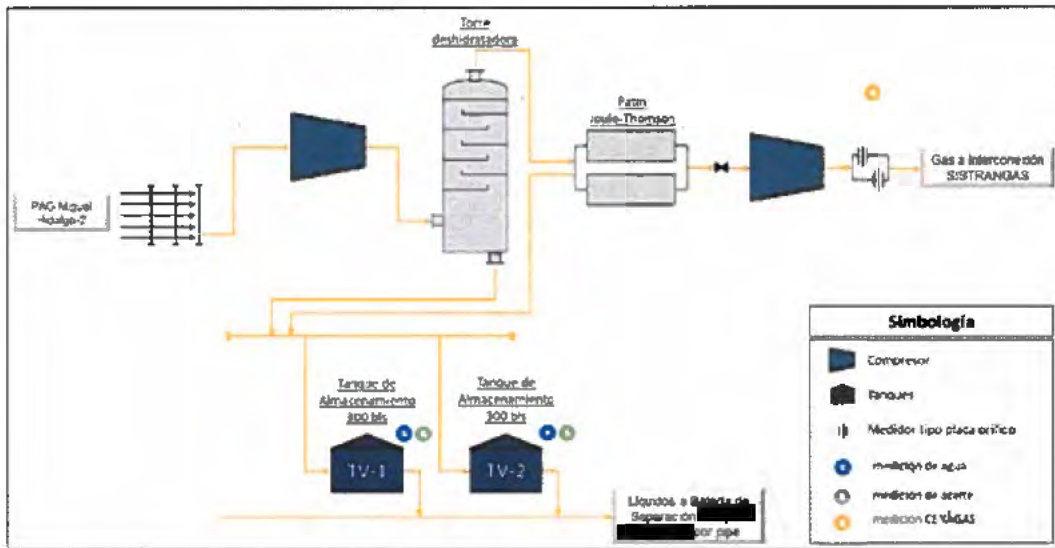


Figura 18. Proceso esquemático de medición en [REDACTED] de etapa 2.3. (fuente: Comisión con información 39 del Contratista)

El gas producto de las pruebas será destruido controladamente cumpliendo con lo establecido en el Artículo 6 de las *Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos*.

### Calidad de los hidrocarburos.

La toma y análisis del muestreo correspondiente a los hidrocarburos provenientes de la prueba de producción en las etapas de medición se realizarán conforme lo siguiente:

Etapa 1. Los muestreos de líquidos serán realizados en las presas metálicas mientras que el muestreo de gas se realizará de una toma posterior a su separación para ser analizadas en un laboratorio acreditado ante la Entidad Mexicana de Acreditación (ema).

Etapa 2. La toma de muestreo se realizará en la Batería de Separación [REDACTED] 40 [REDACTED]; la toma de muestra de líquidos se realizará en los tanques de almacenamiento, mientras que el muestreo de gas se realizará de una toma posterior al separador de medición trifásico y previo a su reincorporación a la corriente, los análisis se realizarán en un laboratorio acreditado ante la Entidad Mexicana de Acreditación (ema).

### ● Conclusión

De acuerdo con la información presentada por el Contratista, asociada al programa de Evaluación para el Área Contractual 5 correspondiente al Contrato CNH-R02-L03-TM-01-2017, dentro del apartado 9 Medición y Comercialización de Hidrocarburos, el Contratista presenta información correspondiente con lo establecido en el Anexo I, numeral VI.9 de los Lineamientos que regulan el



procedimiento, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos.

Por lo anterior la DGM, revisó y analizó la información presentada por el Contratista para llevar a cabo la cuantificación de los hidrocarburos derivados de las pruebas de producción con fines comerciales, por lo que se establece que la propuesta es técnicamente viable para determinar el volumen y calidad de los Hidrocarburos.

Sin perjuicio y previo a la realización de las pruebas de producción, el Contratista deberá informar a esta Comisión Nacional de Hidrocarburos el inicio de las mismas y presentar la información siguiente:

Etapa 1:

- Acuerdos operativos, de medición y comerciales que lleve a cabo con PEP.

Etapa 2:

- Resumen ejecutivo indicando los resultados obtenidos de las pruebas de producción en la etapa 1, mencionando el programa y los pozos que serán evaluados por medio de pruebas de producción de alcance extendido.
- Acuerdos operativos, de medición y comerciales que lleve a cabo con PEP y CENAGAS.

El Contratista deberá de reportar los resultados asociados al volumen y la calidad, del petróleo, agua, gas y condensado producidos durante las pruebas de producción de acuerdo con lo establecido en el artículo 36 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Se advierte que la presente Opinión Técnica se realizó con base en la información presentada por el Contratista y conforme a lo establecido en Anexo I, Numeral VI.9 de los Lineamientos que regulan el procedimiento, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos.

