



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico

Programa Provisional del Área Contractual 3 de la licitación CNH-A3-Cárdenas Mora/2017

Licitante Ganador: Cheiron Holdings Limited

Marzo de 2018

Three handwritten signatures in blue ink are located in the bottom right corner of the page. The signatures are stylized and appear to be in cursive or a similar script.

CONTENIDO

I. INTRODUCCIÓN.....3

I.1 DATOS DEL LICITANTE GANADOR 3

I.2 DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL 3

II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN5

III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO6

III.1 ANTECEDENTES DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO 7

EXPLORACIÓN 7

DESARROLLO 7

III.2 ACTIVIDADES Y METAS FÍSICAS 8

III.3 TOMA DE INFORMACIÓN O ESTUDIOS 12

III.4 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN 13

III.5 MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS 14

III.6 COMERCIALIZACIÓN 17

III.7 ANÁLISIS ECONÓMICO 17

IV. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PROGRAMA PROVISIONAL 18

V. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS 19

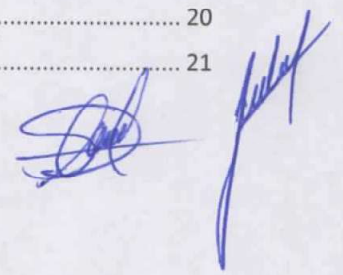
VI. TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADO EL PROGRAMA PROVISIONAL Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL MISMO 20

VI.1 CONSIDERACIONES 20

VI.1.1 CUMPLIMIENTO DEL NUMERAL 23.5, INCISO I, DE LAS BASES DE LICITACIÓN, Y EL ARTÍCULO 24 DE LOS LINEAMIENTOS. 20

VI.2 RECOMENDACIONES..... 20

VI.3 DICTAMEN TÉCNICO 21



El presente dictamen se refiere al Programa Provisional del Área Contractual 3 de la Licitación CNH-A3-Cárdenas Mora/2017, presentado por Cheiron Holdings Limited y Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V. (en adelante, indistintamente referidos como Licitante Ganador) mediante escrito sin número, recibido en esta Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) el 27 de diciembre de 2017.

I. Introducción.

I.1 Datos del Licitante Ganador

El 17 de octubre de 2017 se publicó en el DOF, el Fallo de la Licitación CNH-A3-Cárdenas Mora/2017, en el que constan los resultados derivados del Acto de Presentación y Apertura de la Licitación en comento, en el cual, se adjudicó el Contrato correspondiente al Área Contractual 3 (en adelante, "Área Contractual"), a la empresa Cheiron Holdings Limited.

I.2 Datos del Área Contractual

Nombre	Área Contractual 3 – Cárdenas Mora
Estados y municipios	Tabasco, Cárdenas
Superficie	168 km ²
Tipo de hidrocarburo	Aceite Volátil
Fecha de emisión/firma	17 de octubre de 2017 /
Vigencia	25 años
Tipo de contrato	Modalidad de Licencia
Operadora y socios con porcentaje de participación	-Cheiron Holdings Limited (50%) -PEP (50%)
Profundidad para extracción	En campo Cárdenas: Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), Cretácico Inferior - NE (KI-NE), Cretácico Inferior - SW (KI-SW), Plioceno Superior (Formación Filisola) En campo Mora: Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), Cretácico Inferior (KI)
Yacimientos y/o Campos	Cárdenas y Mora
Número pozos perforados en el Área	A 2016 se han perforado un total de 112 pozos: 89 en Cárdenas y 23 en Mora
Colindancias	Campos Chipilín, Edén, Paredón

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

El Área Contractual 3 (Figura 1) se ubica en el estado de Tabasco, en el municipio de Cárdenas. El Área Contractual se encuentra aproximadamente a 55 km al Oeste de la ciudad de Villahermosa. El Área Contractual cuenta con una superficie de 168 km² respecto a los vértices del polígono delimitador (Figura 2).

Geológicamente se encuentra dentro de la provincia petrolera de Cuencas del Sureste. El Área Contractual se encuentra conformada por los campos Cárdenas y Mora, con horizontes de interés petrolero en Cretácico Inferior y Jurásico Superior Kimmeridgiano.

