

CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Modificación al Programa de Evaluación Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017

Contratista: Jaguar Exploración y Producción 2.3 S.A.P.I. de C.V.

Enero de 2020



@CNH_MX



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



@cnh.mx

Handwritten signatures and initials in the bottom right corner.

Contenido

I. INTRODUCCIÓN.....	4
II. DATOS GENERALES.....	5
1. DATOS DEL CONTRATISTA.....	5
2. DATOS DEL CONTRATO.....	5
3. DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL.....	5
4. DATOS DEL ÁREA DE EVALUACIÓN.....	7
III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN.....	8
IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS EN EL DICTÁMEN TÉCNICO.....	9
V. JUSTIFICACIÓN TÉCNICA DE LA MODIFICACIÓN AL PROGRAMA DE EVALUACIÓN.....	10
VI. PROGRAMA DE EVALUACIÓN.....	11
1. OBJETIVO DEL PROGRAMA DE EVALUACIÓN.....	11
2. ACTIVIDADES DEL PROGRAMA DE EVALUACIÓN.....	11
I. PERFORACIÓN DEL POZO.....	16
II. TOMA DE INFORMACIÓN.....	19
III. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN.....	20
IV. MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS.....	28
3. METAS FÍSICAS.....	32
4. PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO.....	32
VII. ANÁLISIS DE LAS INVERSIONES DEL PROGRAMA DE EVALUACIÓN.....	33
1. DESGLOSE DEL PROGRAMA DE INVERSIONES.....	33
2. RESULTADO DEL ANÁLISIS DEL PROGRAMA DE INVERSIONES.....	35
VIII. PROGRAMAS ASOCIADOS.....	36

___ 1. CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL, CAPACITACIÓN Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA.....	36
___ 2. CUMPLIMIENTO DEL SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS.....	37
IX. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PROGRAMA DE EVALUACIÓN.	37
X. TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADA LA MODIFICACIÓN AL PROGRAMA DE EVALUACIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL MISMO.....	37
XI. DICTAMEN TÉCNICO.....	41

Handwritten mark

Handwritten mark

Handwritten signature

I. INTRODUCCIÓN.

El presente dictamen se refiere a la modificación del Programa de Evaluación relacionado con el Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017 (en adelante, Contrato), solicitado por Jaguar Exploración y Producción 2.3 S.A.P.I. de C.V (en adelante, Contratista o Jaguar), a esta Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) con fundamento en la fracción I del artículo 50, de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos publicados en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 12 de abril de 2019 (en adelante, Lineamientos) que a la letra dice:

[...]

La solicitud de modificación del Programa de Evaluación deberá presentarse mediante el formato PE y su instructivo, adjuntando el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo, atendiendo el procedimiento del Capítulo II, del Título II de los Lineamientos, y con el nivel de detalle establecido en el Anexo I, en los siguientes supuestos:

- I. Exista una variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Programa de Evaluación aprobado, con independencia del escenario operativo que se encuentre ejecutando;*
- II. En los casos previstos en la Normativa aplicable en materia de Unificación;*
- III. Para Contratos que permitan la recuperación de costos, cuando exista un incremento o decremento del veinte por ciento o más de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Programa de Evaluación vigente, en términos reales y de acuerdo con el índice de precios al productor de los Estados Unidos de América, tomando como base el mes y año en que fue aprobado el Programa de Evaluación;*
- IV. Si derivado de una resolución emitida por autoridad competente, se producen cambios en las condiciones de seguridad industrial, seguridad operativa, protección al medio ambiente, o cualquier otra que implique una modificación en términos de los supuestos establecidos en las fracciones anteriores, y*
- V. Si como consecuencia del Caso Fortuito o Fuerza Mayor, previamente reconocido por la Comisión, se afecta indistintamente el alcance, tiempo o costo del Programa de Evaluación originalmente aprobado y no le sea posible al Operador Petrolero cumplir con el mismo.*

El Operador Petrolero deberá obtener la aprobación de la Comisión previo a la ejecución de las actividades materia de la modificación.

[...]

El Programa de Evaluación relacionado con el Contrato fue aprobado por esta Comisión en Sesión de Órgano de Gobierno mediante la Resolución CNH.E.02.002/19 el 17 de enero de 2019.

Debido al bajo potencial productivo observado en los pozos del campo Copite, identificado a través de las actividades desarrolladas en el marco del Programa de Evaluación vigente, el Contratista declina continuar con

las actividades de delimitación enfocadas a dicho campo, dirigiendo su estrategia de evaluación hacia el campo Manuel Rodríguez Aguilar (en adelante, MRA). Acción que conlleva diversos cambios en las actividades a desarrollar durante la ejecución del Programa de Evaluación.

II. DATOS GENERALES.

1. DATOS DEL CONTRATISTA.

El Contratista promovente de la modificación al Programa de Evaluación relacionado con el Contrato es la empresa Jaguar.

Jaguar, es una empresa mercantil constituida de acuerdo con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos, representada legalmente por Dorothy Lerch Huacuja, en su carácter de apoderada legal.

2. DATOS DEL CONTRATO.

El Contrato se firmó el 8 de diciembre de 2017 (en adelante, Fecha Efectiva) entre la Comisión y el Contratista.

La vigencia del Contrato es de 30 años a partir de la Fecha Efectiva, sin perjuicio de las prórrogas que puedan ser solicitadas en términos de la Cláusula 3.2 del Contrato y de las disposiciones que por su naturaleza deberán ser cumplidas posterior a terminación de este.

En relación 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 del Programa de Evaluación. El Contratista podrá solicitar mediante notificación por escrito, una prórroga con la finalidad de concluir actividades contempladas en el Programa de Evaluación que se encuentren en proceso de ejecución siempre que sean por razones no imputables a éste.

3. DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL.

El Área Contractual, se localiza en la porción central del estado de Veracruz, en la provincia geológica y petrolera Cuenca de Veracruz. La Tabla 1 muestra los datos generales del Área Contractual.

Contratista	Jaguar Exploración y Producción 2.3, S.A.P.I. de C.V.
Contrato	CNH-R02-L03-VC-02/2017
Vigencia	30 años, a partir de la Fecha Efectiva
Provincia Petrolera	Cuencas de Veracruz
Provincia Geológica	Cuencas de Veracruz
Superficie	251.35 km ²
Elevación del Terreno	30 – 50 m

Tabla 1. Datos del Área Contractual.

El inventario de activos del Área Contractual señala que, dentro del Área Contractual, se han perforado un total de 19 pozos (12 exploratorios y 7 de desarrollo), de los cuales, 4 se encuentran operando, 1 cerrado con características mecánicas que harían posible su eventual recuperación para ser explotado y 14 están oficialmente taponados (Figura 1). Los vértices del Área Contractual se muestran en la Tabla 2.



1

Figura 1. Localización y vértices del Área Contractual.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Vértice	Longitud (Oeste)	Latitud (Norte)	Vértice	Longitud (Oeste)	Latitud (Norte)
1	96° 20'00"	18° 54'00"	18	96° 25'30"	18° 56'00"
2	96° 23'30"	18° 54'00"	19	96° 25'30"	18° 55'30"
3	96° 23'30"	18° 55'00"	20	96° 25'00"	18° 55'30"
4	96° 23'00"	18° 55'00"	21	96° 25'00"	18° 54'00"
5	96° 23'00"	18° 55'30"	22	96° 28'30"	18° 54'00"
6	96° 23'30"	18° 55'30"	23	96° 28'30"	19° 01'00"
7	96° 23'30"	18° 57'00"	24	96° 28'00"	19° 01'00"
8	96° 25'00"	18° 57'00"	25	96° 28'00"	19° 00'30"
9	96° 25'00"	18° 57'30"	26	96° 26'30"	19° 00'30"
10	96° 25'30"	18° 57'30"	27	96° 26'30"	19° 02'00"
11	96° 25'30"	18° 58' 00"	28	96° 24'30"	19° 02'00"
12	96° 26'00"	18° 58'00"	29	96° 24'30"	19° 03'30"
13	96° 26'00"	18° 57'00"	30	96° 28'00"	19° 03'30"
14	96° 26'30"	18° 57'00"	31	96° 28'00"	19° 03'00"
15	96° 26'30"	18° 56'30"	32	96° 28'30"	19° 03'00"
16	96° 26'00"	18° 56'30"	33	96° 28'30"	19° 05'00"
17	96° 26'00"	18° 56'00"	34	96° 20'00"	19° 05'00"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual.

Las actividades amparadas en el Contrato están consideradas sin restricciones de profundidad, por lo tanto, pueden realizarse en toda la columna geológica dentro del Área Contractual.

4. DATOS DEL ÁREA DE EVALUACIÓN.

Dentro del Área Contractual se contempla un área de evaluación, asociada únicamente al campo MRA. La Tabla 3 muestra las características generales de dicha área.

Superficie estimada	0.74 km ²
Objetivos geológicos	Brecha San Felipe/Guzmantla, Orizaba
Descubrimientos asociados	MRA*
Fecha de Descubrimiento	1976
Formación productora	Brecha San Felipe
Profundidad de la formación productora	2,926 m
Tipo de Hidrocarburo	Aceite Pesado (14 °API)
Elevación del terreno	±60 m

*Operado por PEMEX

Tabla 3. Características principales del área de evaluación.

III. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN.

