



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico

Adición de Actividades al Programa Provisional del Contrato CNH-A3.Cárdenas- Mora/2018

Contratista: Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I.
de C.V.

777
Diciembre de 2018

CONTENIDO

I. INTRODUCCIÓN.....	3
I.1 DATOS DEL CONTRATISTA.....	3
I.2 DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL.....	3
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN	5
III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO.....	6
III.1 ANTECEDENTES DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO.....	7
EXPLORACIÓN.....	7
DESARROLLO.....	7
III.2 ACTIVIDADES Y METAS FÍSICAS.....	8
III.2.1.- ANTECEDENTES – EJECUCIÓN DE ACTIVIDADES DURANTE EL PLAN PROVISIONAL VIGENTE.....	8
III.2.2.- ACTIVIDADES INHERENTES A LA ADICIÓN DE ACTIVIDADES AL PROGRAMA PROVISIONAL.....	9
III.3 TOMA DE INFORMACIÓN O ESTUDIOS.....	11
III.4 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN.....	11
III.5 MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS.....	13
III.6 COMERCIALIZACIÓN.....	15
III.7 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	15
MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PROGRAMA PROVISIONAL.....	19
IV. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	20
V.1 CONSIDERACIONES.....	21
V.1.1 CUMPLIMIENTO DE LA CLÁUSULA 4.1 DEL CONTRATO, Y EL ARTÍCULO 24 DE LOS LINEAMIENTOS.....	21
V.2 RECOMENDACIONES.....	21
V.3 DICTAMEN TÉCNICO.....	22



El presente dictamen se refiere a la Adición de Actividades al Programa Provisional del Contrato CNH-A3.Cárdenas-Mora/2018 (en adelante, Contrato) presentado por Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V. (en adelante, referido como Contratista) mediante oficio OE-PCM-060-09-18, recibido en esta Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) el 17 de septiembre de 2018.

I. Introducción.

I.1 Datos del Contratista

El 17 de octubre de 2017 se publicó en el DOF, el Fallo de la Licitación Pública Internacional CNH-A3-Cárdenas Mora/2018, 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 Cárdenas Mora (en adelante, "Área Contractual"), a la empresa Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V.

Posteriormente, el 1 de marzo de 2018 durante la 11ª Sesión Extraordinaria, el Órgano de Gobierno de la Comisión aprobó mediante resolución CNH.E.11.001/18 el Programa Provisional del Área Contractual con base en el dictamen técnico del Proyecto. Así mismo, mediante resolución CNH.E.11.002/18 del 1 de marzo de 2018 se aprobó la propuesta de Punto de Medición Provisional.

De conformidad con lo establecido en el numeral 23.3 de las Bases de Licitación, el Contratista constituyó una sociedad de propósito específico denominada Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V., para la suscripción del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos correspondiente al Área Contractual Cárdenas Mora. El 6 de marzo de 2018 (en adelante, Fecha Efectiva) se firmó el Contrato CNH-A3-Cárdenas Mora/2018 para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia, entre la Comisión y Petrolera Cárdenas Mora, S.A.P.I. de C.V. (en adelante Contratista).

I.2 Datos del Área Contractual

Nombre	Área Contractual Cárdenas Mora
Estados y municipios	Tabasco, Cárdenas
Superficie	168.146 km ²
Tipo de hidrocarburo	Aceite Volátil (38.5°API)
Fecha de firma	6 de marzo de 2018
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 2018 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 Contratista).

El Área Contractual Cárdenas Mora (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 168.146 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 Kimmeridgiense.



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

Las coordenadas del polígono interior y exterior, que son los límites del Área Contractual, se encuentran definidas en el Anexo I – Coordenadas y Especificaciones del Área Contractual del Contrato para la Extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres.

