



# Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la  
Extracción de Hidrocarburos

Petrolera Cárdenas Mora S.A.P.I. de C.V.

Marzo 2019



MÉXICO  
GOBIERNO DE LA REPÚBLICA



CNH  
Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

777

Several handwritten signatures in blue ink are present at the bottom of the page, overlapping the logos and text.

# Contenido

CONTENIDO .....	2
I. DATOS GENERALES DEL CONTRATO .....	3
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN .....	5
III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS .....	6
PRIMER PROGRAMA DE TRABAJO Y PRIMER PRESUPUESTO .....	7
IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN .....	7
A) SITUACIÓN ACTUAL .....	7
B) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS .....	8
C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS .....	10
D) ALTERNATIVAS ANALIZADAS .....	11
E) ALTERNATIVA SELECCIONADA Y OBJETIVO DEL PLAN DE DESARROLLO .....	13
F) ACTIVIDAD FÍSICA .....	17
G) PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN .....	18
H) RELACIÓN DE TECNOLOGÍAS A USAR .....	20
I) ANÁLISIS DE CAMPOS ANÁLOGOS .....	21
J) EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	23
K) MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS .....	31
1. CRITERIOS Y EVALUACIÓN DE LA MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS .....	36
2. SOLICITUD OPINIÓN SECRETARÍA DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO (SHCP) .....	38
3. OBLIGACIONES .....	39
L) COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS .....	40
M) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL .....	40
N) CUMPLIMIENTO CONTRACTUAL .....	43
V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN .....	50
VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS .....	53
VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL .....	54
VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO .....	55
A) ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS .....	56
B) ELEVAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN Y LA OBTENCIÓN DEL VOLUMEN MÁXIMO DE PETRÓLEO CRUDO Y DE GAS NATURAL EN EL LARGO PLAZO EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES .....	57
C) PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS .....	57
D) LA UTILIZACIÓN DE LA TECNOLOGÍA MÁS ADECUADA PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN FUNCIÓN DE LOS RESULTADOS PRODUCTIVOS Y ECONÓMICOS .....	57
E) EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL .....	57
MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS .....	58
IX. RECOMENDACIONES .....	61

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'g' on the right side and several other scribbles and initials at the bottom.

## I. Datos generales del Contrato

El Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018 (Contrato) para la Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de Licencia, se celebró el 6 de marzo de 2018 entre, por una parte, los Estados Unidos Mexicanos por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH o Comisión) y Petrolera Cárdenas Mora S.A.P.I. de C.V. (en adelante, Contratista o PCM) y Pemex Exploración y Producción.

La vigencia del Contrato es de veinticinco (25) años a partir de la fecha efectiva del Contrato, en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación del Contrato, incluyendo las relativas al abandono y a la indemnización. Asimismo, en caso de que el Contratista esté al corriente con sus obligaciones conforme al Contrato, este podrá solicitar a la Comisión, hasta dos prórrogas de hasta cinco (5) años cada una.

El Contratista promovente de la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en el Área Contractual Cárdenas Mora, es la empresa Petrolera Cárdenas Mora S.A.P.I. de C.V. Los datos del Área Contractual se muestran en la Tabla 1.

Contrato		Petrolera Cárdenas Mora S.A.P.I. de C.V.	
Nombre	CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018		
Estado y municipio	Tabasco, Cárdenas		
Área Contractual	168,146 km <sup>2</sup>		
Fecha de emisión	06 marzo 2018		
Vigencia	25 años a partir del 06 de marzo de 2018		
Operadora y socios con porcentaje de participación	PEP = 50% PETROLERA = 50%		
Tipo de Contrato	Extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia		
Profundidad para extracción (edad de la formación geológica)	<b>En campo Cárdenas</b> Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), Cretácico Inferior, Plioceno Superior (Formación Filisola) <b>En campo Mora</b> Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), Cretácico Inferior (KI)		
Tipo de hidrocarburo	Aceite Volátil (39°API)		
Yacimientos y/o Campos	Cárdenas y Mora		
Colindancias	A-0088-M – Campo Chipilín y A-0119-M – Campo Edén-Jolote (al Este)		

Tabla 1. Datos Generales del Área Contractual. (Fuente: Contratista/Contrato/CNH)

El Área Contractual se localiza en el municipio de Cárdenas, Tabasco a 55 km al Oeste de la Ciudad de Villahermosa, Tabasco. El polígono del Área Contractual y su ubicación dentro de la República Mexicana se representan en la Figura 1. El Área Contractual referida colinda con las Asignaciones A-0088-M – Campo Chipilín y A-0119-M – Campo Edén-Jolote al este. Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas que se relacionan en la Tabla 2.