El proceso de evaluación técnica y dictamen para la modificación del 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 Prospectiva y Evaluación Económica (en adelante, DGPEE) adscritas a esta Comisión.

Adicionalmente, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía opinión respecto del porcentaje de Contenido Nacional y del Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto de la modificación al Programa de Evaluación del Contrato. Lo anterior se corrobora en las términos de las constancias que obran en el expediente DGDE.P.021/2019 de la DGDE de esta Comisión.



Figura 2. Diagrama del proceso de revisión y evaluación de la modificación al Programa de Evaluación del Contrato.

(Mediante el oficio 240.06987/2019 del 03 de diciembre de 2019, el proceso estuvo sujeto a una ampliación de plazo para resolver).

IV. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS EN EL DICTÁMEN TÉCNICO.

De acuerdo con las actividades planteadas por el Contratista dentro de la modificación al Programa de Evaluación, se establece que existe una variación en el número de pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Programa de Evaluación aprobado toda vez que el número de pozos a perforar pasa de 4 a 1, por lo cual se actualiza el supuesto de modificación establecido por el artículo 50, fracción I de los Lineamientos.

Por tal motivo, la Comisión consideró para el presente análisis los principios y criterios técnicos establecidos en los artículos 19, 40, fracción III, 48, 49 y 50 fracción I de los Lineamientos, asimismo se verificó que las actividades propuestas por el Contratista en la modificación al Programa de Evaluación fueran congruentes y se alinearan a lo señalado en el artículo 39, fracciones I, III, IV, VI, y VII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética respecto a la observancia de las siguientes bases:

- o Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país;
- o 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;
- o La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de Hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos;
- o Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de Hidrocarburos en beneficio del país, y
- o Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de Hidrocarburos.

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

1. Considera una duración de hasta veinticuatro meses a partir de su aprobación original;
2. Cubre la extensión completa de la estructura donde se realizó el Descubrimiento;
3. Se encuentra elaborado de conformidad con la normativa aplicable;

4. Mantiene un alcance suficiente para determinar si el Descubrimiento puede ser considerado Descubrimiento Comercial, y
5. La Solicitud mantiene la reevaluación de los yacimientos asociados a las [REDACTED]

2

Por lo anterior, esta Comisión observa que la modificación al Programa de Evaluación cumple con los requisitos establecidos en la Cláusula 5.2 del Contrato.

V. JUSTIFICACIÓN TÉCNICA DE LA MODIFICACIÓN AL PROGRAMA DE EVALUACIÓN.

Con la ejecución de las actividades amparadas por el Plan de Exploración y el Programa de Evaluación, el Contratista ha podido reducir el riesgo geológico proveniente de la interpretación sísmica y se han generado elementos de evidencia que le han permitido replantear la estrategia de evaluación del Área Contractual.

Al respecto, en el área del campo Copite se han llevado a cabo múltiples tareas de reprocesado sísmico del estudio Copite López Mateos 3D, sin embargo, los resultados no han sido del todo satisfactorios, llegando a la conclusión de que la estructura Chilpaya, representa un alto riesgo de éxito exploratorio.

Asimismo, y de acuerdo con el análisis petrofísico, geológico, geofísico y de yacimientos, contenido en el Programa de Evaluación aprobado, el Contratista estableció que el comportamiento de la presión – producción de los pozos del campo Copite no es un sustento suficiente para continuar con las actividades de evaluación enfocadas a dicho campo.

En tal sentido, se concluye que la información recopilada y analizada proporciona sustento técnico para la presente propuesta de modificación, en la cual se establece que no se llevará a cabo la perforación de los pozos previamente programados en el área correspondiente a la extensión del campo Copite. Mientras que las actividades relacionadas con la evaluación del campo MRA se enfocarán en la perforación de 1 pozo delimitador en lugar de los 2 originalmente planificados.

VI. PROGRAMA DE EVALUACIÓN.

1. OBJETIVO DEL PROGRAMA DE EVALUACIÓN

El objetivo de éste Programa es continuar con la evaluación y delimitación de las estructuras completas descubiertas por el Operador anterior, ya sea adyacentes o subyacentes al campo MRA, que permitan mejorar la caracterización de los yacimientos con un alcance suficiente para determinar si los descubrimientos efectuados por el Operador anterior, pueden ser considerados como comerciales bajo el escenario económico actual y generar la información necesaria, para justificar técnica y económicamente el desarrollo dentro del Área Contractual.

2. ACTIVIDADES DEL PROGRAMA DE EVALUACIÓN

De acuerdo con lo establecido en el apartado V de este dictamen, el Contratista no desarrollará las actividades de perforación dirigidas a la reevaluación de la estructura geológica denominada Copite Norte.

Enfocando de esta manera su Programa de Evaluación hacia el campo MRA, en donde perforará 1 pozo en lugar de los 2 originalmente programados. En tal sentido, el Contratista desarrollará actividades de perforación, toma de información y análisis a 1 pozo en lugar de 4 (Tabla 4).

Como consecuencia en el cambio de estrategia, diversas actividades que tenían como objetivo los campos Copite Norte y MRA tendrán como alcance solamente el área del campo MRA (Tabla 4).

7/2

61

CS

Actividades e inversiones			Programa de Evaluación		Total
			2019	2020	
Perforación de Pozos	Número	Programa Aprobado	4	0	4
		Modificación	0	1	1
Terminación de Pozos	Número	Programa Aprobado	4	0	4
		Modificación	0	1	1
Estudios (núcleo, geoquímica, estudios estratigráficos, petrofísica, PVT, Salinidad)	Actividades (número)	Programa Aprobado	6	0	6
		Modificación	0	6	6
Pruebas de Producción ¹	Actividades (número)	Programa Aprobado	8	0	8
		Modificación	0	2	2
Ingeniería de Yacimientos (Simulación Numérica/ Estimación Producción)	Actividades (número)	Programa Aprobado	4	0	4
		Modificación	1	1	2
Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto (Camino/ Macropera)	Actividades (número)	Programa Aprobado	4	0	4
		Modificación	0	2	2
Otras Ingenierías (Líneas de Descarga)	Actividades (número)	Programa Aprobado	4	0	4
		Modificación	0	1	1
Inversiones totales (Dólares de Estados Unidos) Programa Aprobado					
Inversiones totales (Dólares de Estados Unidos) Programa Modificado					

¹Una de estas actividades (PAE), concluiría en enero de 2021.

de Inversiones a realizarse en enero 2021.

Tabla 4. Comparativa de las actividades de evaluación planteadas en el programa original y las planteadas en la presente modificación. Elaborada por la DGDE con información del Contratista

Con el objetivo de dar mayor certidumbre a la evaluación del campo y proveer de un diseño más robusto del pozo a perforar, el Contratista contempla la ejecución de diversas actividades no contempladas en el Programa original, las cuales se describen en la Tabla 5.

Tarea	Actividad
Caracterización de yacimientos	Estudio de campos análogos
	Pronóstico de producción P90, P50 y P10
Servicios de perforación de pozos	Documento VCD
Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto	Autorización de perforación de pozos CNH

Tabla 5. Actividades adicionales al Programa de Evaluación original. Elaborada por la DGDE con información del Contratista

Cabe destacar que dentro del Programa de Evaluación original se incluyó la ejecución de una prueba de incremento de presión en el pozo Chilpaya-1, dicha prueba fue llevada a cabo por el Contratista de acuerdo con el Programa y sus resultados forman parte fundamental del sustento para la modificación del presente Programa.

Las actividades propuestas por el Contratista en la presente modificación se enfocan en una estrategia consistente en obtener la información suficiente para determinar y delimitar el potencial petrolero de aceite negro en el Campo MRA, dichas actividades son:

- 1) Delimitación en el área donde no se han efectuado terminaciones con éxito comercial, por algún Operador, con objetivo a las formaciones Brecha San Felipe/Guzmantla y Orizaba. Esto a través de la perforación de 1 pozo delimitador en estructuras geológicas del campo MRA;
- 2) Programa de toma de información respecto de las condiciones de flujo de Hidrocarburos en el yacimiento. Esto a través de pruebas de producción y pruebas de producción de alcance extendido en el pozo a perforar. Las pruebas de alcance extendido están condicionadas al escenario de encontrar intervalos productores y que la prueba de producción convencional no proporcione la información suficiente para efectos de caracterización dinámica y la elaboración del Plan de Desarrollo;
- 3) Caracterización estática y dinámica de yacimientos naturalmente fracturados en función de los resultados obtenidos para efectos del desarrollo de campos. Esto a través de Análisis

de Agua de Formación, así como la toma de registros geofísicos de pozo y pruebas de presión-producción para la actualización de los modelos sedimentario, petrofísico y dinámico.

- 4) Estimación de volumen original de hidrocarburos asociado a cada intervalo de interés;
- 5) Determinar y/o validar los parámetros críticos operativos, y

Todo lo anterior, con la finalidad de determinar si el potencial de producción evaluado permite justificar un plan de desarrollo técnicamente factible y económicamente viable.

Como se muestra en la Figura 3, las actividades antes descritas se desarrollarán en el periodo comprendido de febrero de 2019 a enero de 2021. Al respecto, cabe señalar que dicho periodo es acorde con lo establecido por la Cláusula 5.2 del Contrato, la cual establece que las actividades propuestas por el Contratista se desarrollarán durante el Periodo de Evaluación, mismo que tendrá una duración de hasta 24 meses contados a partir de la Aprobación del Programa de Evaluación, mismo que fue aprobado por esta Comisión mediante Resolución CNH.E.02.002/19 del 17 de enero de 2019.