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

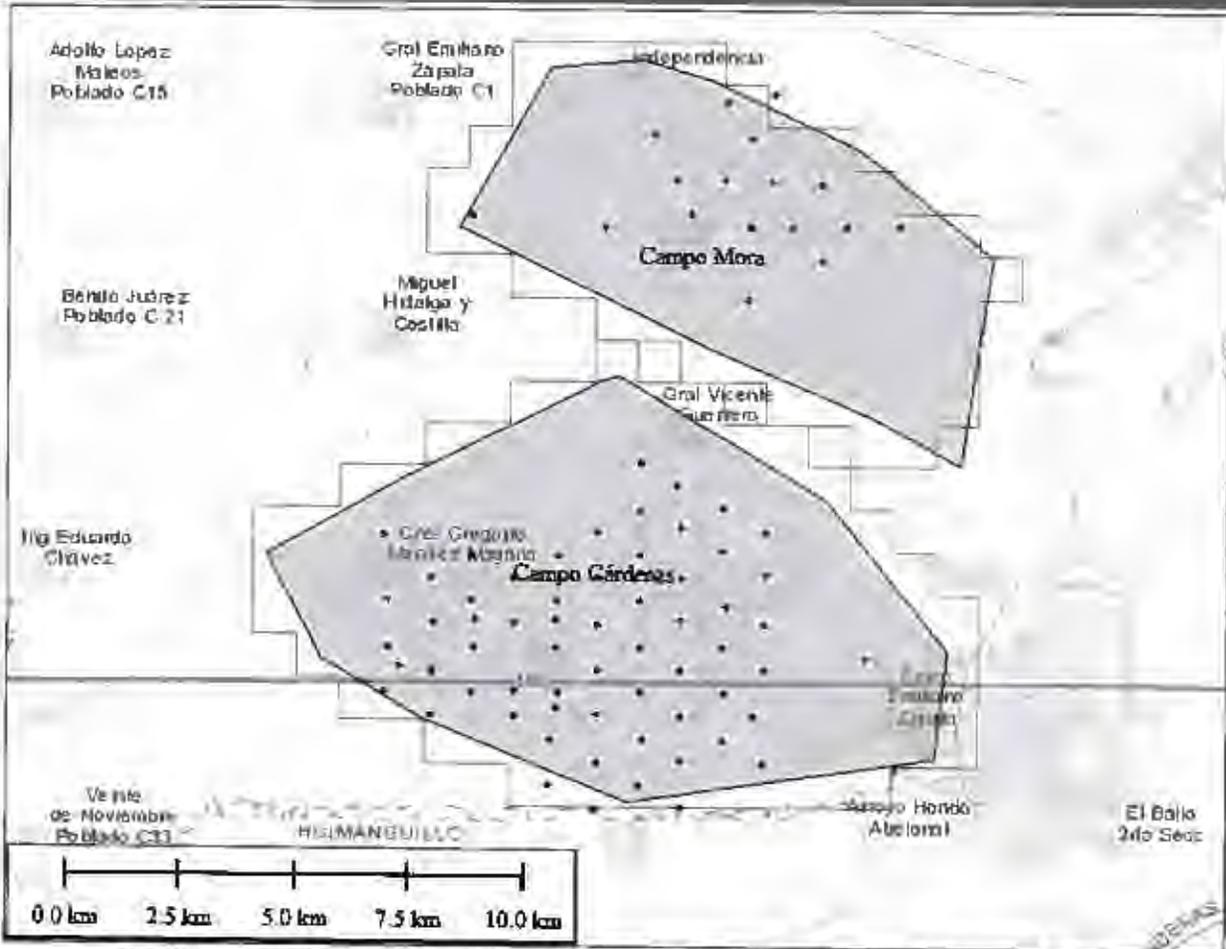


Fig. 2. Localización, pozos y vértices del Área Contractual. Campos Cárdenas y Mora. (Fuente CNH con datos del Contratista).

II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen de la Adición de Actividades al Programa Provisional propuesto por el Contratista, 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 de la Adición de Actividades al Programa Provisional presentado por el Contratista. 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.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right, a signature with '12.6.' below it, and several other initials and marks.



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

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

La evaluación de la presente Adición de Actividades al 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:

- La Adición de Actividades al Programa Provisional fue evaluada 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 Área Contractual durante el primer Año 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 los artículos 3, fracción XXVII, 24 y el Anexo VI 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 Contratista derivado de la adjudicación de la misma. En este sentido, técnicamente se advierte que dicha transición se equipara a una migración.

Derivado de lo anterior, se indica que los Programas Provisionales previstos en la Cláusula 4.1 del Contrato 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 la Adición de Actividades al Programa Provisional presentado por el Contratista permita lograr la continuidad operativa dentro del Área Contractual, cuya vigencia no podrá ser mayor de un año (12 meses) a partir de la Fecha Efectiva.

III.1 Antecedentes de exploración y desarrollo

El Área Contractual tiene actividades de extracción principalmente en 2 formaciones: Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) y Cretácico Inferior (KI) el cual se subdivide en dos segmentos dentro del Campo Cárdenas (KISW y KINE) y un segmento (KI) dentro de Mora. Dichas formaciones se encuentran tanto en el campo Cárdenas como en el campo Mora.

Exploración

Campo Cárdenas

La exploración petrolera en el Área Contractual, 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 registro de la perforación del pozo Cárdenas-101 en 1978, descubridor del Cretácico Inferior (KI) con un gasto inicial de 7,683 bpd y 1.5 MMbpd de acumulado.

Campo Mora

La exploración petrolera en el Área Contractual, 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 y con una RGA de 277 m³/m³ y una presión inicial de 598 kg/cm². Se ubica próximo a la culminación de una estructura anticlinal cuyo eje mayor sigue rumbo NW-SE, estando limitada por dos fallas inversas, complementando el cierre por buzamiento.

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



Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'd' at the top right, '772' in the middle right, and several other illegible signatures and initials at the bottom right.

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 esta década.

III.2 Actividades y metas físicas

El objetivo general de la Adición de Actividades al Programa Provisional para el Área Contractual, es garantizar la continuidad operativa a la producción del Área Contractual Cárdenas Mora. Durante el primer año se llevarán a cabo las actividades de toma de información, mediciones, mantenimiento a instalaciones, mantenimiento de equipos dinámicos y estáticos, operación y mantenimiento de la Estación de Separación y de Compresión Mora, mantenimiento de caminos y localizaciones, estudios de integridad mecánica, administración integral del contrato y estudios de ingeniería, con la finalidad de tener la mayor cantidad de datos posibles.

Uno de los puntos más importantes, además de la continuidad operativa, es establecer un sistema de medición de hidrocarburos, mientras se define el sistema definitivo, que permita una clara medición de los hidrocarburos producidos en el Área Contractual. Dicho sistema se concluirá en el mes de octubre de 2018 a través de la construcción de la Unidad de Medición de Aceite y Gas - Campo Cárdenas.

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.

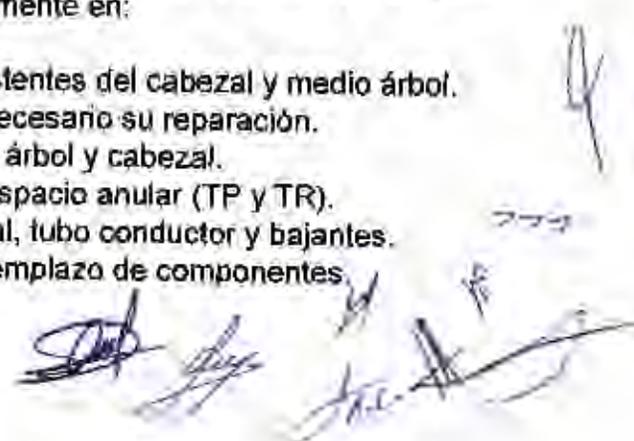
III.2.1.- Antecedentes – Ejecución de actividades durante el Plan Provisional Vigente

Las actividades y metas físicas que el Contratista ha ejecutado durante los 7 meses que comprende el periodo desde la fecha efectiva (6 de marzo de 2018) a septiembre de 2018 son en general las siguientes actividades:

Trabajos diarios de pozos, supervisión continua de condiciones de operación como presión, temperatura, toma de muestras para control de agua, mediciones para cuantificar la producción de cada pozo y limpiezas en condiciones de superficie que maximicen el potencial productor de cada pozo, así como garantizar la extracción y producción eficiente mediante sistemas artificiales de producción.