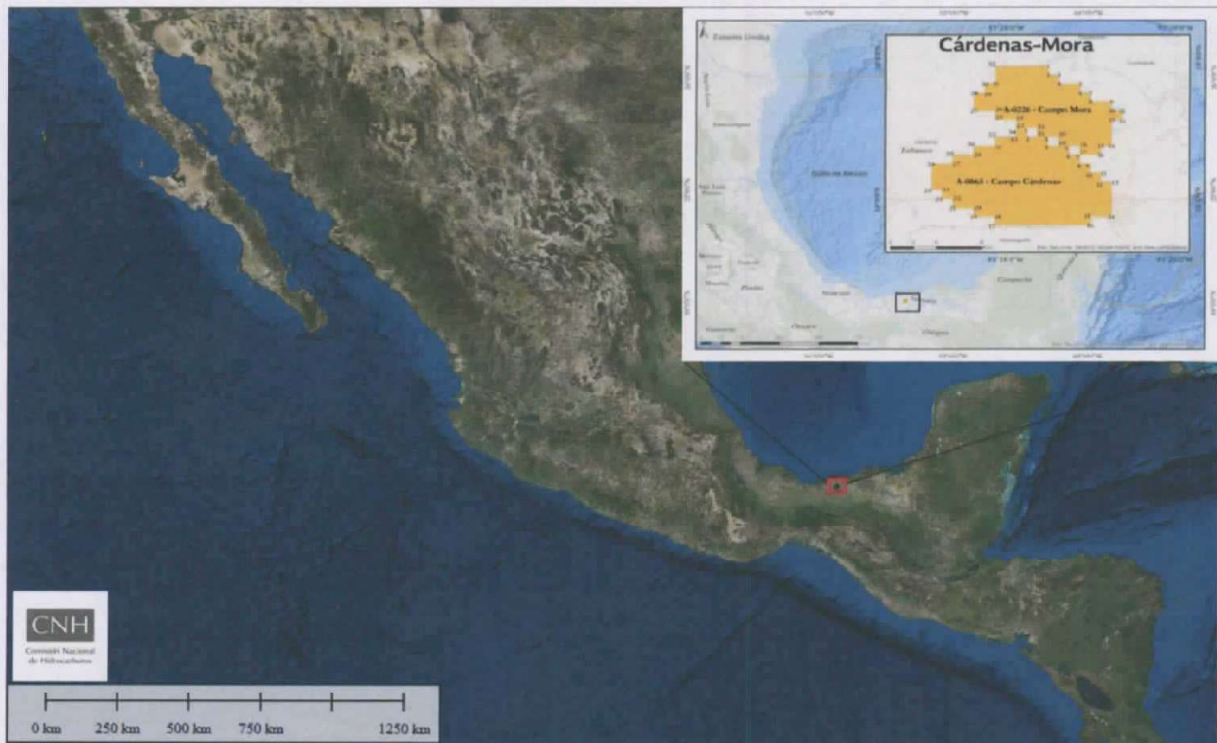


Fig. 1. Ubicación geográfica Área contractual 3. Campos Cárdenas y Mora (Fuente CNH).

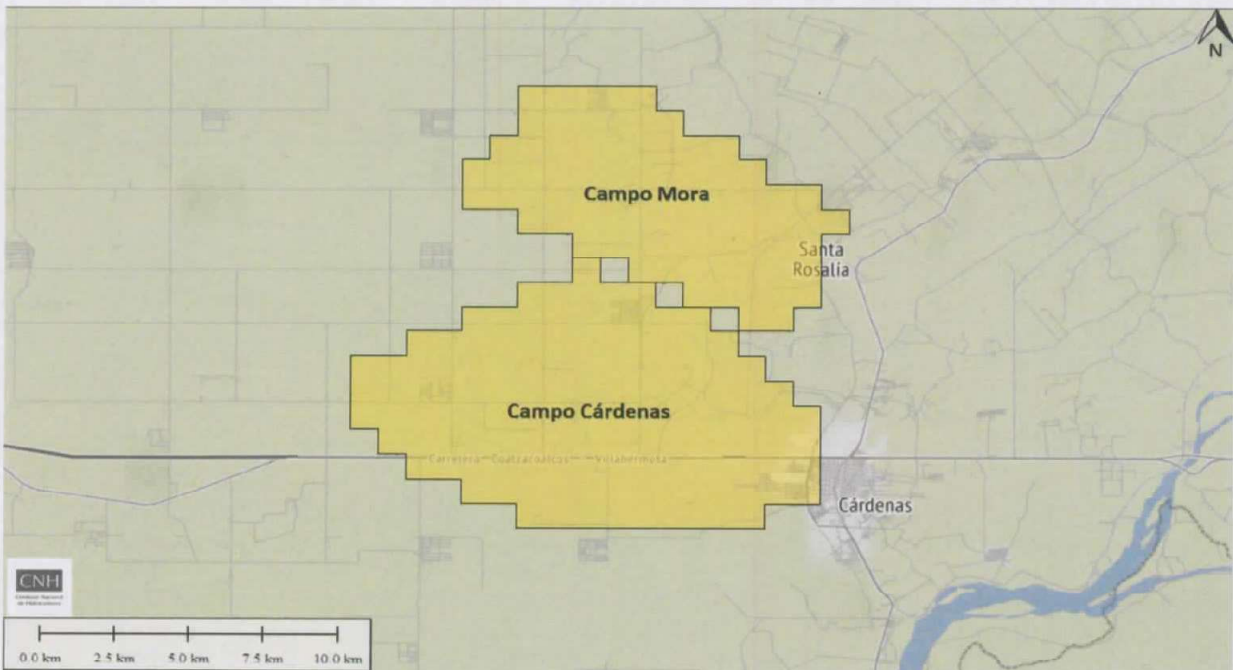


Fig. 2. Localización y vértices del Área Contractual 3. Campos Cárdenas y Mora. (Fuente CNH con datos del Licitante Ganador).

Las coordenadas del polígono interior y exterior, que son los límites del Área Contractual, se encuentran definidas en el Anexo I del modelo de Contrato para la Extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres que se celebrará entre la Comisión y el Licitante Ganador.

II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

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

La Figura 3 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto al Programa Provisional presentado por el Licitante Ganador. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0065/2017 de la DGDEExt de esta Comisión.

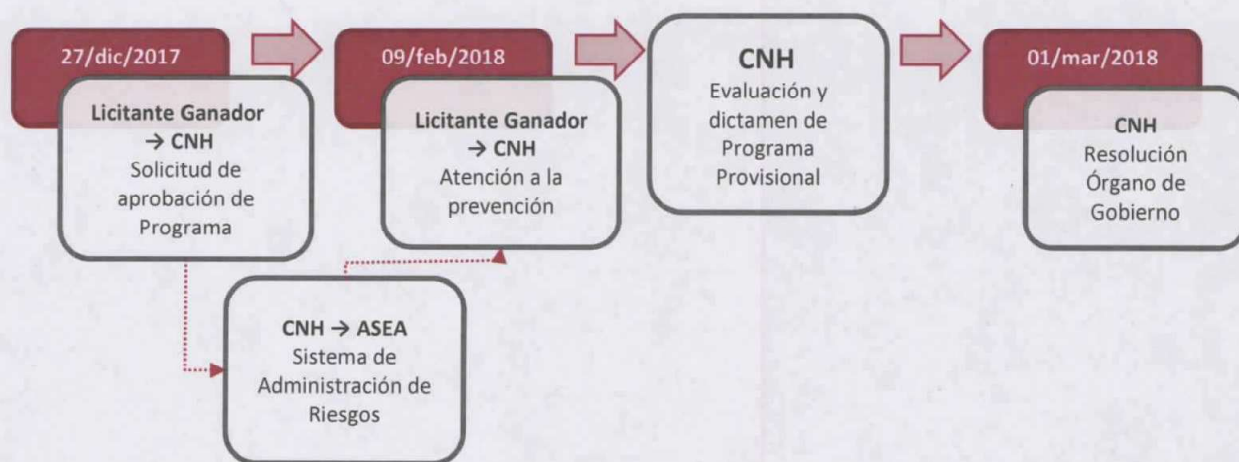


Figura 3. Etapas del proceso de evaluación, dictamen y resolución del Programa Provisional.
(Fuente: CNH)