9

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte	Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
1	93 27 00	18 04 00'	18	93 28' 30"	17 59' 00"
2	93 27' 00"	18 03' 30"	19	93 29' 30"	17 59' 00"
3	93 26' 00"	18 03' 30"	20	93 29' 30"	17 59' 30"
4	93 26' 00"	18 03' 00"	21	93 30' 30"	17 59' 30"
5	93 25' 00"	18 03' 00"	22	93' 30' 30"	18 00' 00"
6	93 25' 00"	18 02' 30"	23	93' 31' 00"	18 00' 00"
7	93 24' 30"	18 02' 30"	24	93 31' 00"	18 01' 30"
8	93 24' 30"	18 02' 00"	25	93 31' 30"	18 00' 30"
9	93 24 00'	18 02' 00"	26	93 31' 30"	18 02' 00"
10	93 24 00'	18 01' 30"	27	93 30' 30"	18 02' 00"
11	93 23 30'	18 01' 30"	28	93 30' 30"	18 02' 30"
12	93 23' 30'	18 01' 30"	29	93 29' 30"	18 02' 30"
			30	93 29' 30"	18 03' 00"
			31	93 28' 30"	18 03' 00"
			32	93 28' 30"	18 03' 30"
			33	93 27' 30"	18 03' 30"
			34	93 27' 30"	18 04 00"

Tabla 2 Coordenadas geográficas de los vértices del Campo Cárdenas. (Fuente: Contrato)

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte	Latitud norte
1	93 26' 00'	18 07' 30"	18 02' 30"
2	93 26' 00'	18 07' 00"	18 03' 00"
3	93 25' 30"	18 07' 00"	18 03' 00"
4	93 25' 30"	18 06' 30"	93 25' 30" 18 03' 30"
5	93 24' 30"	18 06' 30"	
6	93 24' 30"	18 06' 00"	
7	93 24' 00"	18 06' 00"	
8	93 24' 00"	18 05' 30"	
9	93 23' 00"	18 05' 30"	
10	93 23' 00"	18 05' 00"	
11	93 22' 30"	18 05' 00"	
12	93 22' 30"	18 04' 30"	
13	93 23' 00"	18 04' 30"	
14	93 23' 00"	18 03' 00"	
15	93 23' 30"	18 03' 00"	
16	93 23' 30"	18 03' 00"	

Tabla 3 Coordenadas geográficas de los vértices del Campo Mora. (Fuente: Contrato)

777



Fig.1 Ubicación del Area Contractual Cárdenas Mora. (Fuente: CNH)

## II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación de la información

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen de la propuesta del Plan de Desarrollo para la extracción propuesta por Petrolera Cárdenas Mora S.A.P.I. de C.V., involucró la participación de cinco unidades administrativas de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción, Dirección General de Medición, Dirección General de Reservas y Recuperación avanzada y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica. Además, la Secretaría de Economía (Economía) llevó a cabo la evaluación del porcentaje de Contenido Nacional, mientras que la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (Agencia), evaluó el Sistema de Administración de Riesgos, por ser la autoridad competente.

La Figura 2 muestra la cronología generalizada del proceso de evaluación, dictamen técnico y resolución respecto de la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo para la extracción propuesta por Petrolera Cárdenas Mora S.A.P.I. de C.V. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0115/2018 de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión de la propuesta del Plan de Desarrollo para la extracción.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature on the left, several smaller ones in the center and right, and the number '777' written in the bottom right corner.