### III.2.3.3 Comercialidad

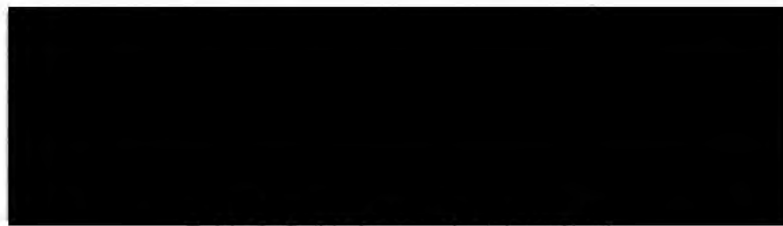
En términos de lo corriente al inciso VI.9 Medición y Comercialización de Hidrocarburos de la Guía se considera que, al ser un Contrato de Licencia la producción no se entrega al comercializador del Estado para su venta, sino que la transmisión onerosa de éste se hace directamente a través del Operador.

Con base en la información presentada por el Contratista en el Plan de Evaluación se resalta la calidad esperada de los hidrocarburos para el Área Contractual. Al ser tres campos dentro del Área Contractual la calidad de los hidrocarburos no es necesariamente homogénea en toda su extensión.




41

Tabla 8. Calidad esperada de gas<sup>1</sup>



42

Tabla 9. Calidad esperada del petróleo<sup>2</sup>

Se destaca también que el gas será destruido durante cierto tiempo en la etapa de Evaluación hasta que se logre tener la infraestructura necesaria para la interconexión con el SISTANGRAS, no así el petróleo, el cual tendrá un destino comercial y se entregará 

43

### III.4 Metas físicas del Programa de Evaluación

Con relación a este apartado, las metas físicas a ser desarrolladas por el contratista en el Programa se resumen en la Tabla 10, donde se considera el Escenario Base y el Escenario Incremental, cabe señalar que tanto la estrategia 1 como la estrategia 2 considera el mismo número de actividades, únicamente cambiando el prospecto a perforar.



44

777

Con datos proporcionados por el Contratista  
Con datos proporcionados por el Contratista



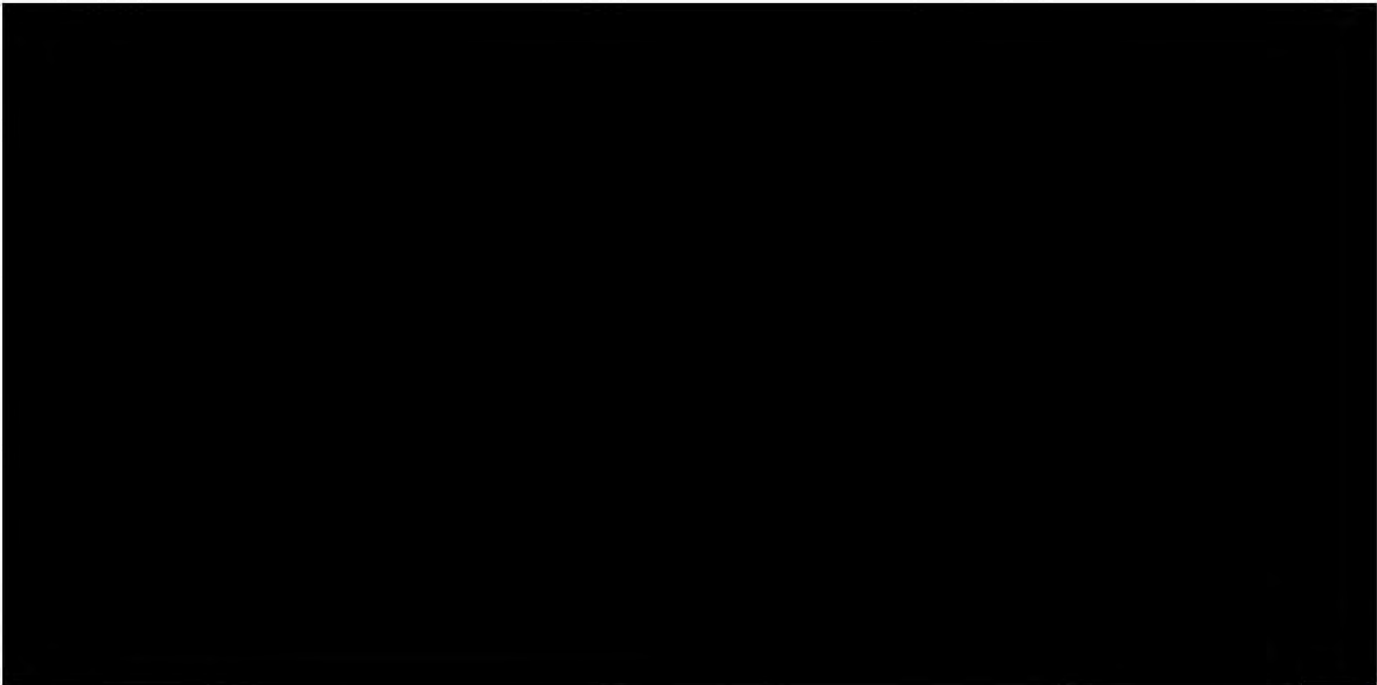
Tabla 10. Actividades del Programa de Evaluación (Estrategia 1 y Estrategia 2)

El sustento documental de las actividades programadas por el Contratista fue presentado en el apartado 6. *Programa de actividades de Evaluación* como parte integrante del Programa de Evaluación.