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

La evaluación del presente Programa Provisional se realizó en términos del artículo 24 de los *Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones* (en adelante, Lineamientos) y el Anexo VI denominado "Guía para los Planes Provisionales", en atención a lo siguiente:

- El Programa Provisional fue presentado por el Licitante Ganador en cumplimiento al numeral 23.5, inciso i) de las Bases de Licitación, el cual establece que previo a la suscripción del Contrato, los licitantes adjudicados deberán presentar un programa provisional, el cual será evaluado por la Comisión conforme a la normativa aplicable, el cual deberá incluir al menos:
 - i. Una propuesta de actividades que permitan dar continuidad operativa a las actividades de Extracción en el Campo durante el primer Año (12 meses) a partir de la Fecha Efectiva y,
 - ii. Definir los procedimientos de entrega y recepción de Hidrocarburos en el Área Contractual de conformidad con la Normatividad Aplicable.
- Los Lineamientos resultan ser la normativa aplicable, ya que regula en su artículo 24 a los Planes Provisionales
- A la fecha de adjudicación del Área Contractual, se encontraban campos en producción al amparo de una Asignación, los cuales transitarán al Licitante Ganador derivado de la adjudicación de la misma. En este sentido, técnicamente se advierte que dicha transición se equipara a una migración.
- Los Programas Provisionales referidos en el numeral 23.5, inciso i) de las Bases de Licitación, tienen por objeto dar continuidad operativa a los campos que se encuentren en producción, el cual es coincidente con el objeto de los Planes Provisionales previstos en el artículo 24 de los Lineamientos.

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

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

III.1 Antecedentes de exploración y desarrollo

El Área Contractual tiene actividades de extracción principalmente en 2 formaciones principalmente: Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) y Cretácico Inferior (KI). Dichas formaciones son explotadas tanto en el campo Cárdenas como en el campo Mora, teniendo una densidad de pozos como a continuación se describe:

Campos	Densidad de pozos (pozo/km ²)
Cárdenas	1.07
Mora	0.41

Tabla 2. Densidad de pozos pertenecientes al Área Contractual dentro de área de yacimiento en los campos.
(Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

Exploración

Campo Cárdenas

La exploración petrolera en el Área Contractual 3, específicamente en el campo Cárdenas, comenzó con la perforación del pozo exploratorio Cárdenas-1 en el año 1951, resultando improductivo en formaciones Cenozoicas.

Posteriormente, se tiene el registro de la perforación del pozo Cárdenas-101 en 1978, descubridor del horizonte Cretácico Inferior (KI) con un gasto inicial del orden de 7,000 bpd.

Campo Mora

La exploración petrolera en el Área Contractual 3, específicamente en el campo Mora comenzó con la perforación en 1980 del pozo exploratorio Mora-1 con objetivo geológico Jurásico Superior Kimmeridgiano, con una producción inicial de 660 bpd de aceite.

Desarrollo

Campo Cárdenas

El desarrollo del campo Cárdenas inició con la perforación y éxito del pozo exploratorio Cárdenas-101 en 1978. Posteriormente, se perforó el pozo de desarrollo Cárdenas-201 en 1979 y para la década de los 80's se dio continuidad a la perforación de pozos para desarrollo del campo, logrando 70 pozos en dicha década, representando casi el 80% de los pozos de desarrollo del campo Cárdenas.

Campo Mora

El desarrollo del campo Mora inició después de la perforación del pozo exploratorio Mora-1, a través de la perforación de 18 pozos en total para el campo Mora en la década de los 80's, esto es, casi el 80 % de los pozos de desarrollo del campo se perforó en ésta década.

Campañas de Perforación_ AC3_ Cárdenas_ Mora		
1950	1980	4
1980	1990	88
1990	2000	4
2000	2010	9
2010	Presente	7
Total		112

Tabla 3. Campañas de perforación del AC3_ Cárdenas_ Mora
(Fuente: CNH con datos del Licitante, Ganador).

III.2 Actividades y metas físicas

El objetivo principal del Programa Provisional para el Área Contractual 3, es dar continuidad operativa a la producción al Área Contractual, así como un programa de toma de información de los pozos existentes con el objetivo de tener el máximo de información para poder plantear el Plan de Desarrollo de los 25 años consecutivos.

Adicionalmente, se prioriza la revisión e integridad de los activos entregados para decidir la conveniencia o no, de que formen parte de los activos a usar en el Plan de Desarrollo, elaboración de la línea base ambiental y la evaluación del impacto social.

Por último, con respecto a las actividades a realizar se tienen estudios de ingeniería para la medición de hidrocarburos, actividades administrativas, operación y mantenimiento de la producción y en general todo lo necesario para dar continuidad a las operaciones.

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

- Procesamiento y reprocesamiento de datos sísmicos y reinterpretación sísmica de detalle
[Redacted]
- Caracterización geológica – petrofísica de Yacimientos
[Redacted]
- Cálculo de Reservas y estimaciones de producción
[Redacted]
- Ingeniería conceptual y de detalle para el sistema de Bombeo Neumático y para la Unidad de Medición
[Redacted]

- Adquisición e instalación de la Unidad de Medición de aceite y Unidad de Medición de gas para el campo Cárdenas.

- Análisis de Riesgos del Proceso (ARP), elaboración del Sistema de Administración de Riesgos (SAR), elaboración de Estudio de Línea Base Ambiental, así como la elaboración de Manifiesto de Impacto y Riesgo Ambiental (MIA, ERA).

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

- Gastos administrativos, implementación del sistema contable, cobertura de seguros y garantías, gastos generales del proyecto.

- Personal, transporte de personal y logística de materiales.

- En la sub-actividad de Pruebas de producción se contempla el Análisis de Porcentaje de Aceite, agua y sedimento, salinidad en agua, mediciones de pozo, y toma de Información en pozo (Presión y Temperatura).

- Limpiezas químicas a pozo con y sin tubería flexible.