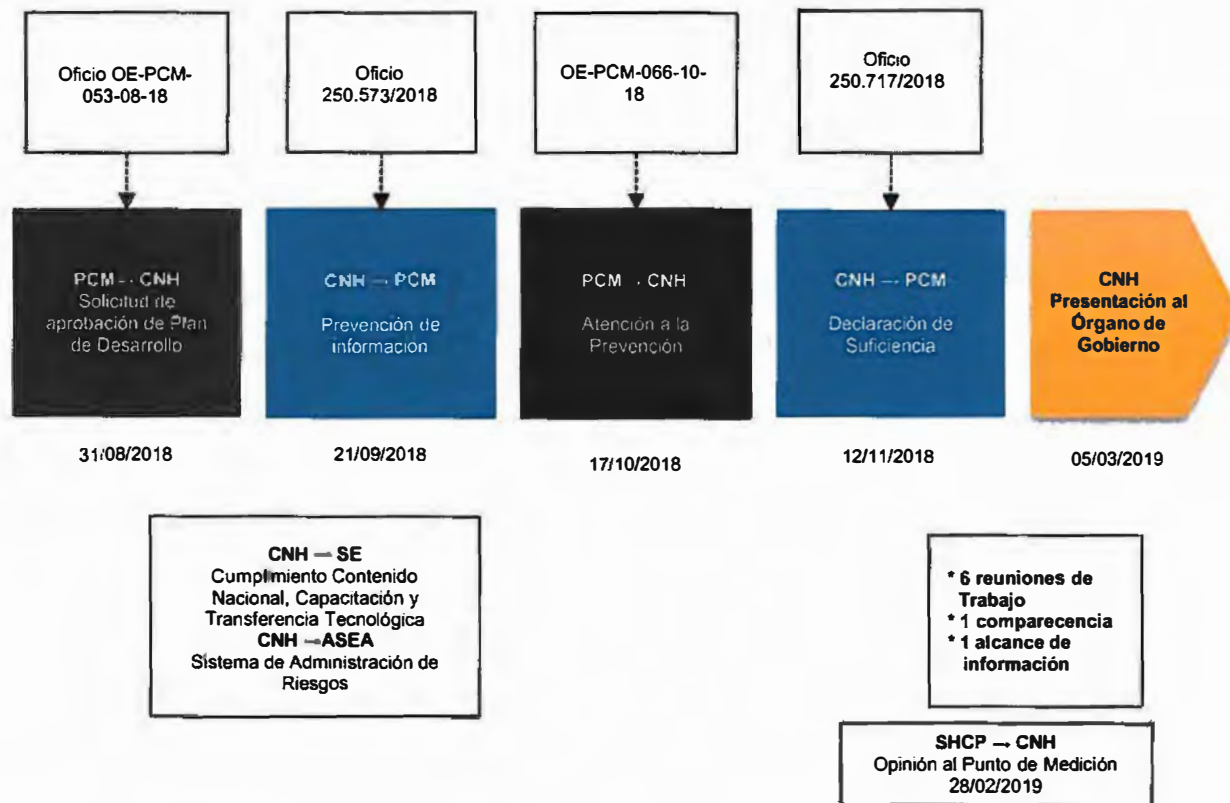


Fig. 2 Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución (Fuente: CNH)

### III. Criterios de evaluación utilizados

Se verificó que el Plan de Desarrollo propuesto por Petrolera Cárdenas Mora S.A.P.I. de C.V. sea congruente y dé cumplimiento al artículo 44 fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Plan de Desarrollo propuesto permita maximizar el Factor de Recuperación, el programa de aprovechamiento de Gas Natural y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos, en condiciones económicamente viables.

Aunado a lo anterior, la Comisión consideró los principios, criterios y elementos a evaluar contenidos en el artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME) y los artículos 7 y 8 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" (Lineamientos), para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos en el Plan de Desarrollo.

Al respecto, se señala que el Plan de Desarrollo cumple con los requisitos establecidos en los artículos 7, fracciones I, II, III, IV, VI y VII, 8, fracción II, 11, 12, fracción II, 19, 20, 25 y el Anexo 2 de los Lineamientos. Asimismo, en el análisis del Plan de Desarrollo consideraron requisitos establecidos en las Cláusulas 4.2, 10.1, 10.2, 12.2, 13.1, 16.1, 17.3, 17.5 y Anexo 5 de Contrato. Adicionalmente, se verificó que el Plan de Desarrollo cumpliera con los elementos descritos en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH) y las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos (Disposiciones para el aprovechamiento de gas).

777

6

Handwritten signatures and initials in blue ink.

## 1. Primer Programa de Trabajo y Primer Presupuesto

En cumplimiento a las Cláusulas 8.3 Programas de trabajo Indicativos y 9.2 Presupuestos Indicativos del Contrato y al Anexo VII, apartado VI de los Lineamientos, el Primer Programa de Trabajo y Primer Presupuesto asociados al Plan, ambos indicativos, fueron presentados por el Contratista referente al Plan.

## IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

### a) Situación actual

El Área Contractual se encuentra actualmente en producción bajo el amparo de un Plan Provisional, aprobado el 1 de marzo de 2018 con vigencia de un año, el cual tiene por objetivo dar continuidad operativa a la producción del Área Contractual.

Las principales características generales geológicas, petrofísicas y propiedades de los fluidos de los yacimientos incluidos en el Área Contractual se muestran en la Tabla 4.