De acuerdo con la estrategia del Contratista planteada en la modificación del Programa de Evaluación, el pozo propuesto para perforación pretende delimitar la extensión vertical del campo MRA y determinar si los Hidrocarburos descubiertos pueden ser considerados comerciales.

Con base en lo anterior, se propone la perforación del pozo delimitador MRA-106DEL. La columna esperada se compone de [REDACTED] 5

Los objetivos geológicos por evaluar corresponden a las formaciones [REDACTED] ambas del Cretácico. Cabe 6
destacar que ambas formaciones mostraron potencial productor de Hidrocarburos durante la perforación del pozo Manuel Rodríguez Aguilar-1A, perforado por el Operador anterior, sin embargo, el Contratista considera que la información adquirida no sustenta de manera contundente la determinación acerca de la comercialidad del Descubrimiento.

Tarea	Subtarea	Descripción	2019												2020											
			F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	E
General	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto	Administración, seguimiento y monitoreo del Programa de Evaluación																								
		Seguros Operativos																								
		Documentación Autorización de Perforación																								
		Documentación y Autorización de Perforación																								
		Programa de Capacitación y Transferencia Tecnológica																								
		Estudio de Campos Análogos																								
Geología	Análisis geoquímicos de muestras	Análisis de Propiedades de los Hidrocarburos Producidos (PVT)																								
	Estudios petrofísicos	Toma de Registros Geofísicos, SP																								
		Toma de Registros Geofísicos, GR																								
		Toma de Registros Geofísicos, Inducción																								
		Toma de Registros Geofísicos, Litodensidad																								
		Toma de Registros Geofísicos, Neutrón																								
		Toma de Registros Geofísicos, Sónico Dipolar																								
		Toma de Registros Geofísicos, FMI																								
Pruebas de Producción	Realización de pruebas de producción	Prueba de Producción																								
		Prueba de Producción de Alcance Extendido																								
Ingeniería de Yacimientos	Cálculo de Reservas y estimaciones de producción	Cálculo de Reservas y Pronósticos de Producción P90, Pm, P50 y P10																								
	Modelado y simulación de Yacimientos	Actualización de Modelo Dinámico																								
Otras Ingenierías	Ingeniería conceptual	Diseño y Documentación de VCD																								
	Diseño de ductos	Construcción de Línea de Descarga																								

19/1

01

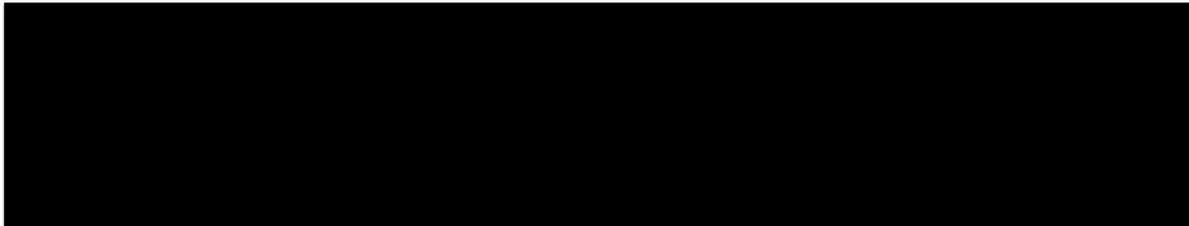



10

Figura 4. Configuraciones estructurales de la cima de los objetivos geológicos del pozo MRA-106DEL, [redacted] Elaborada por la DGDE con información del Contratista.

11

La trayectoria programada del pozo MRA-106DEL es direccional vertical, sin embargo, en caso de existir una reubicación de los objetivos geológicos se podría considerar una trayectoria direccional desviada partiendo de las mismas coordenadas superficiales. Las coordenadas tanto de superficie como de subsuelo son las siguientes:



12

Tabla 6. Coordenadas geográficas de la localización para el pozo MRA-106DEL. Elaborada por la DGDE con información del Contratista.

Con el objetivo de mantener la integridad del pozo y reducir los riesgos de la perforación se diseñó un estado mecánico preliminar, el cual se presenta en la Figura 5 y se resume en la Tabla 7.

[Handwritten signature]

[Handwritten number 6]

[Handwritten signature]
17



Figura 5. Estado Mecánico preliminar del pozo MRA-106DEL.
Elaborada por la DGDE con información del Contratista.

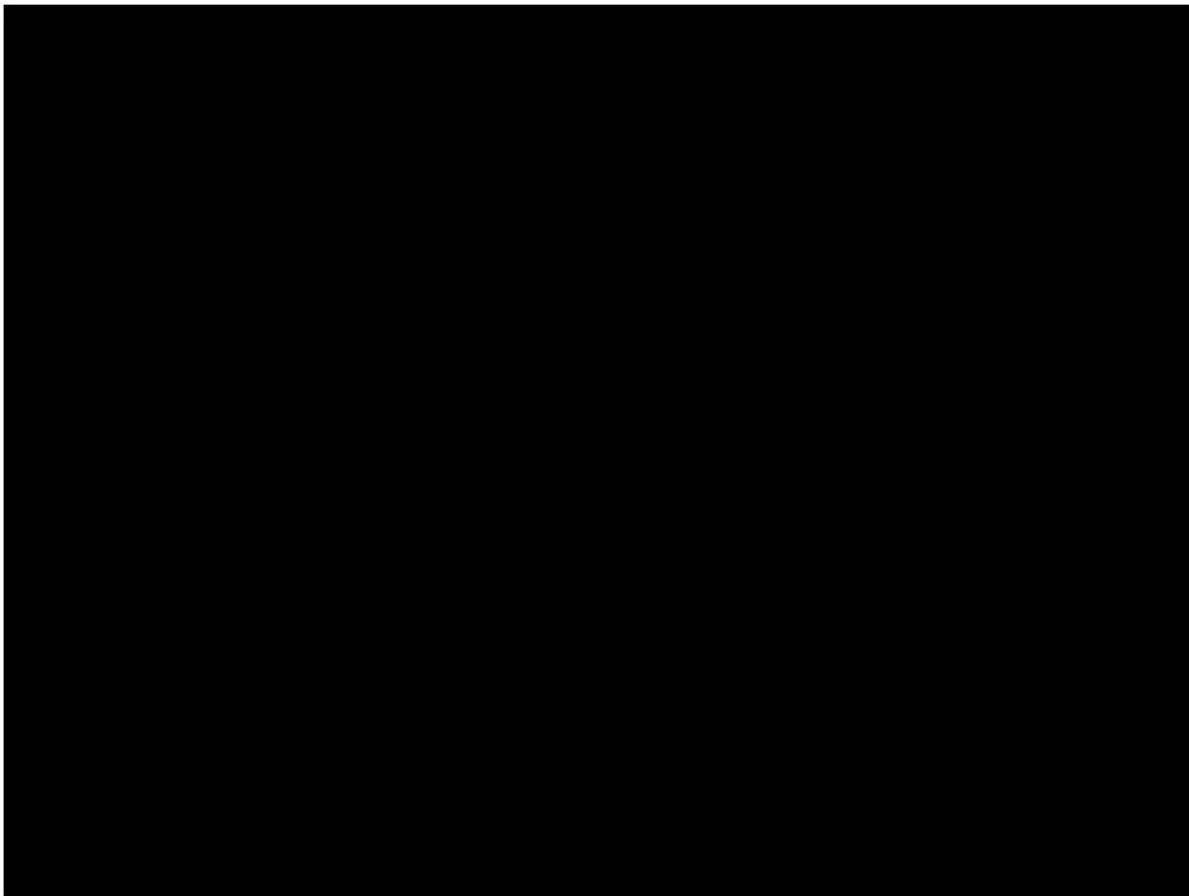


Figura 5. Estado Mecánico preliminar del pozo MRA-106DEL. Elaborada por la DGDE con información del Contratista.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and several initials.

De acuerdo con el diseño preliminar del pozo MRA-106DEL, la profundidad total (PT) [redacted] geológicamente atravesará las formaciones [redacted] del [redacted] destacándose una importante discordancia entre el [redacted] (Tabla 8).

15
16
17

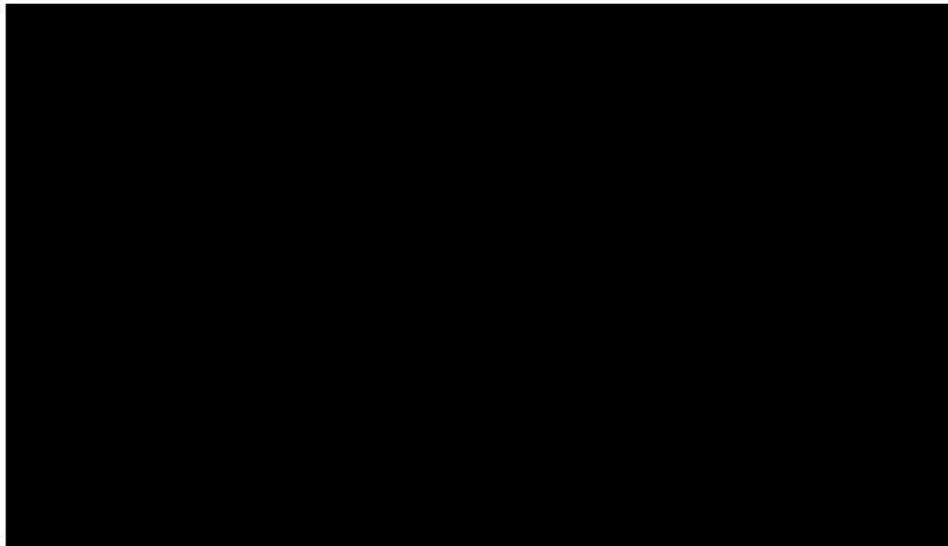


Tabla 8. Columna geológica programada para el pozo MRA-106DEL.
Elaborada por la DGDE con información del Contratista.