- Para las operaciones de instalaciones de producción se contemplan trabajos de pintura, soldadura, chapodeo, servicios especializados de mantenimiento mecánico, eléctrico e instrumental.

- Mantenimiento a equipos dinámicos y estáticos y compresores de Batería Mora.

- Mantenimiento de válvulas y calibración de Instrumentos.

- Estudios de integridad de pozos para 40 pozos (13 de Mora y 27 de Cárdenas).
[REDACTED]
- Compra de gas para bombeo neumático para 15 pozos (7 de Mora y 8 de Cárdenas).
[REDACTED]
- Combustible para la operación de los Compresores de la Estación Mora.
[REDACTED]
- Suministro de aditivos para aceite.
[REDACTED]
- Operación de Batería de Separación y compresores de Batería Mora.
[REDACTED]
- Renta de compresores a boca de pozo para 9 pozos (7 de Cárdenas y 2 de Mora).
[REDACTED]
- Calibración mensual de las unidades de medición de líquido y gas para Cárdenas y Mora.
[REDACTED]
- Mantenimiento a camino y localizaciones asociados a pozos (7 de Mora y 11 de Cárdenas)
[REDACTED]
- Materiales e instrumentación para las instalaciones, así como personal operativo con frecuencia mensual.
[REDACTED]
- Energía eléctrica para el campo Mora, así como la inspección interior de oleoducto Mora a Cárdenas Norte.
[REDACTED]
- Estudios de integridad mecánica para 8 pozos del campo Cárdenas, así como 4 pozos del campo Mora y Batería Mora.
[REDACTED]

[Handwritten signature]

Como parte de la Sub-actividad de salud, seguridad y medio ambiente se contemplan las siguientes actividades durante el Programa Provisional;

- Atención a Fugas y Derrames.



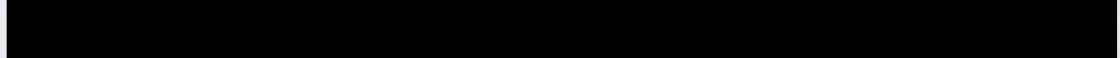
- Implementación del Sistema de Administración de Riesgos.



- Tratamiento y eliminación de residuos.



- Atención a Fugas y Derrames.



Actividad Petrolera	Sub-actividad petrolera	Tarea	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	Total.			
Desarrollo	General	[Redacted]	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	12.0		
			0.3	0.3	0.2	0.2											1.0	
			0.3	0.3	0.2	0.2											1.0	
			0.3	0.3	0.2	0.2											1.0	
															0.5	0.5	1.0	
			0.5	0.5													1.0	
							0.5	0.3	0.2									1.0
			0.5	0.5													1.0	
											0.5	0.5						1.0
											0.5	0.5						1.0
						0.3	0.3	0.2	0.2									1.0
						0.3	0.3	0.2	0.2									1.0
						0.3	0.3	0.2	0.2									1.0
			Producción	General	[Redacted]						0.3	0.3	0.2	0.2				1.0
							0.2	0.2	0.2	0.2	0.2			1.0				
							0.3	0.3	0.2	0.2				1.0				
													0.3	0.3	0.4	1.0		
1.0																1.0		
1.0																1.0		
0.3	0.3	0.2				0.2										1.0		
1.0	1.0	1.0				1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	12.0	

Actividad Petrolera	Sub-actividad petrolera	Tarea	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	Total.
			1.0												1.0
			1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	12.0
			1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	12.0
			1.0	1.0	1.0										3.0
			1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	12.0
			1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	12.0
	Pruebas de Producción		39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	39.0	37.0	37.0	37.0	462.0
	Intervención de Pozos		8.0	8.0											16.0
						1.0			1.0				1.0		3.0
	Operación de Instalaciones de Producción		3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	36.0
			43.0	43.0	43.0	43.0	43.0	41.0	36.0	36.0	36.0	34.0	34.0	34.0	466.0
								3.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.0	14.0
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente		0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	2.0
							0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	1.0
			1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	12.0
			0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	2.0

Tabla 4. Actividades del Programa Provisional del Área Contractual 3
(Fuente: Licitante Ganador).

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

Se distingue el hecho de que la erogación más importante dentro del presupuesto de \$58'437,611 USD del Programa Provisional es la adquisición de gas para el sistema de Bombeo Neumático, combustible y gas instrumental (representa el 63.7% del costo total).

III.3 Toma de información o estudios

El licitante ganador contempla como parte de la adquisición de información dentro del Programa Provisional, la toma de presión y temperatura de fondo de pozo para pozos cerrados, con una duración de 3.5 a 5 horas dependiente de la profundidad interior del pozo, posibles restricciones, así como el número de estaciones que se diseñen en cada programa de toma de presión y temperatura.

Para pozos fluentes, se contempla la adquisición de información de presión y temperatura de fondo, medición la cual se ejecuta con pozo fluyendo más medición simultánea, con el objetivo de optimizar las condiciones operativas de la inyección de gas en la red de bombeo neumático, a través del estudio de análisis de la oferta del pozo.

- Para el campo Cárdenas: 9 pozos medidos 12 veces al año
- Para el campo Mora: 7 pozos medidos 12 veces al año.

La toma de información se realizará con Unidad de Línea de Acero (ULA) por medio de una serie de estaciones a profundidades equidistantes una de otra. La producción de los hidrocarburos derivados de las pruebas, la medición de la producción se llevará a cabo a distintas condiciones en la presión de cabeza del pozo, identificando gasto de aceite, producción de gas y corte de agua. Dicha producción se incorporará a la cadena comercial de conformidad con los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH).

III.4 Pronóstico de producción

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

- Para el Campo Cárdenas se identificó una declinación exponencial de 18.4% anual.
- Para el Campo Mora se identificó una declinación exponencial de 22% anual.