### III.5 Programa Mínimo de Trabajo

En relación con el Anexo 5 del Contrato, se estableció el compromiso del Contratista de realizar 3,100 Unidades de Trabajo (en adelante, UT) como parte de su Programa Mínimo de Trabajo (en adelante, PMT), más un Incremento en el PMT de 13,000 UT, equivalentes al valor de dos pozos exploratorios, es decir, el total de UT comprometidas por el Contratista es de 16,100 UT.

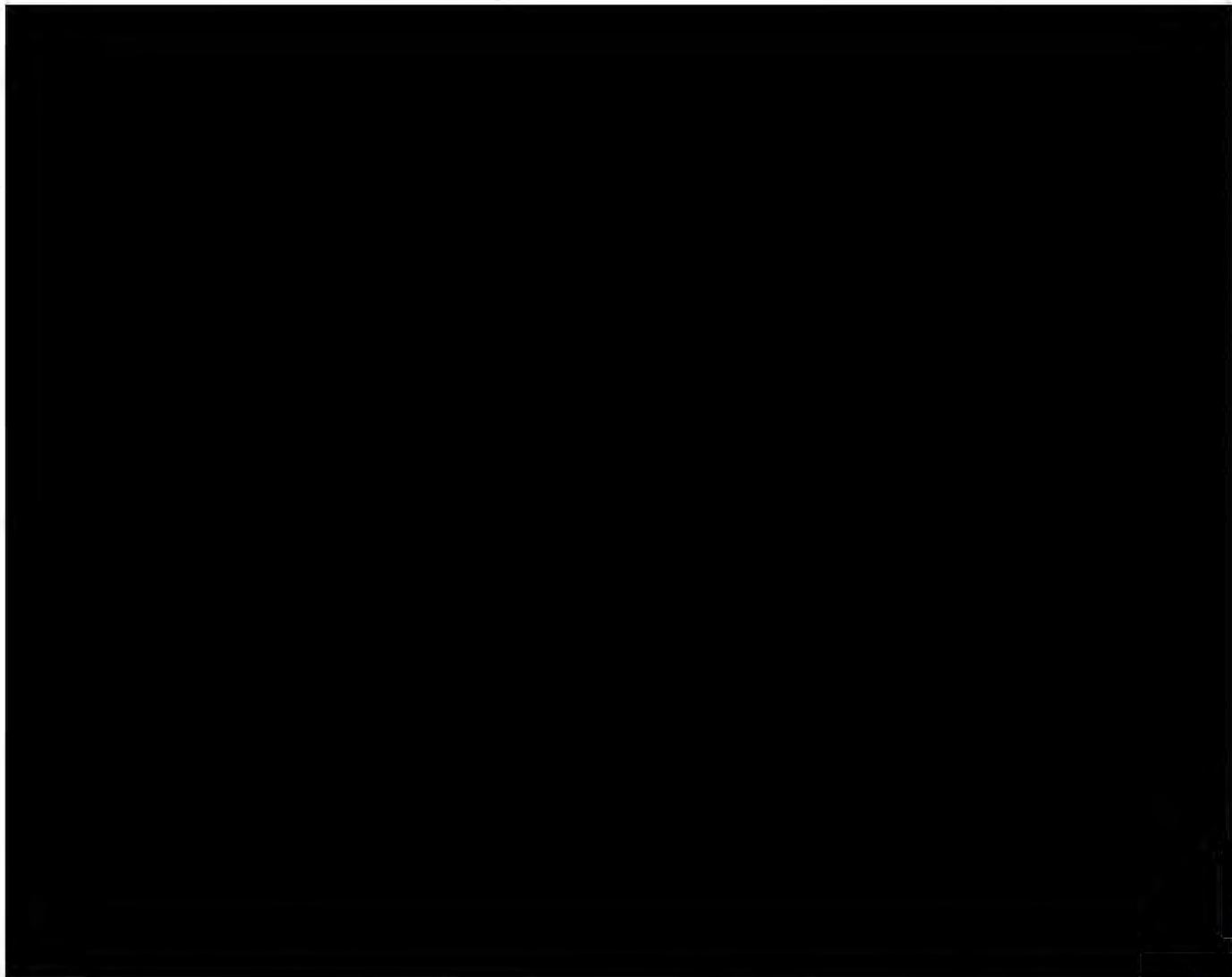
La meta por alcanzar en el Programa propuesto por el Contratista y conforme a su propio cómputo para la estrategia 1 en su escenario base es de 9,001.5 UT (Tabla 11) y para la estrategia 2 en su escenario base es de 9,450.5 UT (Tabla 12).