18

II. TOMA DE INFORMACIÓN.

Con la finalidad de reevaluar y calibrar la calidad de roca, parámetros petrofísicos, así como el tipo de fluidos, se propone un programa de adquisición de información para los pozos considerados para perforación, dicho programa se presenta en la Tabla 9.

Actividades	Unidad de medición	Metros totales de registro (m)
Litológicos - correlación (SP)	Por metro de registro	1,100
Litológicos - correlación (GR)	Por metro de registro	3,000
Resistividad (inducción)	Por metro de registro	3,000
Porosidad (densidad) *Lito densidad	Por metro de registro	2,000
Porosidad (neutrón)	Por metro de registro	2,000
Propiedades físicas de las rocas (sónico dipolar)	Por metro de registro	2,000
Registros Especiales (FMI)	Por metro de registro	250

Tabla 9. Programa de toma de registros para el pozo MRA-106DEL.
Elaborada por la DGDE con información del Contratista.

[Handwritten signature and initials in blue ink]

III. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN.

Con el objetivo general de evaluar el comportamiento de producción de los objetivos geológicos del pozo MRA-106DEL, los cuales corresponden a yacimientos naturalmente fracturados (YNF), así como su productividad a largo plazo, el Contratista propone la realización de una prueba de producción de tipo convencional y dependiendo de los resultados obtenidos en esta, se llevará a cabo una de alcance extendido (PAE), las cuales se desarrollarán en uno de los dos objetivos del pozo, de acuerdo con los resultados de la perforación.

Debido a su naturaleza, los YNF incluyen acuíferos asociados, en donde las características de la entrada de agua, irrupción del agua y empuje del acuífero ocurren no necesariamente a tiempos cortos, características que han sido comúnmente descritas en yacimientos similares de la cuenca de Veracruz.

Los objetivos de las pruebas de presión-producción son los siguientes:

- Estimar la capacidad de producción sustentable de los pozos en las formaciones de interés, bajo condiciones operacionales controladas;
- Delimitar los yacimientos previamente evaluados (incluyendo su geometría), pero sin suficiente información para clasificarlos o validarlos como descubrimientos comerciales;
- Re-cuantificar o validar reservas como insumo para la conceptualización del Plan de Desarrollo;
- Definir los radios de drene máximos y conectividad entre pozos;
- 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 sus respectivas relaciones volumétricas;
- Caracterizar las heterogeneidades del yacimiento, así como determinar la conectividad entre fallas, fracturas naturales y/o fracturas inducidas. 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;

- Estimar la máxima capacidad de flujo incluyendo curvas de oferta y demanda y presión de fondo fluyente estabilizada 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, y
- Determinar parámetros para el diseño y dimensionamiento de las instalaciones, tales como el corte de agua a tiempos cortos y largos para la conducción y manejo óptimos de la producción de Hidrocarburos.

Cabe mencionar que el Contratista tomará en consideración todas las especificaciones mecánicas de terminación del pozo para poder desarrollar de la manera más eficiente las pruebas y alcanzar los objetivos planteados.

Diseño de la prueba

La etapa de pruebas de presión-producción iniciará culminada la etapa de terminación del pozo, en primera instancia se llevará a cabo una prueba de presión convencional, y dependiendo de los resultados que se obtengan posteriormente se llevará a cabo una PAE. El comportamiento esperado de la presión y producción para las pruebas, a través de los diferentes periodos de cierre y apertura se puede encontrar en la Figura 6.



Figura 6. Diseño de la prueba de producción de alcance extendido para el pozo MRA-106 DEL, en el objetivo de la formación Orizaba, considerando un caso de aceite.

El análisis de los resultados de las Pruebas estará en función de las mediciones de flujo y de presión que se realicen, en ese sentido, las presiones se registrarán en fondo, tanto para los periodos de flujo (*draw-down test*), como para los periodos de cierre (*build-up test*) contemplados en el diseño.

El Contratista considera la realización de las pruebas en diferentes etapas (Figura 7), las cuales se enlistan a continuación:

- Prueba de incremento y diseño de la estimulación;
- Estimulación (en caso de requerirse);
- Limpieza post-estimulación;
- Prueba de PAE
 - Análisis de productividad y proyección de infraestructura, y
 - Prueba de gasto variable.

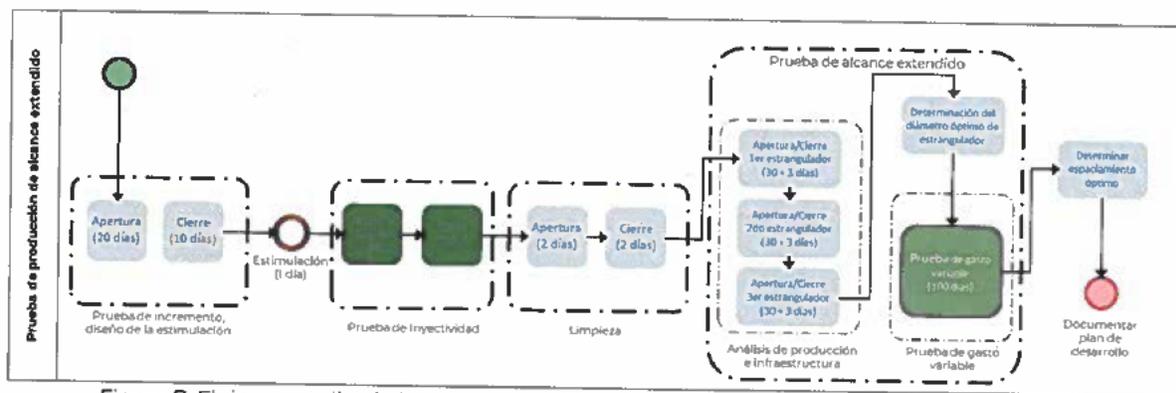
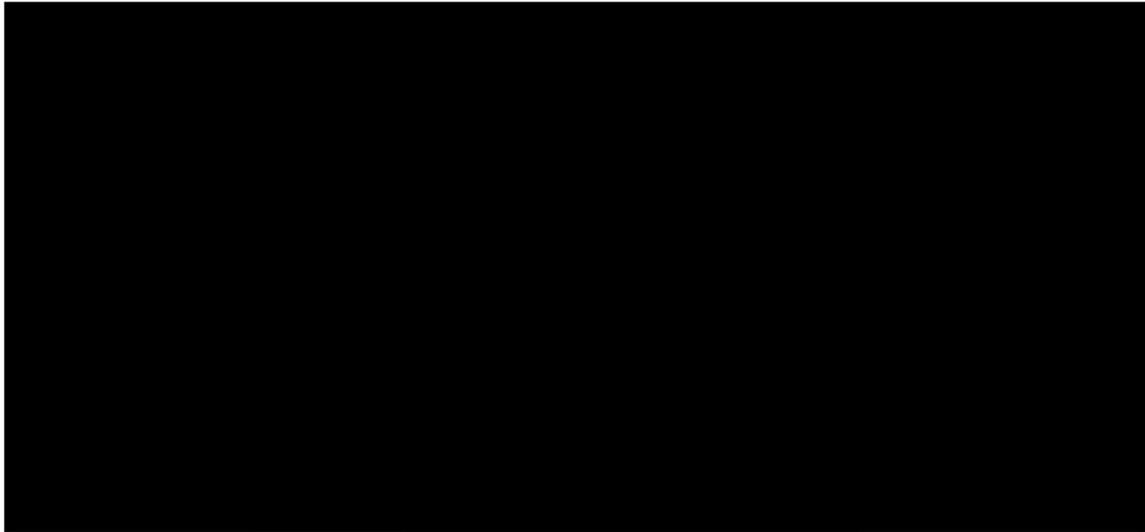


Figura 7. Flujo generalizado las etapas consideradas para las pruebas de presión-producción.

Las Pruebas fueron diseñadas de acuerdo con los parámetros establecidos en la Tabla 10. Si bien el Contratista considera el diseño de las pruebas para los dos objetivos del pozo, estas se llevarán a cabo solamente en el objetivo que resulte con mayor potencial productor, dados los análisis de la información obtenida a partir de la perforación del mismo.



20

Tabla 10. Propiedades consideradas para el diseño de las pruebas por cada uno de los posibles objetivos del pozo MRA-106DEL. Elaborada por la DGDE con información del Contratista.