Se han ejecutado 32 actividades de estudios de integridad de pozo de 40 programadas en el Plan Provisional, las cuales consisten principalmente en:

- Identificar el tipo de válvulas y accesorios existentes del cabezal y medio árbol.
- Identificar los componentes dañados y si es necesario su reparación.
- Prueba de hermeticidad de válvulas de medio árbol y cabezal.
- Registro de presión con sensor en cabeza y espacio anular (TP y TR).
- Medición de espesores al medio árbol, cabezal, tubo conductor y bajantes.
- Definir el tipo de mantenimiento requerido o remplazo de componentes.



En cuestión de medición, se han realizado aforos de producción a todos los 12 pozos que se encuentran operativos, siendo estos: 4 del Campo Mora (Mora-1, 2, 3 y 22A) y 8 del Campo Cárdenas (Cárdenas- 112, 137, 439, 539, 807, 139B, 129 y 109).

Con respecto a los Análisis de Porcentaje de Aceite, agua y sedimento, salinidad en agua (análisis fisicoquímicos) se han llevado a cabo en 10 pozos divididos en: Cárdenas 109, Cárdenas 129, Cárdenas 137, Cárdenas 139B, Cárdenas 439, Cárdenas 539, Mora 1, Mora 2, Mora 3 y Mora 22 A con el propósito de identificar la salinidad de agua de formación, así como los depósitos y precipitaciones de orgánicos e inorgánicos. Los pozos presentan alta formación de incrustaciones inorgánicas de carbonato de Calcio y Bario, así como depósitos orgánicos de parafinas y asfáltenos, por tal motivo, se comenzaron a realizar las limpiezas circuladas de aparejo y se estima realizar limpiezas a nivel de intervalo contemplando ácido y Tuberia Flexible.

Con respecto a las Limpiezas Químicas a pozos, el contratista decide realizar una campaña de limpiezas químicas a pozos con la intención de mantener la producción de aceite y gas, limpiando el aparejo de producción de incrustaciones inorgánicas o depósitos orgánicos. Las limpiezas realizadas han consistido principalmente en la inyección por Tubería de Revestimiento de Xileno, Nitrógeno y fluidos espumantes en pozo fluyendo. A continuación, se presenta una lista con las limpiezas ejecutadas:

- Junio: Mora 2, Mora 22A
- Agosto: Mora 1
- Septiembre: Cárdenas 109, Cárdenas 439, Cárdenas 539, Cárdenas 139B
- Octubre: Mora 2, Mora 22A, Cárdenas 109

Respecto a la toma de información en fondo de pozo (Presión y Temperatura), así como calibraciones de pozo se han realizado calibraciones en 7 pozos del Campo Cárdenas y 3 del Campo Mora en el período comprendido desde mayo a octubre de 2018 bajo el amparo de las actividades del Programa Provisional vigente.

Se han instalado dos motocompresores en el Área Contractual a los pozos Mora-22A (instalado en julio) y Cárdenas-139B (instalado en octubre) para prevenir y corregir las oscilaciones en la producción para apuntar a mantenerla estable, ya que la inestabilidad en la Red Nacional de Bombeo Neumático impacta en el régimen de producción de los pozos alimentados por dicha corriente, para proveer una mayor presión, volumen y estabilidad a la producción.

III.2.2.- Actividades Inherentes a la Adición de Actividades al Programa Provisional

En consonancia con el anterior punto, el contratista analizó e identificó posibles oportunidades de intervenciones a pozos, las cuales fueron reafirmadas con las actividades ejecutadas en el periodo de Operación del Campo (Limpiezas circuladas, Registros de Presión de Fondo Cerrado y Fluyendo, Medición de Aforos, Caracterización de fluidos, etc.), por lo que se decidió realizar la Adición de Actividades al Programa Provisional, en donde se sumarán tres actividades de Reparación Mayor sin Equipo, las cuales se describen brevemente a continuación:

▪ **Cárdenas 105**

Redisparar, estimular e inducir el intervalo actual 5,290 – 5,420 md, en la formación Cretácica Inferior, implementando Sistema Artificial de Producción de Bombeo Neumático con motocompresor, estimando una producción inicial de 200 bd de aceite y 0.47 MMpcd de gas, recuperando una NP=578.73 Mbbls y una GP=1.27 MMMpc.

▪ **Cárdenas 434**

Disparar, estimular e inducir los intervalos 5,270 - 5,313 md y 5.325 - 5,350 md, en la formación Cretácica Inferior implementando el Sistema Artificial de Producción de Bombeo Neumático con motocompresor, estimando una producción inicial de 342 bd de aceite y 0.80 MMpcd de gas, recuperando una NP=975.53 Mbbls y una GP= 2.29 MMMpc.

▪ **Mora 121**

Disparar, estimular e inducir el intervalo 5,090 - 5,105 md, en la formación Cretácica Inferior, implementando el Sistema Artificial de Producción de Bombeo Neumático con motocompresor, estimando una producción inicial de 270 bd de aceite y 0.51 MMpcd de gas, recuperando una NP= 635.11 Mbbls y una GP= 1.21 MMMpc.

Las reparaciones mayores sin equipo programadas como parte de la Adición de Actividades al Programa Provisional tienen el potencial de incrementar la producción del Área Contractual en 110 % a través del desarrollo de los recursos existentes en la formación Cretácica Inferior, esto es, de 5.579 mbpd que el Área Contractual registraría en el Mes 9 a 6.138 mbpd en el mes 10 con las reparaciones mayores sin equipo.