777



*Tabla 11. Unidades de trabajo estimadas y contabilizadas por el Contratista en la Estrategia 1, Escenario base (Fuente: CNH con información del Contratista)*



46

777

**Tabla 12. Unidades de trabajo estimadas y contabilizadas por el Contratista en la Estrategia 2, Escenario base (Fuente: CNH con información del Contratista)**

De llevarse a cabo el total de actividades contempladas en el escenario incremental para la Estrategia 1 podría alcanzar un total de 21,050.5 UT (Ver Tabla 13) y para la Estrategia 2 el Contratista estima que podría alcanzar 20,602.5 UT (ver Tabla 14).



*Tabla 13. Unidades de trabajo estimadas y contabilizadas por el Contratista en la Estrategia 1, Escenario incremental (Fuente: CNH con información del Contratista.*

48

*Handwritten mark*

*Tabla 14. Unidades de trabajo estimadas y contabilizadas por el Contratista en la Estrategia 2, Escenario incremental (Fuente: CNH con información del Contratista)*

*Handwritten notes: h/w, 777*

En el caso de la realización de la totalidad de las actividades considerados en los escenarios Base e Incremental de cualquier Estrategia de Evaluación que decida ejecutar el Contratista podría acreditar hasta 21,050.5 UT, por lo que se estaría rebasando el compromiso adquirido de UT

Cabe señalar que el Contratista ha presentado un Plan de Exploración asociado a su Programa de Evaluación; en dicho Programa las UT suman un total de 13,112.66 UT para la estrategia 1 en su escenario base y 12,626.22 UT para la estrategia 2 en su escenario base, por lo que, el Plan de Exploración y el Programa de Evaluación independientemente de la estrategia que desarrolle, considerando solo el escenario base, el Contratista podría alcanzar más de 21,000 UT, rebasando el compromiso adquirido en el Contrato de 16,100 UT. Lo anterior en términos de la cláusula 1 *Definiciones e interpretación del anexo 5 del Contrato.*

Cabe enfatizar que la acreditación de las UT por parte de la Comisión estará sujeta al cumplimiento de las actividades factibles de acreditar UT, y únicamente en los términos definidos para las mismas en el anexo 5 del contrato, es por ello, que las Tablas 12 y 13 se consideran indicativas, pero no definitivas.

#### **IV. Análisis Económico**

Acorde a lo establecido en el artículo 11 de los de los Lineamientos<sup>3</sup>; así como en la sección VI Plan de Evaluación; Apartado VI.7 Programa de Inversiones, del numeral 2 Contenido del Plan de Evaluación, del Anexo 1 Guía para los Planes de Exploración de Hidrocarburos de los mismos Lineamientos, los Planes deben contar con un análisis técnico económico que sustente el cumplimiento de los objetivos de los Contratos y entre otros, la selección de las Mejores Prácticas de la Industria.

Con base en ello, la Comisión elaboró el análisis económico correspondiente al Plan propuesto, cuyos resultados se presentan a continuación.

##### **IV.1 Descripción de las Inversiones Programadas**

El Programa de Inversiones es consistente con la información correspondiente al Plan de Evaluación y fue presentado de conformidad con el catálogo establecido en los *Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos*, emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Lineamientos de Costos de la SHCP).

<sup>3</sup> 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.

Handwritten signature and initials: "g" at the top right, "hi" and "777" with a diagonal line at the bottom right.

(i) Inversiones asociadas al Escenario Base (EE 1 o EE 2).

Como parte del Escenario Base, el Contratista contempla realizar estudios de geología, ingeniería de yacimientos, pruebas de producción, actividades de seguridad, salud y medio ambiente, así como la perforación de un pozo exploratorio (Gutiérrez Zamora-011-DEL en caso de ser seleccionada la EE 1 (Estrategia de Evaluación 1), o Miguel Hidalgo-500-DEL como parte la EE 2 (Estrategia de Evaluación 2). Como se observa en la Tabla 15, el monto asociado para llevar a cabo las actividades del Escenario Base en su EE 1 [REDACTED] mientras que, para la EE 2 [REDACTED]. Dichos montos se distribuyen conforme a la Figura 19 y Figura 20, respectivamente.

49



50

- a. Acorde a lo manifestado por el Contratista, considera diciembre de ese año.
- b. Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

Tabla 15. Distribución del Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera. Escenario Base (EE 1 o EE 2)