Prueba de incremento y diseño de la estimulación

Corresponde a la etapa de la prueba convencional o etapa pre-estimulación que tiene como objetivos elaborar el pronóstico de producción a través del modelo analítico del pozo sin estimulación, determinar la necesidad de estimulación del pozo y elaborar el diseño de dicha estimulación en el caso de que esta sea requerida. Dicha etapa contempla:

- Un periodo de flujo de 20 días, con los siguientes objetivos:
 - Monitoreo de presión de fondo fluyente (P_{wf}) con un sensor de fondo permanente;
 - Medición continua del gasto de producción;
 - Determinación de la curva de oferta y demanda, y
 - Determinación de los parámetros de declinación bajo estas condiciones de flujo.
- Un periodo de cierre de 10 días, con los siguientes objetivos:

PL
6

- Determinar la permeabilidad efectiva a la fase predominante;
- Estudiar los efectos de la producción en el yacimiento sin estimulación;
- Estimar daño a la formación y su origen. En esta etapa se espera un daño positivo, resultado de la invasión del lodo de perforación (usualmente de alta densidad para pozos de evaluación) en la red de fracturas;
- Estimar la presión del yacimiento, y
- Determinar radio de drene bajo la condición de flujo y cierre establecidos.

La etapa pre-estimulación se desarrollará a través de un estrangulador estable y sin cambios. La medida del estrangulador asociado a esta etapa dependerá del comportamiento de flujo del pozo.

Etapas de estimulación y prueba de admisión

Dados los resultados de la etapa pre-estimulación, el Contratista considera la posibilidad de llevar a cabo la estimulación del intervalo de prueba, esto con los objetivos de optimizar la producción, formular las propiedades y ajustar el modelo analítico del pozo después de la estimulación y conocer el comportamiento real del pozo sin interferencia de vecinos, modelando el pozo como Yacimiento infinito, lo anterior, bajo un gasto de inyección constante.

El objetivo particular del periodo de inyección, el cual se considera de 1 días es monitorear y validar la presión en cabeza, mientras que los objetivos durante el periodo de cierre (2 días) de la etapa de estimulación son:

- Características de la estimulación:
 - Determinar la permeabilidad efectiva a la fase predominante posterior a la estimulación;
 - Validar ausencia de daño a la formación;
 - Longitud y geometría de la fractura (cuando aplique), y
 - Permeabilidad asociada a la fractura (cuando aplique).
- Estimar la presión del yacimiento;
- Determinar radio de drenaje bajo la condición de flujo y cierre establecidos;
- Determinar la anisotropía de yacimiento;
- Identificar: (En el caso de que la prueba lo permita):
 - Límites de no flujo o a presión constante (acuíferos), y

- Barreras estratigráficas y/o estructurales.
- Radio de drenaje bajo la condición de flujo y cierre establecidos y afectados por estimulación. Posterior a la etapa de estimulación se considera un periodo de limpieza correspondiente a 2 días de flujo y 2 días de cierre.

PAE

Análisis de productividad y proyección de infraestructura

La justificación para llevar a cabo la prueba de análisis de productividad es conocer el potencial productor del yacimiento a fin de reducir la incertidumbre respecto de los criterios de diseño y optimizar su dimensionamiento.

Después del tercer periodo de cierre del pozo, se seleccionará un nuevo estrangulador equivalente al doble de la etapa anterior o fluir a diferentes estranguladores de diferentes diámetros espaciados de manera uniforme en el tiempo.

Las características de la prueba son las siguientes:

- Cada periodo de flujo podrá tener una duración hasta de 30 días, y 3 días de cierre;
- En el primer periodo de flujo se utilizará un estrangulador de $\frac{1}{4}$ de pulgada;
- El segundo periodo de flujo será con un estrangulador de $\frac{1}{2}$ pulgada, y
- El tercer periodo de flujo será con un estrangulador de 1 pulgada.

Los tamaños de estrangulador preseleccionados están condicionados a que las condiciones de estabilidad de flujo requeridas se alcancen con los estranguladores propuestos. En caso de que no se alcancen las condiciones esperadas, el Contratista realizará los ajustes pertinentes en el diámetro de los estranguladores para alcanzar las condiciones de estabilidad requeridas.

Prueba de gasto variable

En esta etapa, el Contratista seleccionará el diámetro óptimo del estrangulador con el cual se operaría el pozo de manera extendida. Se calculan las presiones de fondo y parámetros de pozo, así como el radio de investigación, el cual para YNF estudiados con propiedades similares a las

de los campos en el Área Contractual se encuentra hasta 500 metros. Para esta condición de estrangulador óptima se calcula la curva de afluencia del pozo.

En este orden de ideas, los objetivos de esta etapa de la prueba son los siguientes:

- o Validar la consistencia de flujo para periodos de producción más extensos;
- o Validar la efectividad del aporte de la matriz al sistema secundario y dar consistencia técnica a los factores de recuperación estimados;
- o Validar o detectar la existencia de fallas (y su conectividad entre ellas), fracturas naturales y/o fracturas inducidas. 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;
- o Determinar la capacidad máxima de flujo de cada pozo y la sustentabilidad en el tiempo;
- o Efectividad de la estimulación a largo plazo;
- o Determinar irrupción tardía por aporte del acuífero asociado a un YNF;
- o Diagnosticar oportunamente la necesidad de sistemas artificiales de producción (SAP);
- o Validar el efecto sobre la productividad del pozo de diferentes condiciones de operación, y
- o Validar los requerimientos de infraestructura para manejar el gasto identificado como sustentable. Ambos datos serán insumos para el Plan de Desarrollo.

Para lograr estos objetivos, durante cada periodo de la prueba se medirán los siguientes parámetros:

- o Medición continua de la presión de fondo fluyente (Pwf);
- o Medición mensual del gasto de producción;
- o Presión de cabeza (THP);
- o Temperatura de fondo, y
- o Líquidos asociados.

Dependiendo de los criterios de evaluación, cada etapa dentro de la prueba de gasto variable puede abarcar los periodos de flujo y cierre, y objetivos de acorde al volumen del yacimiento que el pozo está contactando. Para el caso presentado, se consideran dos periodos con las consideraciones siguientes:

- o Periodo de Flujo: 66 días;
- o Periodo de Cierre: 3 días, y
- o Estrangulador: Se inicia un periodo de apertura del pozo por 66 días para conocer los efectos de la presión en la producción después de un cierre del pozo ya estimulado, esta vez con un diferente diámetro de estrangulador, de manera que la producción sea mayor que la del anterior periodo de flujo.

A través del modelo analítico final, se simulará el pronóstico de producción a través de diferentes espaciamentos entre pozos a fin de determinar el espaciamiento óptimo entre pozos para desarrollo, así como el acomodo de estos a lo largo del campo y se hará la documentación correspondiente en la elaboración del Plan de Desarrollo.

Conclusiones respecto de las Pruebas de Presión - Producción

- o Se observa que el procedimiento para llevar a cabo las Pruebas de Presión - Producción presentado por el Contratista, es acorde con las prácticas empleadas en la Industria para garantizar la eficiencia y optimización de los parámetros que servirán de insumo en la presentación de un Plan de desarrollo, el cual deberá de ser adecuado a las características de los yacimientos naturalmente fracturados del Cretácico;
- o Se advierte que el diseño de las pruebas es un diseño preliminar considerando los resultados obtenidos en los pozos de la región, por lo que podrían variar dependiendo de los resultados obtenidos durante la perforación y terminación del pozo MRA-106DEL, así como durante la ejecución de la misma prueba;
- o Se observa que las Pruebas de Presión - Producción están diseñadas con base en la observancia de las mejores prácticas para la evaluación del potencial de Hidrocarburos, la incorporación o reclasificación de Reservas y la delimitación del área que comprende al Campo Manuel

Rodríguez Aguilar. Sin embargo, con el objetivo de obtener mejores aproximaciones de las condiciones del yacimiento, el Contratista puede analizar otros modelos de flujo adicionales al radial homogéneo, atendiendo la naturaleza del subsuelo del área, es decir los YNF;

- o Los objetivos son técnicamente razonables y se pueden alcanzar con las actividades planteadas, sin embargo, el Contratista tiene la responsabilidad de detener la prueba y cerrar el pozo si alcanzan 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;
- o La duración de las pruebas permitirá al Contratista determinar con menor incertidumbre las características de los Yacimientos, sin embargo, Jaguar deberá mantener un estricto monitoreo del comportamiento de los Yacimientos para efectuar las adecuaciones pertinentes respecto de las siguientes actividades a realizar dentro del mismo flujo de trabajo presentado en la Figura 7, y
- o Los resultados detallados de las Pruebas de Presión - Producción realizadas deberá de estar plasmado en el Informe de Evaluación que el Operador presentará en su momento a la Comisión, de acuerdo con la normativa aplicable.

IV. MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS.

De acuerdo con lo establecido por el artículo 36 de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos, publicados en el DOF el 11 de diciembre de 2017; en el cual se establece que: "En caso de que existan volúmenes de producción comercial derivados de pruebas de pozos en la etapa exploratoria, éstos deberán ser reportados en el Balance conforme a los formatos de balance establecidos...", así como lo estipulado dentro del Anexo I, apartado II, numerales 5 y 6 de los Lineamientos, el Contratista presentó la información correspondiente al manejo de Hidrocarburos que serán producidos a partir de las pruebas de producción y su lugar de entrega.