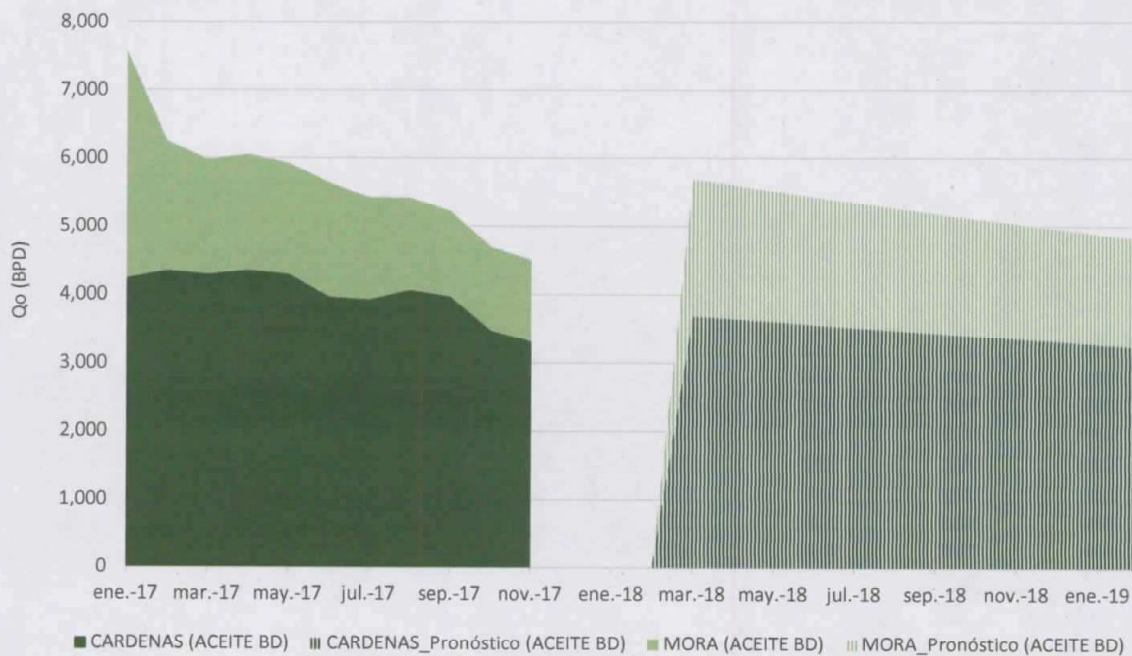


Figura 4. Histórico y pronóstico de producción de Aceite por Campo.
(Fuente: CNH con datos de Licitante Ganador)

Campo	Volumen original		Categoría de reservas	Factor de recuperación		Producción acumulada	
	Aceite	Gas natural		1P, 2P, 3P	Aceite	Gas	Aceite
	mmb	mmmpc	%		%	mmb	mmmpc
Cárdenas	1318.62	2466.73	1P	35%	38%	464.30	942.20
Mora	395.50	600.50	1P	35%	38%	138.40	227.00
Total	1714.12	3067.23	1P	35%	38%	602.70	1169.20

Tabla 5. Factores de recuperación asociados a las categorías de reservas para Aceite y Gas en base al campo.
(Fuente: Licitante Ganador).

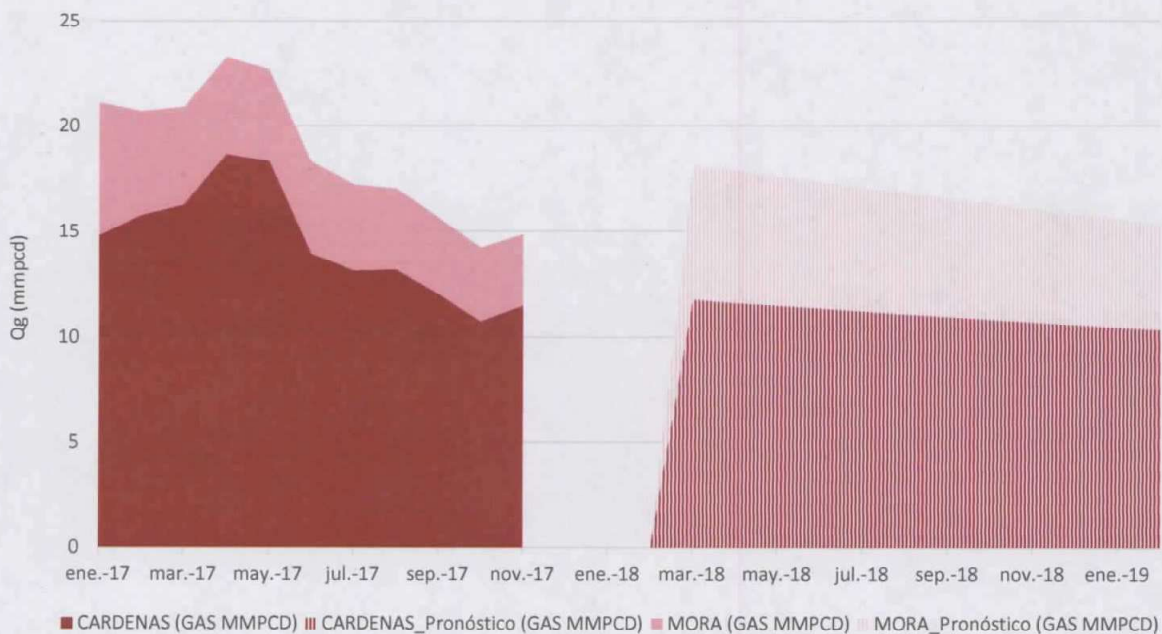


Figura 5. Histórico y pronóstico de producción de Gas por Campo.
(Fuente: CNH con datos de Licitante Ganador)

Tipo de hidrocarburo	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
Pronóstico Producción Gas [mmppcd]	18.165	17.887	17.613	17.344	17.08	16.82	16.564	16.313	16.066	15.823	15.584	15.349
Pronóstico Producción Aceite [mbd]	5.703	5.615	5.529	5.445	5.362	5.28	5.2	5.121	5.043	4.966	4.891	4.817

Tabla 6. Pronóstico de producción de gas para el Programa Provisional del Área Contractual 3
(Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

III.5 Medición de Hidrocarburos

Referente a la información relacionada con los Mecanismos de Medición, el Licitante Ganador informa que, para darle continuidad operativa al Área Contractual, la medición de la producción será llevada a cabo en Puntos de Medición provisional, los cuales puso a consideración de la Comisión para su aprobación mediante escrito presentado el 21 de febrero de 2018. Derivado de lo anterior, dicha información se encuentra sujeta a evaluación por parte de la Comisión.