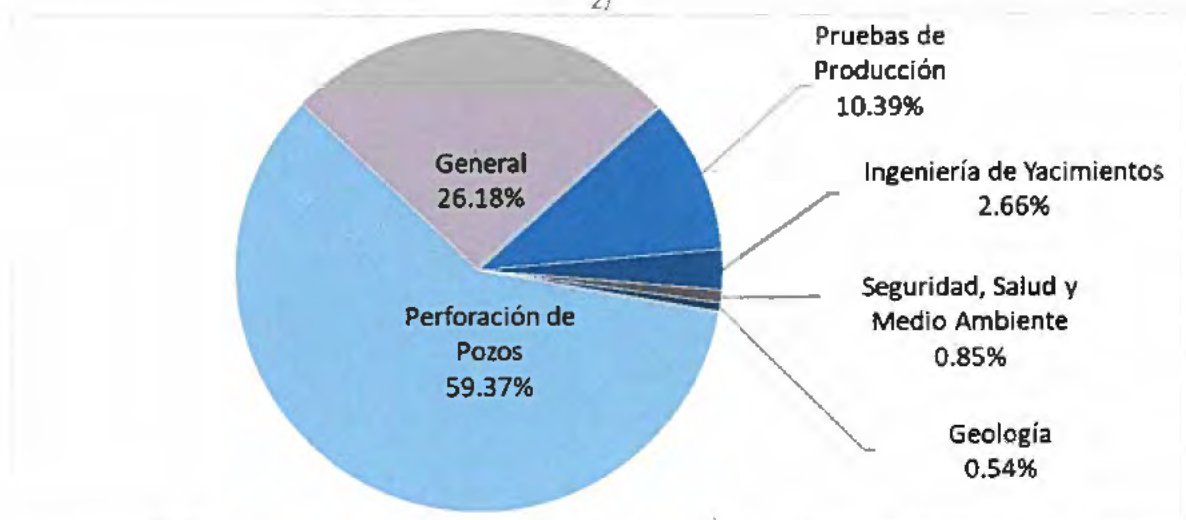


Figura 19. Distribución del Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera: Escenario Base EE 1 (Total)

51

<sup>4</sup> Dólares de los Estados Unidos

<sup>5</sup> Millones de dólares de los Estados Unidos



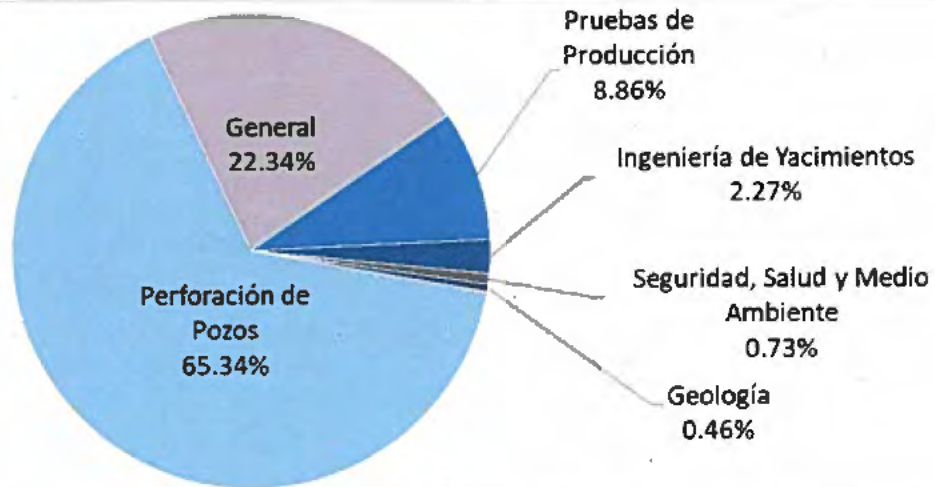


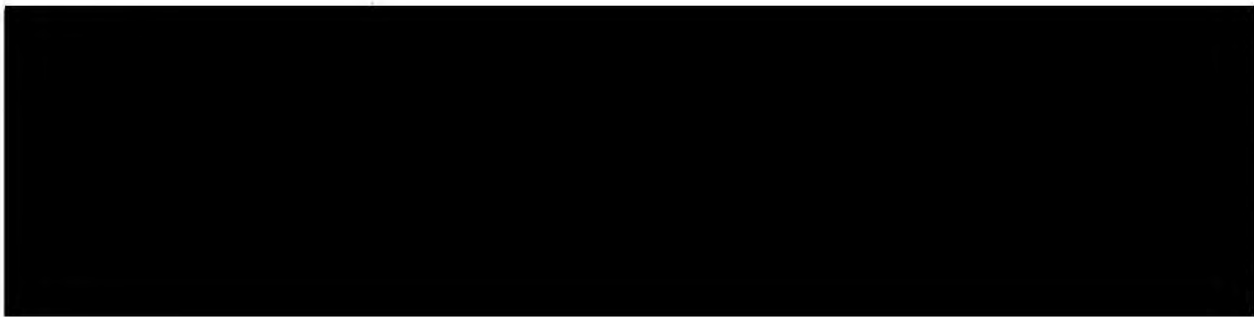
Figura 20. Distribución del Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera: Escenario Base EE 2 (Total

52

**(ii) Inversiones asociadas al Escenario Base + Escenario Incremental (EE 1 o EE2)**

Como se describió con anterioridad, el Contratista manifestó su interés de contar con la opción de ejecutar actividades adicionales al Escenario Base (para ambas Estrategias de Evaluación), mismas que identifica bajo Escenarios Incremental<sup>6</sup>. Dichas actividades adicionales están asociadas a geofísica, perforación de pozos, estudios geológicos, de ingeniería de yacimientos, pruebas de producción y, seguridad, salud y medio ambiente.