Actividades de Desarrollo y Metas Físicas - Área Contractual - Cárdenas-Mora								
Actividad	Sub-actividad petrolera	Tarea	Descripción	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
	Actividad Petrolera	Intervención de Pozos	Otras intervenciones específicas en pozos	Reparación mayor sin equipo		1	2	
Operación de Instalaciones de Producción		Mantenimiento de Instalaciones	Mantenimiento preventivo a equipos dinámicos (kits para servicio)	1		1		1
			Mantenimiento predictivo a equipos dinámicos	1			1	
			Mantenimiento correctivo a equipos dinámicos	1	1	1	1	1
			Mantenimiento preventivo a equipos estáticos	1	1	1	1	1
			Mantenimiento predictivo a equipos estáticos	1	1	1	1	1
			Mantenimiento correctivo a equipos estáticos	1	1	1	1	1
			Mantenimiento predictivo y correctivo a equipos estáticos, dinámicos y a cabezales de producción	1	1	1	1	1

Tabla 2. Actividades de la Adición de Actividades al Programa Provisional (Fuente: CNH con datos del Contratista).

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 Contratista.

En atención a la aprobación de la propuesta de adición de actividades al Plan Provisional, es necesario que el Contratista presente una actualización del cronograma de actividades en comento dentro de los diez días siguientes a la notificación del Dictamen, a efecto de que el inicio del mismo sea consistente con la fecha de aprobación.

Las inversiones y gastos asociados a la Adición de Actividades al Plan Provisional son de **61,358,766 USD**, (Plan vigente= 58,437,611 USD, incremento efectivo de 5%). Se contempla el presupuesto de inversiones y gastos para los meses de octubre a diciembre de 2018 de 26,398,368 USD (Plazo de la Adición de Actividades al Programa Provisional, en el cual se tiene contemplado la adquisición de gas para el sistema de Bombeo Neumático, combustible y gas instrumental, así también se tiene considerado los gastos por energía eléctrica en la Batería de Separación y Compresión Mora.

III.3 Toma de información o estudios

La actividad de toma de información se mantiene en los términos previamente aprobados.

En consonancia con lo anterior, el Contratista como parte del Plan Provisional Vigente, contempla los registros de fondo para toma de información en pozo (Presión y Temperatura) consisten principalmente en efectuar una calibración al pozo con la finalidad de confirmar el libre paso en él, posteriormente, realizar un registro por estaciones de presión y temperatura (P y T), a pozo cerrado o a pozo fluyendo, según sea el caso. Los parámetros obtenidos en el registro permitirán lo siguiente:

- Mantener un monitoreo en los datos de P y T en los yacimientos.
- Determinar gradientes característicos que permitan extrapolar los valores de P y T a diferentes profundidades.
- Calcular la profundidad de los diferentes contactos de fluidos.

En la siguiente lista se enumeran los registros de fondo ejecutados:

- Mayo: Cárdenas 105, Cárdenas 132, Mora 41A
- Junio: Cárdenas 144
- Julio: Cárdenas 434
- Agosto: Mora 121, Cárdenas 142
- Septiembre: Cárdenas 701, Mora 22A
- Octubre: Cárdenas 162

III.4 Pronóstico de producción

El pronóstico de producción presentado por el Contratista para el periodo de 5 meses de duración de la Adición de Actividades al Programa Provisional se realizó teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Para el Campo Cárdenas se identificó un factor de declinación exponencial determinado a partir de las mediciones observadas de 19.08% anual.
- Para el Campo Mora se identificó una declinación exponencial de 24.1% anual.

La presente Adición de Actividades al Plan Provisional contempla ejecutar tres intervenciones con Tubería Flexible, incorporando 812 bd de Aceite y 1.78 MMpcd de gas, producción con la que se pretende minimizar el Factor de Declinación del campo en lo que resta del año.

En los primeros seis meses del Contrato, el Contratista ejecutó actividades de aforos para la medición de los 12 pozos productores tanto en el campo Cárdenas (8 pozos: Cárdenas 807, Cárdenas 109, Cárdenas137, Cárdenas 539, Cárdenas139B, Cárdenas 439, Cárdenas 129 Y Cárdenas 112) como en el campo Mora (4 pozos: Mora 1, Mora 2, Mora 3 y Mora 22). Como resultado de dichas intervenciones, así como actividades de mantenimiento de producción el Contratista apunta a obtener al final del Plan Provisional los siguientes factores de recuperación por Campo:

Campo	Factor de recuperación aceite	Factor de recuperación gas
Cárdenas	35.37%	38.38%
Mora	35.13%	38.6%

Tabla 3. Factores de recuperación al final del Programa Provisional para el Área Contractual. (Fuente: Contratista).