Por lo anterior, en tanto presenta formalmente para la revisión y en su caso aprobación de la Comisión, el Plan de Desarrollo para la Extracción, mismo que deberá contener el programa de implementación de los Mecanismos de Medición en apego estricto a lo señalado en el artículo 42 de los LTMMH.

Con respecto a infraestructura, el Licitante Ganador indica que derivado de las visitas realizadas en campo y de la información que se dispone en el cuarto de datos de la Comisión, las instalaciones disponibles se encuentran en condiciones apropiadas para continuar la operación, por lo que continuara con el uso de la infraestructura actual. El Licitante Ganador indica que cuenta con dos instalaciones en base al inventario de activos de transferencia.

#	TIPO DE ACTIVO	NÚMERO DE INVENTARIO	NOMBRE	ESTADO O CONDICIÓN DE LA INSTALACIÓN
1	INSTALACIONES	500000131	BATERIA DE SEPARACION MORA	OPERANDO
2	INSTALACIONES	500001275	ESTACION DE COMPRESION MORA	OPERANDO

*Tabla 7. Pronóstico de producción de gas para el Programa Provisional del Área Contractual 3
(Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).*

Para el proceso de medición y comercialización, así como de los equipos utilizados en los procesos de los hidrocarburos producidos, el Licitante Ganador menciona que realizará la ingeniería conceptual, de detalle, instalación, suministro y puesta en operación a partir del mes 9, de acuerdo con los LTMMH. Así como menciona correctamente las actividades que realizará de revisión, evaluación y calibración de los sistemas de medición en las Baterías de Separación y Compresión.

Con respecto a la medición de hidrocarburos, se mencionan los Puntos de Medición Provisional que el Licitante Ganador propone, en donde serán medidos los hidrocarburos tanto del campo Cárdenas como del campo Mora, identificando que, para el Campo Mora, serán medidos en la Batería de Separación Mora para el caso del hidrocarburo líquido y en la Estación de Compresión Mora para el caso del Gas. Así como los del Campo Cárdenas los realizara en dos cabezales de producción o periféricos CP 107 y CP 111, a los que llega la producción de los pozos productores del campo, tanto de aceite como de gas.

La medición la realizará a través de separadores móviles con medición del tipo placa de orificio para el gas y medidores de flujo de tipo turbina para el aceite y agua. Indicando su ubicación y Características Metrológicas de los medidores de flujo que se utilizarán.

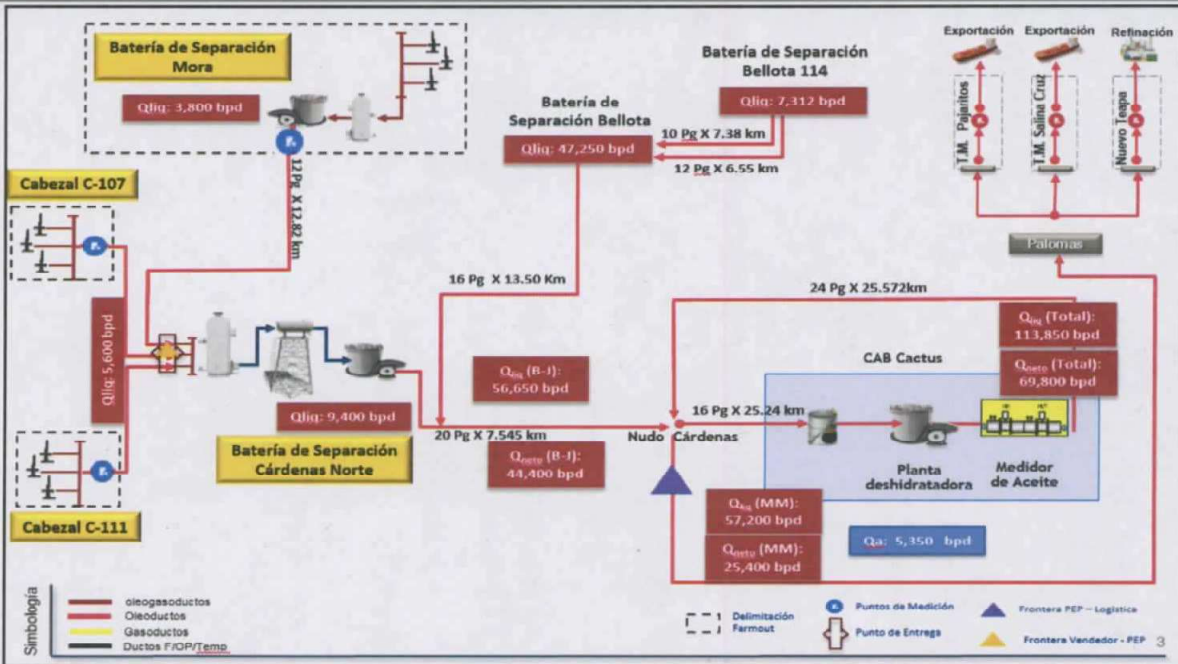


Figura 6. Sistemas de Medición Provisionales para la medición de aceite. En azul, Puntos de Medición provisional (Fuente: Licitante Ganador)