Al respecto, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción de la Comisión, revisó y analizó la información presentada por el Contratista para llevar a cabo la cuantificación de los Hidrocarburos derivados de las pruebas de producción, observando lo siguiente:

Para llevar a cabo la cuantificación de los Hidrocarburos provenientes del pozo MRA-106DEL, como parte de las actividades de las pruebas de producción, el Contratista contempla dos etapas de medición, las cuales se describen a continuación:

Etapas 1. Medición a boca de pozo

Para la prueba de producción de tipo convencional, la cuantificación de los Hidrocarburos se realizará mediante aforo de pozo de 24 a 48 horas con un equipo de separación trifásica corroborando el potencial del pozo posterior a su terminación, empleando solo un diámetro de estrangulador.

El gas en la descarga del separador trifásico se medirá por medio de un equipo tipo placa de orificio previo a su envío a quemador (actividad controlada), esto de conformidad con lo establecido en el artículo 6, fracción III de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos, publicadas en el DOF en 07 de enero de 2016. Así mismo se prevé que los separadores cuenten con medidores tipo Coriolis o turbinas para la cuantificación de los líquidos previo a su envío a presas metálicas para luego ser transportado mediante autotanques a la Batería de Separación (BS) Matapionche para su entrega y disposición. El esquema correspondiente a esta etapa se muestra en la Figura 8.

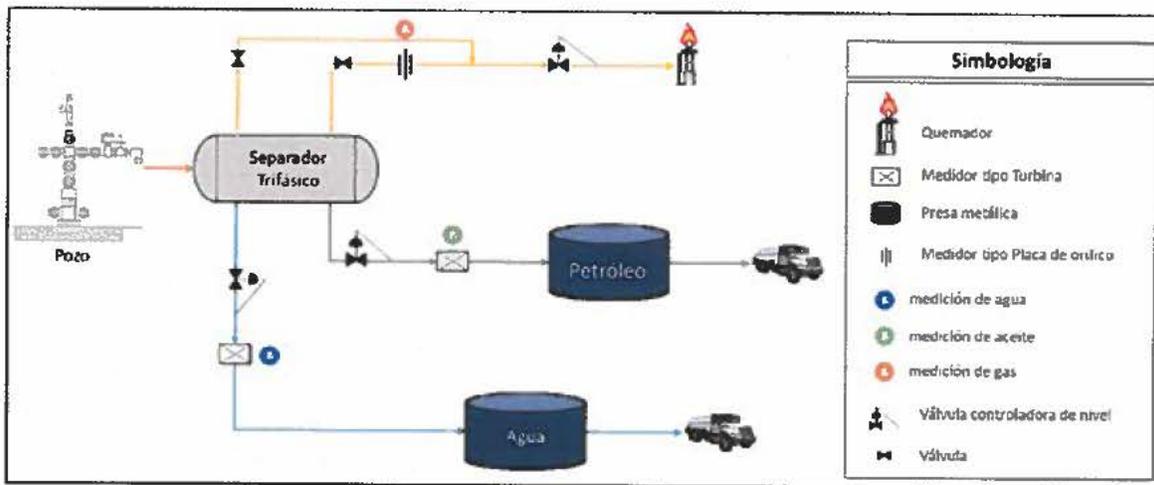


Figura 8. Esquema de medición etapa 1. (fuente: Contratista)

Etapas 2, medición de pruebas de producción de alcance extendido.

Una vez que el Contratista culmine la etapa de aforo de pozos y con información resultante, iniciará la etapa de la prueba de producción de alcance extendido, para esta etapa, el Contratista presentó lo siguiente:

1.- Producción de gas: En caso de que el pozo resulte con producción comercial de gas, se construirían las líneas de descarga ya sea a la Estación de Recolección de Gas (ERG) Copite o a una interconexión con el gasoducto ERG Copite - BS Matapionche para su transporte y aprovechamiento. Su medición se realizará con medidores tipo placa de orificio (Figura 9).

2. Producción de petróleo: En caso de que el pozo resulte con producción comercial de petróleo esta será almacenada en tanque vertical o fractank para su medición y almacenamiento de petróleo y agua previo a su transporte a la BS Matapionche.

Cabe señalar que el Contratista cuenta con Puntos de medición provisionales para petróleo ubicados en la instalación de la Batería de Separación Matapionche (TV-47 y TV-51), mismos que fueron aprobados por esta Comisión mediante la Resolución CNH.E.69.009/19 el día 21 de noviembre del 2019, mismos que serán empleados para la medición del petróleo derivado del pozo MRA-106DEL.

En la etapa 2 de medición, el Contratista llevará a cabo un aforo de pozo por 24 horas de manera mensual empleando un separador trifásico (Figura 9).

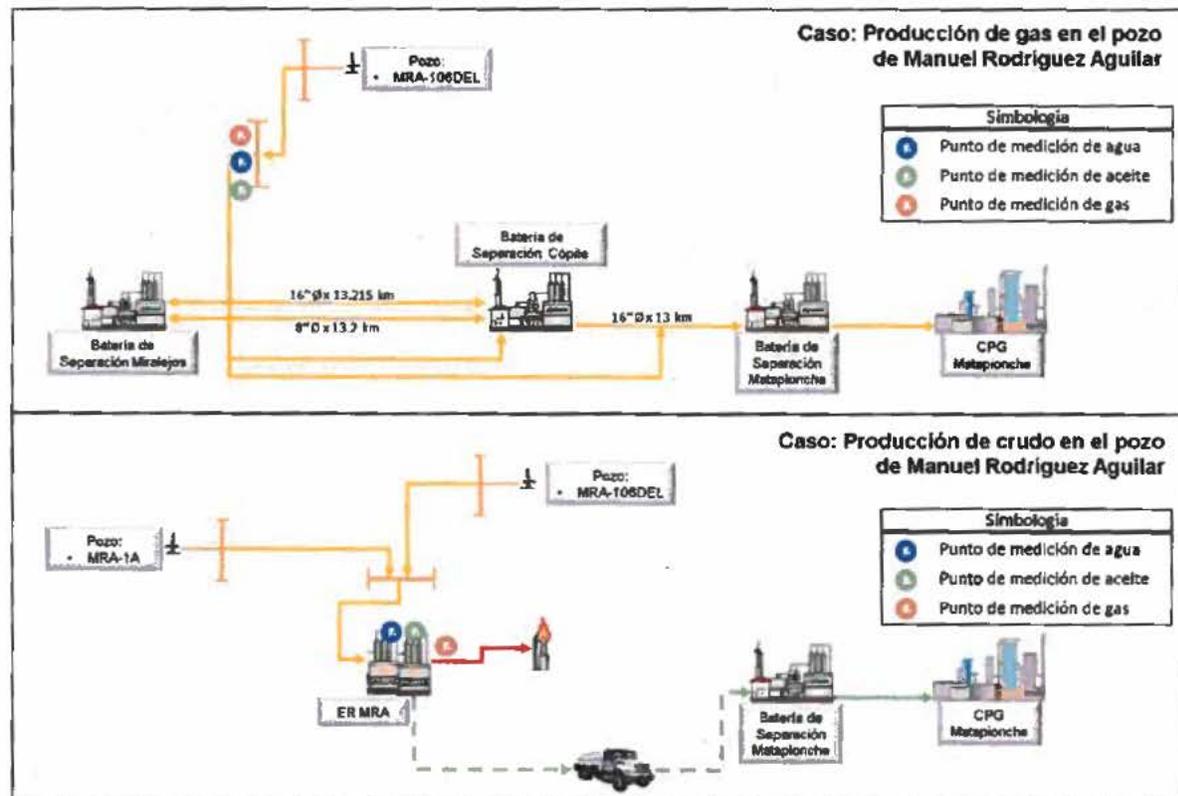


Figura 9. Esquema de medición etapa 2. (Fuente, Contratista)

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:

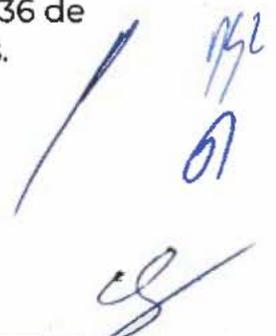
- o Etapa 1. Los muestreos de líquidos serán realizados en las presas metálicas mientras que el muestreo de gas se realizará de una toma posterior a su separación para ser analizadas en un laboratorio acreditado ante la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA).
- o Etapa 2. Los muestreos de los Hidrocarburos se realizarán previo a su envío a la Batería de Separación Matapionche y serán analizadas en un laboratorio acreditado ante la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA).

Conclusiones respecto de la medición de Hidrocarburos.

Por lo anterior la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción de la Comisión, 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 lo que se da cumplimiento al artículo 36 de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos, así como a lo estipulado dentro del Anexo I, apartado II, numerales 5 y 6 de los Lineamientos, estableciendo que la propuesta del Contratista es técnicamente viable para determinar el volumen y calidad de los Hidrocarburos.

Sin perjuicio de lo anterior, el Contratista previo a la realización de las pruebas de producción previstas en el presente Dictamen Técnico, deberá informar a esta Comisión que cumple con todas las actividades necesarias para llevar a cabo la Medición y entrega de los Hidrocarburos producidos al Comercializador del Estado, conforme a lo previsto en la Cláusula 5.4 del Contrato.

El Contratista deberá de reportar los resultados asociados al volumen y la calidad, del petróleo, agua, gas y condesado 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.