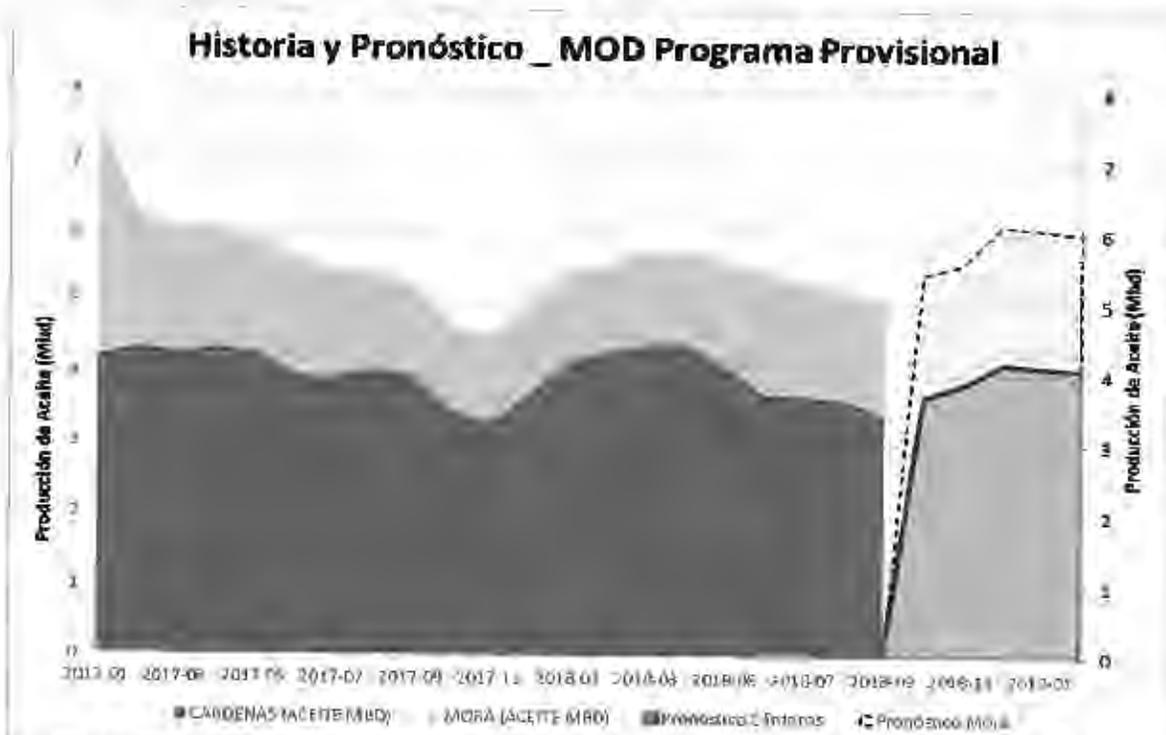


Figura 4. Histórico y pronóstica de producción de Aceite por Campo para la Adición de Actividades al Programa Provisional. (Fuente: CNH con datos de Contratista)

Tipo de hidrocarburo	Oct 18	Nov 18	Dic 18	Ene 19	Feb 19
Pronóstico Producción aceite [mbd]	5.43	5.58	6.14	6.08	6.02
Producción acumulada de aceite [mbd]	165.29	335.15	522.06	707.18	890.54

Tabla 4. Pronóstico de producción de aceite para la Adición de Actividades al Programa Provisional del Área Contractual. (Fuente: CNH con datos del Contratista).

Tipo de hidrocarburo	Oct 18	Nov 18	Dic 18	Ene 19	Feb 19
Pronóstico Producción Gas [mmpcd]	11.42	11.79	12.99	12.87	12.74
Producción acumulada de gas [mmmpc]	0.35	0.71	1.10	1.49	1.88

Tabla 5. Pronóstico de producción de gas para la Adición de Actividades al Programa Provisional del Área Contractual. (Fuente: CNH con datos del Contratista).

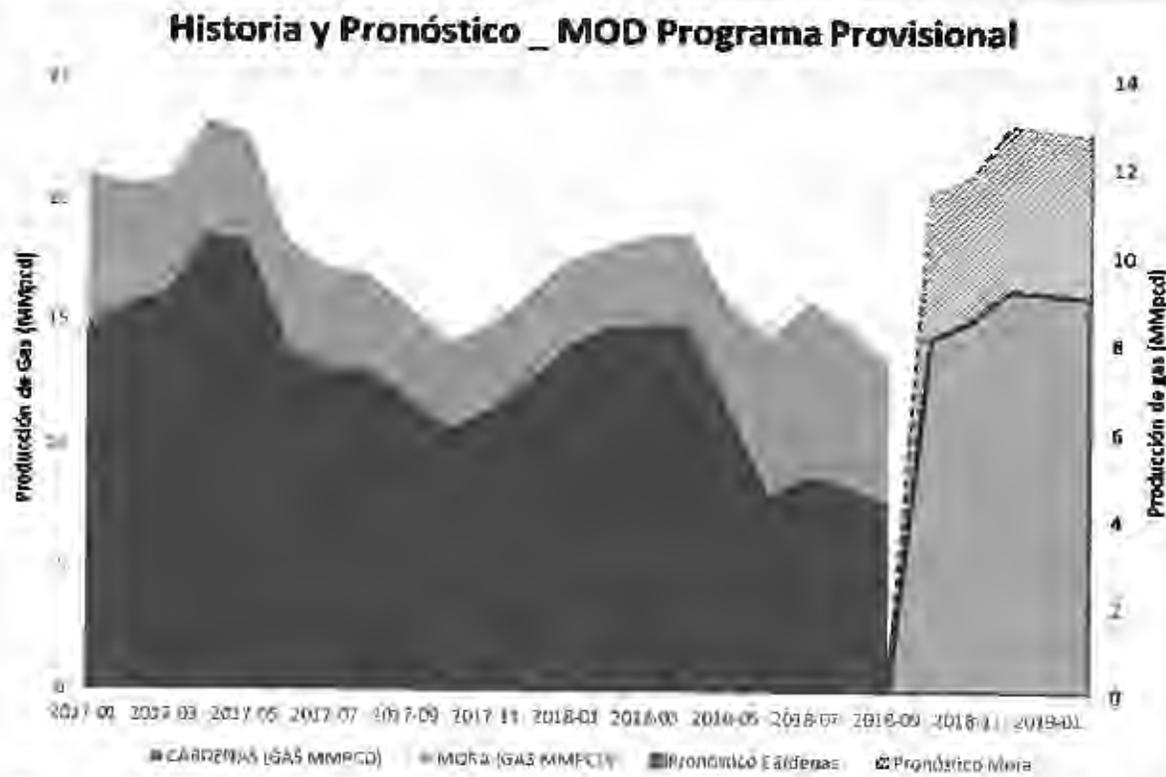


Figura 5. Historia y pronóstico de producción de Gas por Campo para la Adición de Actividades al Programa Provisional (Fuente: CNH con datos de Contratista)

III.5 Medición de Hidrocarburos

- "Derivado de la revisión a la información presentada por el Contratista, se identifica que seguirá realizando la medición de los hidrocarburos producidos en el Área Contractual (Cárdenas-Mora), en los Puntos de Medición provisionales aprobados en la resolución CNH.E.11.002/18 del 1 de marzo de 2018. Por lo que la Dirección General de Medición de la Comisión determina que es viable que se continúe midiendo y reportando los hidrocarburos producidos en el Área, de conformidad con la resolución anterior y lo establecido en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH).