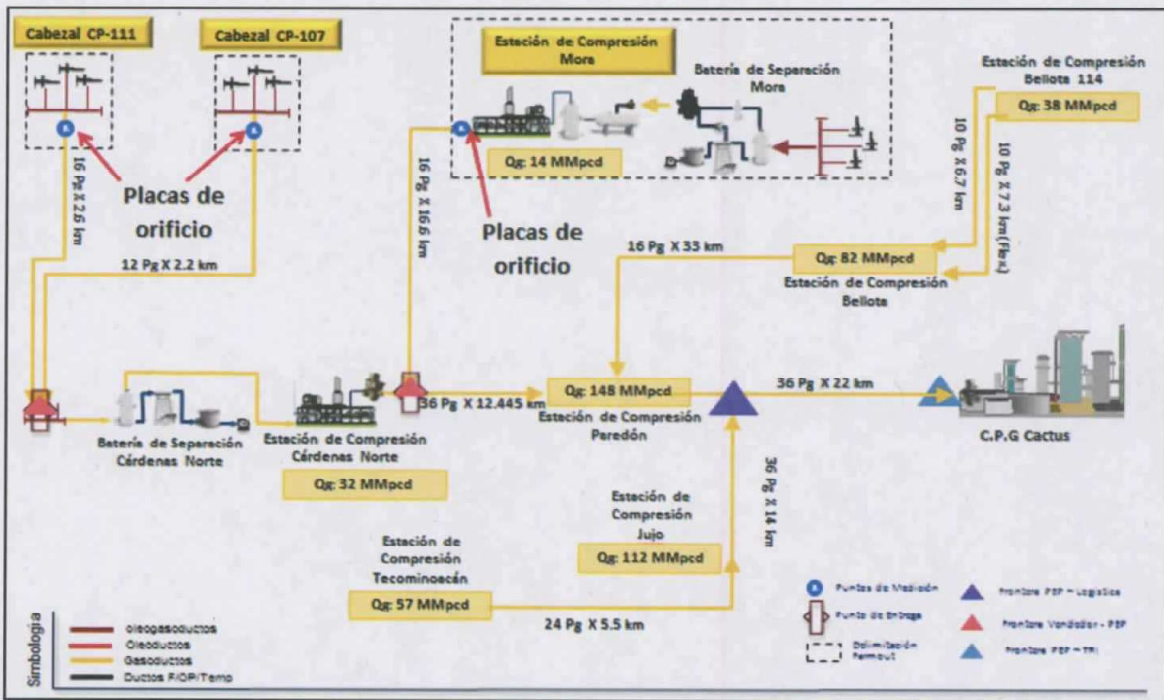


Figura 7. Sistemas de Medición Provisionales para la medición de gas. En azul, Puntos de Medición provisional (Fuente: Licitante Ganador)

III.6 Comercialización

El Licitante Ganador presenta una estrategia de comercialización para el periodo que comprende el Programa Provisional en donde éste venderá el Hidrocarburo, en los Puntos de Medición provisionales dispuestos a la salida de la batería de separación Mora, así como cabezales C-107 y C-111 para aceite, así como a la salida de la estación de Compresión Mora y Cabezales C-107 y C-111 para gas a Pemex Exploración y Producción.

III.7 Análisis económico

De acuerdo con la información presentada por el Licitante ganador, el monto para llevar a cabo las actividades que se describen en el Programa Provisional estimado por concepto de inversiones y gastos de operación, es de 58.4 millones de dólares.

El Presupuesto relacionado al Programa Provisional, es el que se encuentra en la Tabla 8. Así mismo, las Figuras 8 y 9 representan las proporciones que abarca cada Sub-actividad petrolera en cada Actividad del presupuesto.

Actividad Petrolera	Sub-actividad	Presupuesto
Desarrollo	General	\$983,973.24
	Geofísica	\$437,449.00
	Geología	\$125,000.00
	Ingeniería de yacimientos	\$150,000.00
	Otras Ingenierías	\$87,762.98
	Construcción de instalaciones	\$1,400,000.00
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$648,713.47
Producción	General	\$5,499,892.92
	Pruebas de Producción	\$1,720,199.80
	Intervención de pozos	\$4,346,213.07
	Operación de instalaciones de producción	\$42,913,080.42
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$125,325.92
	Total	\$58,437,610.82

Tabla 8. Presupuesto asociado al Programa Provisional (Montos en dólares de Estados Unidos).
(Fuente: Licitante Ganador).

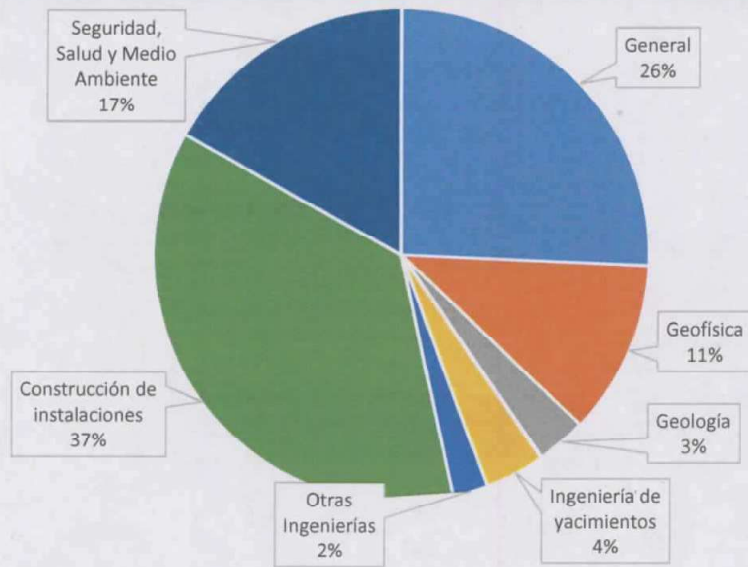


Figura 8. Distribución de las inversiones y gastos de operación de la Actividad Petrolera: Desarrollo
(Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

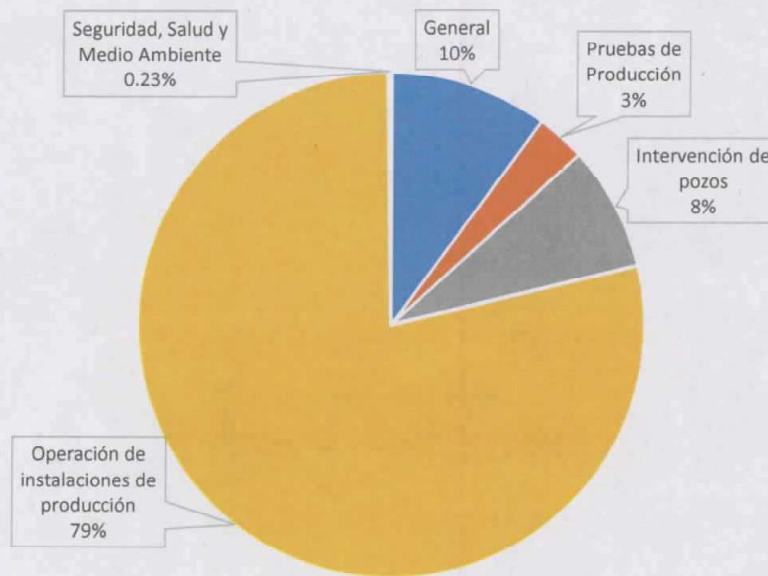


Figura 9. Distribución de las inversiones y gastos de operación de la Actividad Petrolera: Producción
(Fuente: CNH con datos del Licitante Ganador).