Por lo tanto, con base en la información presentada por el Contratista, y en el supuesto en que este último ejecute el 100% de las inversiones contempladas en el Escenario Incremental (sin importar cual sea la Estrategia de Evaluación seleccionada), los gastos totales (Base + Incremental) ascenderían a un monto de hasta [REDACTED]. La distribución de las inversiones asociadas al Escenario 53 Base + Incremental (para la EE 1 y EE 2) se distribuyen conforme la Tabla 16 y Figura 21.



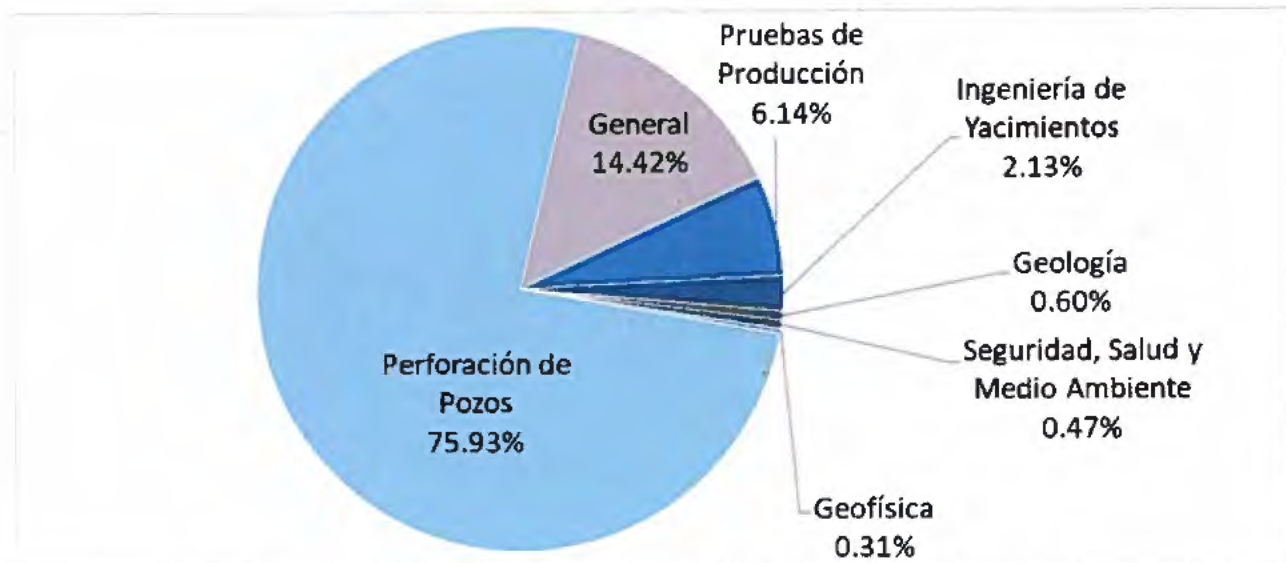
54

<sup>6</sup> Conforme a lo manifestado por el Contratista, las inversiones asociadas a los Escenarios Incrementales podrían no ejecutarse, o en su caso ejecutarse de manera parcial o total (sin que ello signifique incumplir con los compromisos de trabajo adquiridos).

*Handwritten signature and initials.*

- a. Acorde a lo manifestado por el Contratista, considera únicamente el mes de diciembre de ese año.
- b. Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

**Tabla 16. Distribución del Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera: Escenario Base + Incremental (EE 1/ EE 2)**



**Figura 21. Distribución del Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera: Escenario Base + Incremental EE1 / EE 2**

55

## IV.2 Resultado de la Evaluación del Programa de Inversiones

De la revisión a la información presentada por el Contratista, se observa que el Programa de Inversiones detalla los costos asociados a cada una de las actividades propuestas en el Plan de conformidad con el catálogo establecido en los Lineamientos de Costos de la SHCP. El análisis realizado prevé que el Contratista ejerza un monto de inversión [REDACTED] (Tabla 15) [REDACTED] MMUSD (Tabla 16).

56

En tal virtud, la opinión de esta Comisión es favorable respecto a la aprobación del Plan en los términos económicos solicitados por el Contratista.

## V. Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa

De acuerdo con las actividades del Programa de Evaluación del Contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017, la revisión y evaluación de la eficiencia operativa estaría basada en la medición de los avances físicos (realizados vs programado) de este Programa, en relación con los siguientes conceptos:

*[Handwritten signature and initials]*  
777

- Estudios exploratorios;
- Perforación de prospectos delimitadores;
- Seguimiento de Contenido Nacional y Transferencia de Tecnología
- Programa Mínimo de Trabajo
- Programa de Inversiones

## VI. Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional, Capacitación y Transferencia de Tecnología y Sistema de Administración de Riesgos

Respecto al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional, la Secretaría de Economía informó a esta Comisión mediante oficio UCN.432.2019.0025 recibido el 5 de febrero de 2019, que *“Con base en la información presentada, esta Unidad considera plausible que se cumplan con las obligaciones de contenido nacional para este contrato; en consecuencia, se tiene una opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento, en materia de contenido nacional, para la etapa de Evaluación presentado por JAGUAR, para el contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017”*.