III.6 Comercialización

El Contratista presenta la estrategia de comercialización para el periodo que comprende la presente Adición de Actividades al Plan Provisional, en virtud de la cual se 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, ambos a Pemex Exploración y Producción. Por lo tanto, esta estrategia, no sufre modificación respecto de aquella aprobada a través de la Resolución CNH.E.11.001/18 del 1 de marzo de 2018.

III.7 Análisis Económico¹

La opinión económica de la Adición de Actividades al Programa Provisional (en adelante, "la adición") considera los siguientes conceptos:

- a) Comparativo entre el Presupuesto vigente y el presupuesto adicionado.
- b) Descripción del Programa de Inversiones de la adición.
- c) Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la adición.

a) Comparativo entre el presupuesto vigente y el presupuesto adicionado

Originalmente el Presupuesto asociado al Programa Provisional para la Extracción (presupuesto vigente) consideraba un monto de inversión por USD²\$59,903,682, distribuido entre marzo de 2018 a febrero de 2019. De ese total, aproximadamente el 39.29% (equivalente a USD\$23,538,855) estaba considerado a erogarse entre octubre de 2018 a febrero de 2019. Por otra parte, el presupuesto adicionado presentado por el Operador asciende a USD\$26,398,368, el cual se considera a partir de octubre de 2018 a febrero de 2019.

Con base en lo anterior, para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2018, y, enero y febrero de 2019, la DGEEE³ realizó un comparativo entre ambos presupuestos (vigente y adicionado); los resultados se muestran en la Figura 8 y Tabla 6. Del comparativo se observa que la variación por mes es del +1%, +21%, +37%, +2% y +2%, para los meses de octubre-2018, noviembre-2018, diciembre-2018, enero-2019 y febrero-2019, respectivamente, y de +12% para el total de los 5 meses.

¹ Todos los montos señalados en esta opinión se presentan en dólares del 2018 considerando el INPP de Estados Unidos a octubre de 2018. Lo anterior, con el fin de poder realizar los comparativos correspondientes.

² USD significa: dólares de Estados Unidos.

³ Dirección General de Estadística y Evaluación Económica.

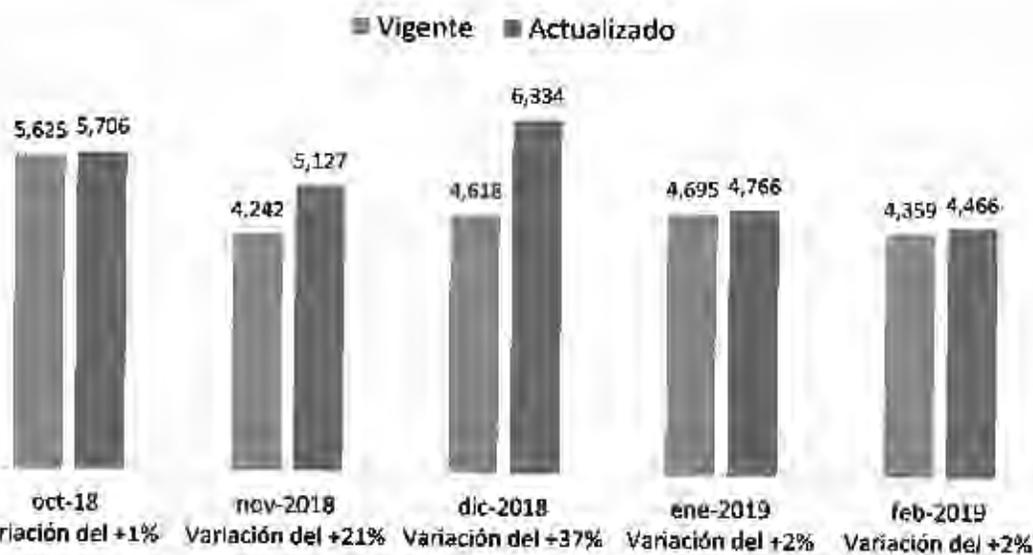


Figura 8. Comparativo entre presupuesto vigente y presupuesto adicionado (Monto en miles de dólares de 2018 de los EE. UU.) Las cifras pueden no coincidir por redondeo

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	oct-18		nov-18		dic-18	
		Vigente	Adición	Vigente	Adición	Vigente	Adición
Desarrollo	General	84.05	82.00	84.05	82.00	84.05	82.00
	Ingeniería de Yacimientos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Construcción Instalaciones	717.56	700.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	64.80	63.21	64.80	63.21	8.99	8.77
Producción	General	277.37	270.58	277.37	270.58	277.37	270.58
	Pruebas de Producción	154.38	150.60	154.38	150.60	124.65	121.60
	Intervención de Pozos	665.01	648.74	0.00	807.62	492.04	2,096.23
	Operación de Instalaciones de Producción	3,648.72	3,777.85	3,648.72	3,740.35	3,617.97	3,742.35
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	12.84	12.53	12.84	12.53	12.84	12.53
Total		5,624.74	5,705.60	4,242.17	5,126.88	4,617.92	6,334.06

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	ene-19		feb-19		Total	
		Vigente	Adición	Vigente	Adición	Vigente	Adición
Desarrollo	General	84.05	82.00	84.05	82.00	420.27	409.99
	Ingeniería de Yacimientos	76.88	75.00	76.88	75.00	153.76	150.00
	Construcción instalaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	717.56	700.00
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	8.99	8.77	8.99	8.77	156.57	152.74
Producción	General	277.37	270.58	277.37	270.58	1,386.86	1,352.92
	Pruebas de Producción	124.65	121.60	124.65	121.60	682.71	666.00
	Intervención de Pozos	492.04	480.00	172.97	168.74	1,822.07	4,201.32
	Operación de Instalaciones de Producción	3,617.97	3,715.87	3,601.46	3,726.37	18,134.84	18,702.77
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	12.84	12.53	12.84	12.53	64.21	62.64
Total*		4,894.81	4,766.35	4,359.22	4,465.58	23,538.86	26,398.37

Tabla 6. Comparativo presupuestal para meses seleccionados (Montos en miles de dólares de 2018 de los EE. UU.) *Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

b) Descripción del Programa de Inversiones de la adición

El Presupuesto presentado por el Operador es consistente con las actividades propuestas en la adición y fue presentado de conformidad con el catálogo establecido en los *Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos*, emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (Lineamientos de Costos de la SHCP).