3. METAS FÍSICAS

De acuerdo con el programa de trabajo presentado por el Contratista, las metas físicas a ser desarrolladas durante la etapa de evaluación y conforme a la modificación propuesta son las siguientes:

Actividad de evaluación y Estimación de Producción		2019	2020
Perforación y Terminación de pozos (1)	MRA-106DEL		
Pruebas de Presión-Producción (2)	Prueba convencional y PAE ¹		
Estudios (6)	Análisis geoquímico de muestras		
	Estudio de campos análogos		
	Análisis de agua de formación		
	Análisis PVT		
	Cálculo de reservas		
	Diseño y documentación de pozo (VCD)		
Ingeniería de yacimientos (2)	Modelado Numérico y Estimación de Producción		

¹Estas actividades finalizarán en enero de 2021

Tabla 11. Metas físicas del Contratista para la etapa de evaluación.

4. PROGRAMA MÍNIMO DE TRABAJO

El Contrato establece en su Anexo 5 que el compromiso del Contratista es realizar 4,300 unidades de trabajo (en adelante, UT) como parte de su Programa Mínimo de Trabajo (en adelante, PMT). De acuerdo con la propuesta económica realizada por el Contratista durante el proceso de Licitación, el monto de UT comprometidas como Incremento en el Programa Mínimo equivale al valor de dos pozos exploratorios.

De acuerdo con las consideraciones del Contrato, el valor de un pozo exploratorio es de 6,900 UT, de tal manera que el Incremento en el PMT corresponde a 13,800 UT. Siendo así, el Contratista tiene el compromiso de ejecutar actividades petroleras equivalentes a un monto total de 18,100 UT.

Cabe mencionar que el cumplimiento del PMT y su incremento, es relativo a la totalidad del Contrato. Considerando que dentro del Área Contractual existe un área de exploración y un área de evaluación, el Contratista podrá acumular UT por la ejecución de actividades en el marco del Plan de Exploración y Programa de Evaluación correspondientes.

De acuerdo con la resolución CNH.E.02.001/19 del 17 de enero de 2019, las actividades propuestas a desarrollar por el Contratista dentro del Plan de Exploración aprobado equivalen a 13,820.9 UT. Mientras que de acuerdo con el cálculo de UT realizado por la DGDE correspondientes a las actividades planteadas por el Contratista en la presente modificación del Programa de Evaluación equivalen a 9,225 UT (Tabla 12), haciendo un total de 23,045.9 UT, de tal manera que con la ejecución de las actividades planteadas en el Plan de Exploración y la presente modificación al Programa de Evaluación, el Contratista estaría dando cumplimiento al PMT y su incremento, de acuerdo a lo establecido en el Anexo 5 del Contrato.

Actividad		Unidad de medición	Equivalencia UT	Cantidad	UT
Pozo	Perforación	Tabla del contrato		3,500	7,900
Registros	Litológicos - correlación (SP)	Por metro de registro	0.05	1,100	55
	Litológicos - correlación (GR)			3,000	150
	Resistividad (inducción)			3,000	150
	Porosidad (densidad) *Lito densidad			2,000	100
	Porosidad (neutrón)			2,000	100
	Propiedades físicas de las rocas (sónico dipolar)			2,000	100
	Registros Especiales (FMI)			0.08	250
Estudios	Prueba de Producción	Por prueba	100	1	100
	Prueba de Producción de Alcance Extendido	Por prueba	150	1	150
	Análisis PVT	Muestra	100	1	100
	Modelo dinámico	Estudio	300	1	300
Total UT					9,225

Tabla 12. Cálculo de UT para las actividades relativas al Programa de Evaluación.

VII. ANÁLISIS DE LAS INVERSIONES DEL PROGRAMA DE EVALUACIÓN.

Con base en lo establecido en el Anexo 1, apartado II de los Lineamientos; así como en los artículos 11 y 45 de los mismos, la DGPEE de la Comisión realizó un análisis respecto del programa de inversiones del Programa de Evaluación, presentado por el Contratista dentro de su solicitud de modificación, observando lo siguiente.

1. DESGLOSE DEL PROGRAMA DE INVERSIONES.

Como parte de la solicitud de aprobación de la modificación al Programa de Evaluación, el Contratista considera costos totales del orden de [REDACTED] de los Estados Unidos¹, correspondientes al período ²¹

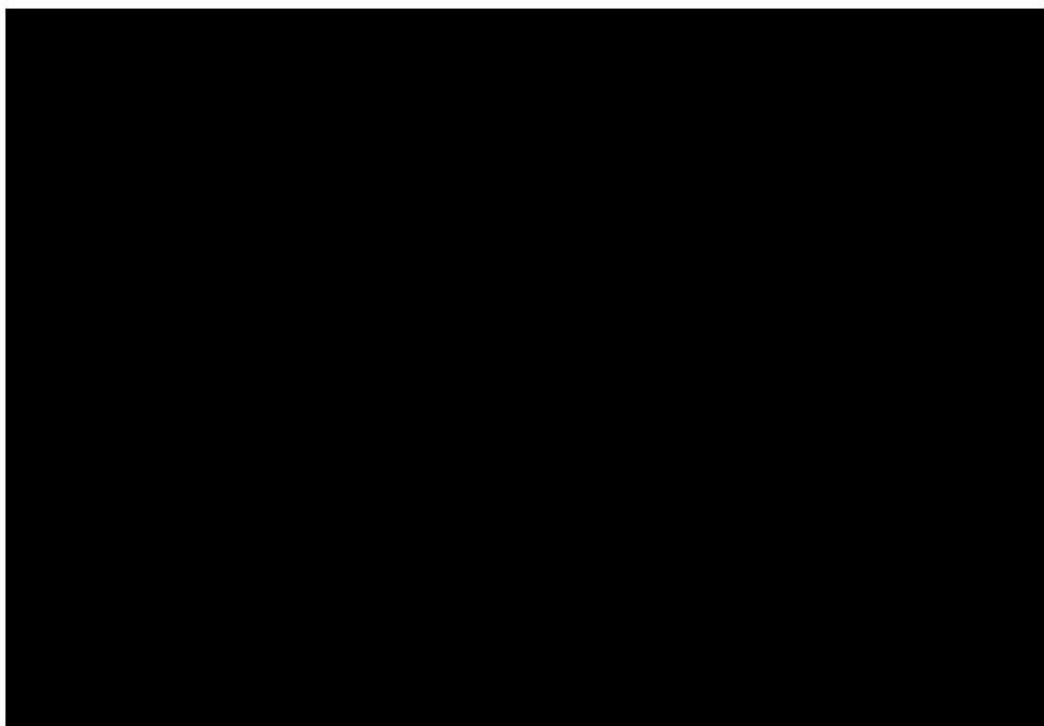
¹ El Contratista presenta montos por un total de [REDACTED] los cuales son materia de exclusión de la aprobación del Programa de Evaluación, de acuerdo con lo manifestado por el propio Operador. ²²

de evaluación de 24 meses, comprendido entre febrero de 2019 y enero de 2021, de los cuales:

- o [REDACTED] corresponden a inversiones, y 23
- o [REDACTED] corresponden a gastos operativos.

A continuación se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la Solicitud de aprobación elaborado por el Contratista, desglosado por "Actividad" y "Sub Actividad", de conformidad con lo 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; de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público" (Lineamientos de Costos, publicados en el DOF el 06 de marzo de 2015 y reformados el 6 de julio de 2015 y 28 de noviembre de 2016).

Los [REDACTED] contenidos en el Programa de Inversiones del Programa de Evaluación, se distribuyen en 7 Sub-actividades petroleras asociadas a la Actividad petrolera de Evaluación de conformidad con la Figura 10 y la Tabla 13. 24



25

Figura 10. Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Evaluación

*Tabla 13. Desglose del Programa de Inversiones montos en dólares de los Estados Unidos.
Elaborada por la DGPEE con información del Contratista.*

Notas:

Las sumas pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo.

- a. Los costos contemplados en la sub-actividad petrolera de General corresponden a gastos operativos del campo.*
- b. Corresponde al periodo de febrero a diciembre de ese año.*
- c. Incluye un monto por [REDACTED] correspondiente a actividades de febrero a septiembre de 2019 que no son materia de aprobación del presente dictamen. 27*
- Incluye un monto por [REDACTED] correspondiente a actividades de octubre a diciembre de 2019 referentes a la solicitud de aprobación de modificación del Programa de Evaluación. 28*

2. RESULTADO DEL ANÁLISIS 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 en el Programa de Evaluación de conformidad con el catálogo establecido en los Lineamientos de Costos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. En tal virtud, la opinión de la Comisión respecto del Programa de Inversiones asociado a la modificación del Programa de Evaluación es favorable en los términos solicitados por el Contratista.

² Dólares de los Estados Unidos.

VIII. PROGRAMAS ASOCIADOS.

1. CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL, CAPACITACIÓN Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA.

Mediante los oficios 240.0694/2019 y 240.0729/2019 del 25 de noviembre y 20 de diciembre de 2019, respectivamente, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión sobre el Programa de Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional.

Con relación al Programa de Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional, la Secretaría de Economía ha emitido su opinión técnica en sentido favorable, mediante el oficio UNC.430.2020.0004, con fecha del 14 de enero de 2020.