Por lo que hace al cumplimiento del programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología, asociado al Plan de Exploración, esta Comisión advierte que aún no cuenta con la opinión favorable que al efecto corresponde emitir en el ámbito de sus atribuciones a la Secretaría de Economía, para el cumplimiento de dicho programa, motivo por el cual una vez que, en su caso, dicha autoridad emita la opinión en sentido favorable, se tendrá por aprobado el programa asociado y formará parte del Programa de Evaluación.

Lo anterior, tomando en consideración la competencia material de la Secretaría de Economía en materia de Capacitación y Transferencia de Tecnología, en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos, así como los artículos 13 y 14 de los Lineamientos.

Se emite el presente dictamen sin perjuicio de la obligación del Contratista de atender la Normativa emitida por todas las autoridades competentes, así como aquéllas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en los Planes aprobados por la Comisión.

En relación con el Sistema de Administración de Riesgos, mediante oficio ASEA/UAJ/DGCONS/0554/2018, la ASEA indicó que *“la CURR puede ser una vía idónea para acreditar que el Regulado ya ha ingresado un solicitud exitosa para registrar el Sistema de Administración a implementar en las actividades de que se trate”*.

La empresa Jaguar Exploración y Producción 2.3., S. A. P. I. de C.V., ingresó el 7 de febrero de 2017, la solicitud de Registro de la conformación de su Sistema de Administración y de la Clave Única de Registro del Regulado (CURR). El 23 de noviembre de 2017, se le asignó la clave CURR: ASEA-JAE17304C”.

Cabe señalar que por Acuerdo CNH.E.07.001/18 el Órgano de Gobierno emitió el Criterio de Interpretación Administrativa que armoniza el contenido de los artículos 13, primer párrafo y 33, fracción V de los Lineamientos, en el cual se establece que basta con que los Contratistas Petroleros acrediten haber iniciado el procedimiento respectivo ante ASEA, con lo cual se daría por atendido el requisito contenido en el artículo 33, fracción V de los Lineamientos en cuanto a que el Dictamen técnico final incluya un programa de administración de riesgos aprobado.

Asimismo, dicho Criterio de Interpretación Administrativa reconoce que el artículo 13 de los Lineamientos, procura materializar el procedimiento de evaluación y aprobación con base en un esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, motivo por el cual se contempla la emisión de la presente Resolución sin perjuicio de la obligación del Contratista de atender la Normativa emitida por otras Autoridades competentes en materia de Hidrocarburos.

## VII. Términos en los que es aprobado el Programa de Evaluación

### VI.1 Consideraciones

A partir de la información entregada por el Contratista, y de la revisión y análisis realizado a los apartados que anteceden, se advierte que el conjunto de actividades que integran el Programa de Evaluación, cuyo objetivo es la reevaluación de los campos maduros Vicente Guerrero, Gutiérrez Zamora y Miguel Hidalgo, permitirán evaluar e identificar el potencial remanente del área, actualizar el modelo geológico-petrolero en la formación [REDACTED] a través de la ejecución de la perforación de pozo Gutiérrez Zamora-011-DEL o Miguel Hidalgo-500-DEL, pruebas de alcance extendido en los pozos existentes y estudios propios de una etapa de evaluación. 57

Se observa que el Contratista considera la aplicación de metodologías y tecnologías acordes con la etapa de caracterización y delimitación en la que actualmente se encuentran los campos preexistentes en el Área Contractual, las cuales se apegan a las mejores prácticas utilizadas en el contexto internacional, a partir de las cuales el contratista estaría en posibilidades de actualizar y generar un modelo más representativo del subsuelo, así como de evaluar las reservas del Área contractual. Las actividades que comprenden el Programa se resumen a continuación:



Tabla 17. Actividades del Programa de Evaluación Estrategia 1 y Estrategia 2

### VI.1.2 Cumplimiento del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética

- **Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.** Del conjunto de actividades propuestas por el Contratista, y en el supuesto de la ejecución total de las mismas, se refleja que la secuencia operativa planteada permitirá generar mayor conocimiento de los campos a evaluar, esto mediante la integración y correlación de los resultados derivados de los estudios, las pruebas de alcance extendido y la perforación del pozo Gutiérrez Zamora-011-DEL o Miguel Hidalgo-500-DEL, por lo que se dispondrá de un mayor entendimiento del comportamiento de los yacimientos.