El presupuesto para llevar a cabo las actividades contempladas en la adición asciende a USD\$26,398,368, el cual se considera a partir de octubre de 2018 a febrero de 2019. El 5% de tal presupuesto se propone para llevar a cabo actividades de Desarrollo y el 95% restante, corresponde a actividades de Producción. A su vez, dicho presupuesto se distribuye por Actividad y Sub-actividad petrolera conforme a la Figura 9, Figura 10 y Tabla 7, a continuación:

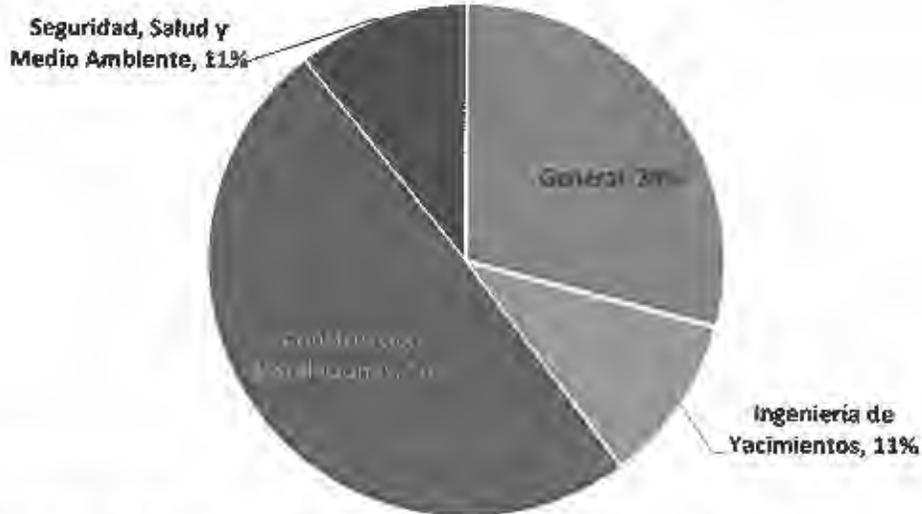


Figura 9. Distribución del Presupuesto, Sub-actividad petrolera: Desarrollo (Total \$1,413 miles de dólares de los EE. UU.)

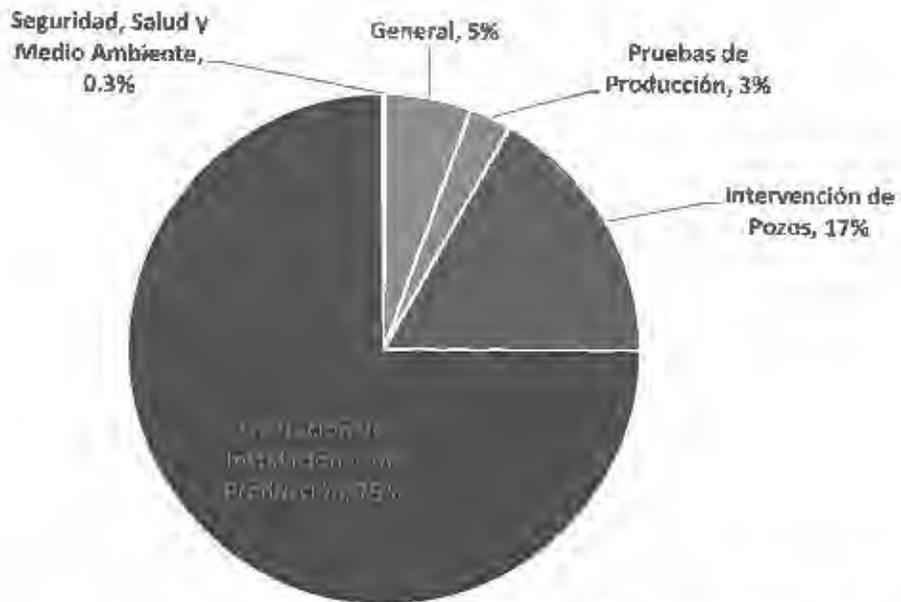


Figura 10. Distribución del Presupuesto, Sub-actividad petrolera: Producción (Total \$24,986 miles de dólares de los EE. UU.)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the bottom right and several smaller ones above it.

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	2018 ⁴	2019 ⁵	Total ⁶
Desarrollo	General	245,993	163,996	409,989
	Ingeniería de Yacimientos	0	150,000	150,000
	Construcción Instalaciones	700,000	0	700,000
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	135,193	17,544	152,737
Producción	General	811,751	541,167	1,352,918
	Pruebas de Producción	422,800	243,200	666,000
	Intervención de Pozos	3,552,583	648,736	4,201,320
	Operación de Instalaciones de Producción	11,260,537	7,442,231	18,702,768
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	37,581	25,054	62,636
Total		17,166,438	9,231,930	26,398,368

Tabla 7. Distribución del Presupuesto por Sub-actividad petrolera (Montos en dólares de los EE. UU.)

c) Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la adición.

De conformidad con el análisis anterior y una vez corroborando que toda actividad propuesta en la adición tiene un monto asociado para su ejecución, se concluye que la información económica presentada por el Operador es consistente con las actividades propuestas y se presenta de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Costos⁷ de la SHCP.