Adicionalmente, mediante el oficio 240.0712/2019, del 10 de diciembre de 2019, la Comisión solicitó a la misma Secretaría emitir opinión sobre el Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología, a lo que esta ha emitido su opinión técnica en sentido favorable, mediante el oficio UNC.430.2019.644, recibido en esta Comisión el 20 de diciembre de 2019.

Lo anterior en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos; 21 de los Lineamientos, así como las Cláusulas 19.3 y 19.5 del Contrato, y tomando en consideración la competencia material de la Secretaría de Economía en materia de Contenido Nacional y Capacitación y Transferencia de Tecnología.

En el supuesto de que la Secretaría de Economía emita una opinión en sentido no favorable al Programa de Contenido Nacional, el Contratista estará obligado a presentar una modificación al Programa de Evaluación.

En este sentido, esta Comisión emite el presente Dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Programa de Evaluación del Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017, sin perjuicio de la obligación del Contratista 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 el presente Plan.

2. CUMPLIMIENTO DEL SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS.

Mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1282/2017 del 11 de diciembre de 2017 la Agencia autorizó el Sistema de Administración de Riesgos del Contrato.

Cabe señalar que el presente Dictamen se emite sin perjuicio de la obligación del Contratista de atender la Normativa emitida por la Agencia, lo anterior atendiendo al 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.

IX. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PROGRAMA DE EVALUACIÓN.

Con respecto a este rubro, cabe destacar que la Modificación del Programa de Evaluación, no considera cambios respecto a los Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa y Métricas de Evaluación contemplados en el Programa de Evaluación vigente, por lo que se mantiene en los términos aprobados en esta Comisión en la Resolución CNH.E.02.002/19 el 17 de enero de 2019 y se consideran procedentes las actividades materia del presente dictamen.

X. TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADA LA MODIFICACIÓN AL PROGRAMA DE EVALUACIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL MISMO.

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Programa de Evaluación presentado por el Contratista de conformidad con el artículo 39 fracciones I, III, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 40, fracción III, 48, 49 y 50, fracción I de los Lineamientos.

Respecto de las fracciones I, III, IV, VI y VII del artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión analizó la información del Programa de Evaluación con base en las siguientes consideraciones:

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

Al respecto, la Comisión advierte que, en relación con la etapa del proceso exploratorio para el Área Contractual, las actividades propuestas para llevar a cabo la evaluación son apropiadas para lograr los objetivos planteados. Se observa que, mediante la ejecución de las actividades contempladas, esto es, la perforación de un pozo de evaluación y sus pruebas de producción, convencionales y de alcance extendido, se dispondrá de mayores elementos técnicos que permitan aumentar el conocimiento geológico del área y por ende se aceleraría el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país.

2. 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 del campo MRA, por lo que de ser ejecutadas en su totalidad, se podría llevar a cabo con menor incertidumbre, la delimitación del yacimientos asociados a las formaciones [REDACTED] ²⁹ [REDACTED] esto principalmente, mediante la perforación un pozo de evaluación y de sus pruebas de producción asociadas. Con lo antes expuesto, se estará en posibilidades de realizar una estimación de los volúmenes originales de Hidrocarburos.

3. La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de Hidrocarburos.

La Comisión observa que el Programa de Evaluación, contempla la aplicación de tecnologías adecuadas, con la finalidad de reevaluar las formaciones [REDACTED] por lo que el Contratista podrá obtener la información necesaria para llevar a cabo una oportuna toma de decisiones. ³⁰

La tecnología por utilizar principalmente tiene que ver con los registros geofísicos de pozo, tanto convencionales y especiales, pruebas PVT, pruebas de producción, entre otras. De lo anterior, se destaca que, mediante tal toma de información, es posible lograr la optimización de recursos y a la vez obtener información valiosa de la columna estratigráfica.

Por lo anterior, la Comisión identifica que las tecnologías son las adecuadas, ya que están en función de los objetivos planteados en la

modificación y son acordes a las mejores prácticas de la industria de exploración de hidrocarburos.

4. Promover el desarrollo de las actividades de exploración de Hidrocarburos en beneficio del país.

En relación con la información presentada, se destaca que el conjunto de actividades consistentes en la perforación del pozo de evaluación, la toma registros geofísicos de pozos, pruebas de producción y pruebas PVT permitirán la generación de nueva información, la cual está enfocada a la identificación de los límites físicos de las formaciones [REDACTED]

31

[REDACTED] Se advierte que dichas actividades, ya referenciadas en el presente Dictamen, promueven el desarrollo de las actividades de exploración en beneficio del país.

5. Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado a las actividades de exploración y extracción de Hidrocarburos.

De acuerdo con la información presentada por el operador, en caso de que el pozo resulte con producción comercial de gas, el Contratista tomará las acciones necesarias para el aprovechamiento de este, dichas acciones se encuentran contempladas dentro de las actividades establecidas en el presente dictamen.

Por otro lado, respecto del artículo 48 de los Lineamientos, referentes a los criterios para evaluar el programa evaluación, en el cual se establece que para la emisión del dictamen técnico la Comisión son los siguientes:

1. La observancia de las mejores prácticas de la Industria a nivel internacional para la Caracterización y Delimitación

En relación con la información proporcionada por el contratista, la Comisión advierte que la secuencia de actividades propuestas en la modificación del Programa de Evaluación es acorde a las Mejores Prácticas a nivel internacional para la caracterización y delimitación del yacimiento, generando conocimiento del yacimiento con la perforación del pozo MRA-106DEL., así como la toma de información, la PAE y el análisis de laboratorio contemplados a llevarse a cabo en el área de evaluación. Lo anterior, en relación con la cadena de valor del proceso exploratorio que se está ejecutando en el Área de Asignación.

Por lo anterior se concluye dichas actividades corresponden con las Mejores Prácticas de la Industria, de conformidad con el análisis presentado en el presente documento.

2. La congruencia del Programa de Evaluación con el Plan de Exploración, y

Las actividades propuestas en la modificación del Programa de Evaluación, propuestas por el contratista, denotan una secuencia lógica en la continuación de la cadena de valor exploratoria, realizando actividades que aportan conocimiento en el tercer rubro de dicha cadena de valor: caracterización y delimitación del yacimiento, mediante la realización de actividades como las mencionadas en el punto anterior.

3. Las obligaciones del Contratista previstas en el Contrato.

Las actividades propuestas en la modificación del Programa de Evaluación aportan en conjunto con las actividades del Plan de Exploración, en el cumplimiento de las obligaciones del contratista ha adquirido de acuerdo con lo estipulado en el Contrato. Adicionalmente, las actividades programadas a llevarse a cabo por el Operador, descritas en el presente documento, se advierten técnicamente congruentes y contribuyen al cumplimiento del PMT, robusteciendo el valor del periodo de exploración.

Por lo tanto, se observa que con el eventual desarrollo de las actividades establecidas en el Programa de Evaluación por parte del Contratista se daría cumplimiento a las obligaciones adquiridas por el Contratista, en el marco del Contrato.

De todo lo anterior, esta Comisión advierte técnicamente factible, la aprobación de las actividades contempladas en la modificación al Programa de Evaluación, tales actividades se muestran en la Tabla 14.

Actividad de evaluación	Programa de evaluación	
	2019	2020
Perforación de pozos (1)		1
Pruebas de presión- producción		2
Estudios (6)	2	4
Ingeniería de yacimientos (2)		2

Tabla 14. Actividades del Programa de Evaluación.

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el Expediente DGDE.P.021/2019 de la DGDE de esta Comisión, cuyo contenido fue evaluado en atención a la información presentada por el Contratista y en atención a los principios de economía, eficacia y buena fe que rigen la actuación administrativa, previstos en el artículo 13 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

XI. DICTAMEN TÉCNICO.

Con base en las consideraciones anteriores, la DGDE y la DGPEE proponen al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido **favorable** la aprobación a la modificación del Programa de Evaluación para Área Contractual 7 asociado al Contrato CNH-R02-L03-VC-02/2017, respecto a las actividades propuestas, toda vez que, las actividades planteadas permitirían generar mayor conocimiento geológico petrolero del subsuelo y maximizar el valor estratégico del Área Contractual de acuerdo con los artículos 19, 40, fracción III, 48, 49, 50, fracción I y el Anexo I apartado II de los Lineamientos, así como el artículo 39, fracciones I, III, IV, VI y VII de la Ley de los órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y las Cláusulas 5.1, 5.2 así como el Anexo 5 del Contrato.

Aunado a lo anterior, se observa que las modificaciones al Programa de Evaluación fueron elaboradas conforme a las mejores prácticas de la industria y a la fecha puede considerarse que tiene un alcance suficiente para determinar que el descubrimiento realizado por el Operador anterior puede ser considerado un Descubrimiento Comercial. Lo anterior, en cumplimiento a lo señalado en la Cláusula 5.2 del Contrato.



Elaboraron



Ing. Christian López
Martínez
Director General Adjunto



Ing. Daniel López Aguirre
Director de Área

Validó



Mtro. Rodrigo Hernández
Ordóñez
Director General de
Dictámenes de
Exploración

Autorizó



Ing. David González Lozano
Titular de la Unidad Técnica de
Exploración y su Supervisión

“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-028-2021, a través de sesión permanente del Comité de Transparencia de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, de fecha veintiséis de octubre de dos mil veintiuno.”