- **La reposición de las reservas de hidrocarburos.** En relación con las actividades planteadas por el Contratista, como parte integrante de su Programa de Evaluación, esta Comisión señala que desde el punto de vista técnico son adecuadas, considerando el conocimiento actual de los campos Miguel Hidalgo, Gutiérrez Zamora y Vicente Guerrero, por lo que de ser ejecutadas en su totalidad, se podría llevar a cabo con menor incertidumbre, la delimitación de los yacimientos asociados a la formación El Abra, esto principalmente, mediante la perforación de pozos de evaluación, y pruebas de alcance extendido. con lo antes expuesto, se estará en posibilidades de realizar una estimación del volumen original de hidrocarburos, así como las reservas remanentes.

- **La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.** En relación con el Programa propuesto por el Contratista, la Comisión concluye que, en los estudios a realizar como diseño de pozo VCD y estudios de evaluación de riesgo, contribuirán al desarrollo óptimo de las actividades programadas.

Para la perforación de pozos se utilizará un equipo de perforación con Top Drive, que permite perforar de manera más eficiente que con un equipo convencional, reduciendo los tiempos de perforación al ofrecer ventajas operativas. Para las pruebas de pozo se utilizarán sensores de presión y temperatura de fondo con tecnología de punta que incluye transductores de cuarzo y zafiro, este tipo de transductores permiten obtener datos con alta precisión ya que transforman la magnitud física de presión en una magnitud eléctrica con errores menores al 0.01%. Esto es relevante porque los datos obtenidos servirán para caracterizar el

*h*  
*777*



yacimiento, dimensionar las instalaciones y verificar la efectividad de la estimulación, dicha tecnología permitirá obtener resultados de mejor calidad.

Para la medición de los hidrocarburos se utilizarán separadores trifásicos cuya tecnología permite separar los diferentes fluidos (aceite, gas y agua) que se pueden presentar durante los periodos de flujo de las pruebas, estos separadores son comunes en la industria y su utilización es adecuada en la etapa de evaluación materia de este programa.

- **Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país.** Con base en la información presentada en el Programa, y de acuerdo con lo expresado anteriormente, la adecuada evaluación de los yacimientos permitirá reducir el riesgo geológico y proporcionará los elementos necesarios para declararlo Comercial, para posteriormente llevarlo a una etapa de desarrollo, misma que incrementará la producción de la nación, la Comisión concluye que éstas actividades se alinean a un proceso correspondiente a la etapa de evaluación acorde con la naturaleza y estado de los campos en evaluación existentes en el Área Contractual.

## VI.2 Dictamen Técnico

Con base en las consideraciones anteriores, la Dirección General de Dictámenes de Exploración y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica proponen al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable la aprobación al Programa de Evaluación para Área Contractual TM-01 asociado al Contrato CNH-R02-L03-TM-01/2017, respecto a las actividades propuestas, toda vez que, de acuerdo con el artículo 17, el Anexo I apartado VI y Anexo VII apartado IV inciso a) de los Lineamientos, las fracciones I, III, IV y VI del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y las Cláusulas 5.1, 5.2 y el Anexo 5 del Contrato, las actividades planteadas permitirían generar mayor conocimiento geológico petrolero del subsuelo y maximizar el valor estratégico del Área Contractual.

En este contexto, el presente Dictamen es en sentido favorable para la aprobación del Programa de Evaluación, el cual deberá ejecutarse dentro del plazo establecido en el Contrato.

**Elaboró**

**Mtra. Luz Gisela Cortes Herrera**  
Subdirectora de Área

**Validó**

**Mtro. Rodrigo Hernández Ordóñez**  
Director General de Dictámenes de  
Exploración

Handwritten mark resembling a stylized '0' or '1' with the number '777' written below it.

Elaboró

**Mtra. Bertha Leonor Frías García**  
Directora General Adjunta de  
Evaluación de Contratos y  
Asignaciones

Validó

**Lic. María Adamelia Burgueño**  
**Mercado**  
Directora General de Estadística y  
Evaluación Económica

Autorizó

**Dr. Faustino Morroy Santiago**  
Titular de la Unidad Técnica de Exploración

“Con fundamento en los artículos 113, fracción II de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública; 116, párrafos tercero y cuarto de la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública, y numeral Trigésimo Octavo, fracciones II y III, y Cuadragésimo de los Lineamientos Generales en Materia de Clasificación y Desclasificación de la Información, así como la elaboración de versiones públicas, se realizó el testado en virtud de que el Dictamen contiene información referente al patrimonio de las personas, la relativa a hechos y/o actos de carácter económico, contable, jurídico o administrativo relativos a una persona, asimismo se describen actividades técnicas, económicas e industriales de las empresas, asimismo información geológica, geofísica, tecnológica, estratégica, económica y financiera relacionada con las operaciones de negocios presentes y futuros de la empresa para sus actividades empresariales a corto, mediano y largo plazos, las cuales representan la ventaja competitiva y económica de las empresas frente a terceros en la realización de tales actividades lo cual constituye un secreto de tipo industrial.

NOTA: La presente versión pública se aprobó mediante Resolución PER-016-2021 a través de sesión permanente del Comité de Transparencia de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, de fecha nueve de agosto de dos mil veintiuno.”