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

El Contratista 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.

Por lo tanto, los indicadores de desempeño que permitirán la evaluación de la eficiencia operativa relacionados con el Área Contractual, reconociendo las actividades adicionadas a la Adición de Actividades al Programa Provisional, basados en la medición de los avances físicos y financieros (programado vs realizado) y los resultados de la operación.

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

⁴ Considera de octubre a diciembre de ese año.

⁵ Considera de enero a febrero de ese año.

⁶ Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

⁷ 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.

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the bottom right and several smaller ones to the left and above.]

Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPD = \left(\frac{PA_{Real} - PA_{Plan}}{PA_{Plan}} \right) \times 100$	$DGD = \left(\frac{GD_{Real} - GD_{Plan}}{GD_{Plan}} \right) \times 100$
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	Bariles 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	$DCN = \left(\frac{CN_{REAL} - CN_{PLAN}}{CN_{PLAN}} \right) \times 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Trimestral

Característica	Tiempo de Reparaciones en Pozo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de las reparaciones en pozo con respecto al programado porcentaje de desviación
Unidad de medida	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$TRP = \left(\frac{TRP_{REAL} - TRP_{PLAN}}{TRP_{PLAN}} \right) \times 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la reparación – terminación de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral

Tabla 8. Indicadores clave de desempeño previstos para la Adición de Actividades al Plan Provisional (Fuente: Contratista).

IV. Sistema de Administración de Riesgos

Mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0238/2018 del 7 de marzo de 2018, la Agencia autorizó al Operador el Sistema de Administración de Riesgos identificado con el número ASEA-PEC18003C/AI3218 al Operador referente al Programa Provisional.

Cabe señalar que, en el resolutivo Quinto de la citada autorización, se indicó que previo a la ejecución de las actividades que no cuentan con la aprobación de la Comisión, el Operador deberá presentar ante la Agencia la aprobación que en su momento le otorgue esta Comisión, para efecto de encontrarse amparadas en dicho Sistema de Administración de Riesgos.

No obstante lo anterior, es jurídicamente viable que el Órgano de Gobierno de la Comisión, en ejercicio de sus atribuciones y con la autonomía técnica, operativa y de gestión atribuida en el artículo 3 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se pronuncie respecto de la Solicitud materia de la presente Resolución, sin perjuicio de la obligación del Operador de cumplir con la normativa aplicable respecto del Sistema de Administración de Riesgos. Términos en los que es aprobado el Programa Provisional y métricas de evaluación del mismo.

V.1 CONSIDERACIONES

La Adición de Actividades al 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 del Plan Provisional 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 Contratista 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.

V.1.1 Cumplimiento de la Cláusula 4.1 del contrato, y el Artículo 24 de los Lineamientos.

La Adición de Actividades al 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. En este sentido, el Contratista también planifica la ejecución de reparaciones mayores sin equipo y mantenimiento a los equipos asociados a las instalaciones de producción, redundando en un beneficio de 812 barriles de aceite por día y 1.78 mmpcd de gas.

V.2 RECOMENDACIONES

Derivado del análisis técnico a la Adición de Actividades al Programa Provisional presentado, se emite la siguiente recomendación:

- Se recomienda ejecutar campañas de caracterización de yacimientos con el fin de apuntar a reducir la saturación de aceite en la matriz, ya que las calizas dolomitizadas del Cretácico Inferior se caracterizan por tener porosidades del 2 al 4 %, sin embargo, el volumen de hidrocarburos que almacenan es importante y podría ser viable para procesos de recuperación adicionales a recuperación primaria.

V.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 a la Adición de Actividades al Programa Provisional asociado al Contrato CNH-A3-Cárdenas Mora/2018, respecto a las actividades propuestas, toda vez que, de acuerdo con la Cláusula 4.1 del Contrato, 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 con dicha Adición de Actividades al Programa, el Contratista 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 Contratista planificó reparaciones mayores sin equipo y mantenimiento a los equipos asociados a las instalaciones de producción. Dichas actividades generarán información técnica que permitirá plantear posteriormente un esquema de desarrollo del Área Contractual.

El Contratista tiene contemplado incrementar durante el periodo del Programa Provisional un 0.12 % el factor de recuperación de aceite y 0.16% el factor de recuperación de gas con respecto al volumen original, de 1714.12 mmb de aceite y 3067.23 mmmpc de gas. En volumen dichos incrementos representan 2.09 mmb de aceite y 5.04 mmmpc de gas.

Dicha producción se tiene diagnosticado el comportamiento con una declinación de producción anual exponencial del 19.08% para el campo Cárdenas y 24.1% para el campo Mora, ejecutar el mantenimiento operativo a 12 pozos abiertos y toma de información a pozos cerrados, así como reparaciones mayores sin equipo y mantenimiento a los equipos asociados a las instalaciones de producción.

Del contenido de la Adición de Actividades al 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.

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

Elaboró

Ing. Alan Isaak Barkley Velásquez
Director de Área
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

Elaboró

Ing. Jaime Israel Ríos Carrizales
Subdirector de Área
Dirección General de Medición

Elaboró

Ing. Héctor Eduardo Jofre Ugalde
Director de Área
Dirección General de Comercialización
De Producción

Elaboró

Mtra. Bertha Leonor Frías García
Directora General Adjunta
Dirección General de Estadística y
Evaluación Económica

Revisó

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

Revisó

Ing. Juan Carlos Pérez García
Director General Adjunto
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

Revisó

Mtra. Ana Bertha González Moreno
Directora General
Dirección General de Medición

Revisó

Ing. Samuel Camacho Romero
Director General Adjunto
Dirección General de Comercialización
de Producción

Autorizó

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

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 29 y 35 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la Adición de Actividades al Programa Provisional asociado al Área Contractual del Contrato CNH-A3-Cárdenas Mora/2018.