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

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

El Licitante Ganador identificó los indicadores de desempeño que permitirán la evaluación de la eficiencia operativa del Programa Provisional. De acuerdo con las actividades e inversiones del

Programa Provisional del Área Contractual, la Comisión está de acuerdo en que, la revisión y evaluación de la eficiencia operativa estará basada en la medición de los conceptos mostrados en la tabla 8, toda vez que fueron propuestos en términos del apartado II.9 Indicadores clave de desempeño previstos en el Anexo VI de los Lineamientos.

Característica	Producción	Gasto de operación
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado	Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \left(\frac{PA_{real} - PA_{plan}}{PA_{plan}} \right) * 100$	$DGO = \left(\frac{GO_{real} - GO_{plan}}{GO_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Trimestral

Característica	Productividad	Contenido Nacional
Metas o parámetros de medición	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado
Unidad de medida	Barriles por día (bd)	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo	$DCN = \left(\frac{CN_{REAL} - CN_{PLAN}}{CN_{PLAN}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Trimestral

Tabla 9. Indicadores de desempeño
(Fuente: Licitante Ganador).

V. Sistema de Administración de Riesgos

Mediante el oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0081/2018 del 29 de enero de 2018, la Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales de la ASEA, informó que el Licitante Ganador, presentó su solicitud de Registro de la Conformación de su Sistema de Administración y otorgamiento de la Clave Única de Registro del Regulado (CURR) el día 09 de enero de 2018, mismo a que a la fecha del oficio anteriormente citado se encuentra en evaluación técnica de acuerdo a los plazos establecidos en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos para la Conformación, Implementación y Autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos.

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

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

VI.1 CONSIDERACIONES

El Programa Provisional resulta técnicamente viable en atención al objetivo del mismo, toda vez que conforme a las actividades propuestas, permitirá dar continuidad operativa al Área Contractual, mismas que podrían iniciarse durante el periodo de transición conforme a los procedimientos y normatividad aplicable, en el entendido de que el objetivo principal de dichas actividades es acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país, elevando el factor de recuperación y obteniendo el volumen máximo de hidrocarburos, mediante la utilización de la tecnología más adecuada para el Área Contractual, promoviendo el desarrollo de las actividades de extracción de hidrocarburos en beneficio del país.

De conformidad con las disposiciones técnicas de aprovechamiento del gas, en la cual se establece la meta del 98% para campos en extracción, el Licitante Ganador plantea que Área Contractual Cárdenas Mora cumple con esta disposición. Considerando que el proceso actual no tiene contemplado ni venteo, ni quema de gas durante el periodo del Programa Provisional. El gas asociado producido es comercializado en su totalidad dando cumplimiento al Artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

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

VI.1.1 Cumplimiento del numeral 23.5, inciso i, de las Bases de Licitación, y el Artículo 24 de los Lineamientos.

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

VI.2 RECOMENDACIONES

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

- Resulta imperativo recomendar la evaluación de la integridad actual de los pozos previo a operaciones de reapertura (como resultado probable consecuente en un futuro Plan de Desarrollo). Lo anterior, podría ser a través de la ejecución de pruebas de hermeticidad para conocer el abatimiento y aislamiento de presión en espacio anular.
- Con respecto a la eficiencia del sistema de levantamiento artificial, se recomienda utilizar los resultados del programa de toma de información para la optimización del costo/barril asociado al sistema de levantamiento; ya que, como ha sido observado en el Programa Provisional, constituye el 63% de las erogaciones planeadas por el Licitante Ganador.

- Asociado a la tarea de reprocesamiento sísmico, en consecuencia de que varias adquisiciones sísmicas cubren parcialmente el Área Contractual (Apompo, Mora, Jacinto, Bellota-Mora-Chipilín) se recomienda evaluar la unificación en tiempo y en profundidad de los surveys sísmicos en un solo cubo, para así poder contar con una mejor definición de posibles objetivos de reactivación en un futuro Plan de Desarrollo.

VI.3 DICTAMEN TÉCNICO

Con base en las consideraciones anteriores, la Dirección General de Dictámenes de Extracción y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica emiten el presente dictamen técnico en sentido favorable respecto al Programa Provisional asociado al Área Contractual 3 de la Licitación CNH-A3-Cárdenas Mora/2017, respecto a las actividades propuestas, toda vez que, de acuerdo al numeral 23.5, inciso i, de las Bases de Licitación, y el artículo 24 de los Lineamientos, así como del artículo 42 de los LTMMH, permitirá dar continuidad operativa al Área Contractual, obtener información de los pozos ubicados dentro del Área Contractual y de las instalaciones existentes en ella.

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

El Licitante Ganador tiene contemplado incrementar durante el periodo del Programa Provisional un 0.01 % el factor de recuperación de aceite y 0.21% el factor de recuperación de gas con respecto al volumen original, con una declinación de producción anual exponencial del 18.4% para el campo Cárdenas y 22% para el campo Mora, ejecutar el mantenimiento operativo a 13 pozos abiertos y toma de información a pozos cerrados, así como a los equipos asociados a las instalaciones de producción.

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

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

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

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

Elaboró

Ing. Alan Isaak Barkley Velasquez
Director de Área en la Dirección General de
Dictámenes de Extracción

Validó

Ing. Julio César Trejo Martínez
Director General en la Dirección General de
Dictámenes de Extracción

Autorizó

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

Anexo: Programa Provisional asociado al Área Contractual 3 de la Licitación CNH-A3-Cárdenas
Mora/2017