Descripción	CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018
Tipo de fluido	Aceite volátil
Densidad [°API]	40° (Cárdenas) 39° (Mora)
RGA inicial [m3/m3]	302.78 (Cárdenas) 262.15 (Mora)
RGA actual [m3/m3]	445 (Cárdenas) 356 (Mora)
Tipo de Roca	Dolomías (Cárdenas) Mudstone (Mora)
Presión inicial [kg/cm <sup>2</sup> ]	667 - 629 (Cárdenas) 598 (Mora)
Presión de saturación [kg/cm <sup>2</sup> ]	307 (Cárdenas) 259 (Mora)
Presión actual [kg/cm <sup>2</sup> ]	335 - 90 (Cárdenas) 90 (Mora)
Temperatura yacimiento [°C]	159 (Cárdenas) 139 (Mora)
Factor de Recuperación de aceite @ 1-enero-2018 [%]	37

Tabla 4. Propiedades de los yacimientos que integran el Área Contractual Cárdenas Mora Fuente: PCM/CNH

*[Handwritten signatures and marks]*

Cabe destacar el hecho de que el Área Contractual presenta 8 pozos productores en el campo Cárdenas y 4 pozos productores en el campo Mora logrando una producción (a mayo de 2018) de 3,841 bls/día aceite en el campo Cárdenas con 29.2% de corte de agua y 1,792 bls/día del campo Mora con un corte de agua de 6.4% . Así mismo, todos los pozos productores del Área Contractual se encuentran produciendo con sistema de levantamiento artificial de tipo bombeo neumático.

**b) Características Generales y propiedades de los yacimientos**

**1. Campo Cárdenas**

El campo Cárdenas fue descubierto en el año 1980 con la perforación del pozo exploratorio Cárdenas 101, quedando como productor en las dolomías fracturadas del Cretácico Inferior. Posteriormente, con la perforación del Pozo Cárdenas 201 en el año 1981 se descubrió el yacimiento Jurásico Superior Kimmeridgiano. El campo alcanzó la producción máxima de 158.7 Mbd de aceite y 296.2 MMpcd de gas en el año 1983 con un total de 25 pozos. Se presenta la historia de producción del campo Cárdenas en la figura siguiente.

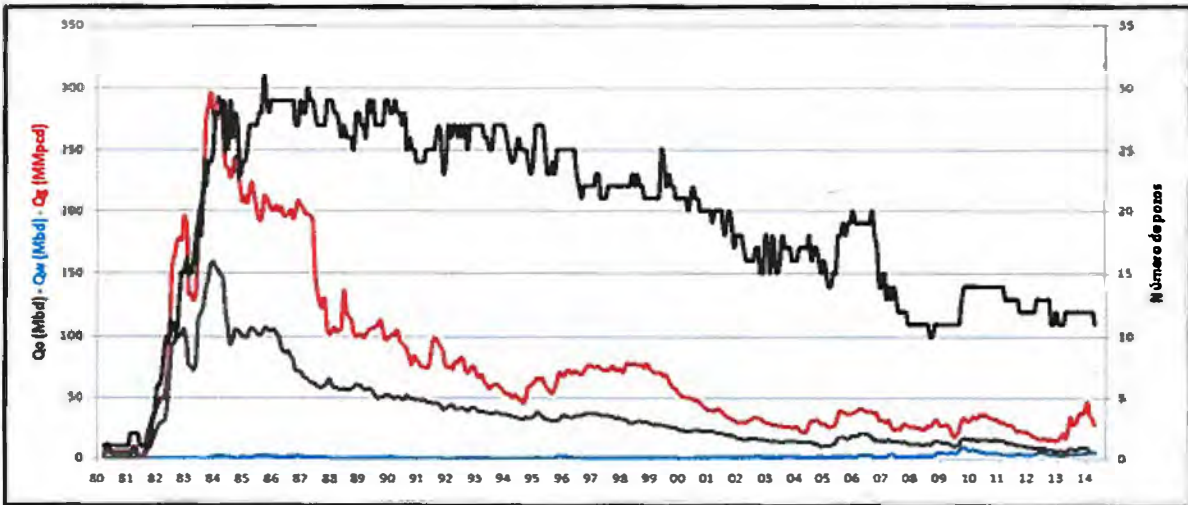


Fig. 3. Historia de producción de aceite gas y agua Campo Cárdenas (Fuente: PCM)

La litología del campo Cárdenas son carbonatos naturalmente fracturados de edad Cretácico Inferior y Jurásico Superior Kimmeridgiano, con espesores netos de 238 m y 138 m respectivamente, con un rango de porosidad entre 2 y 8%. Así mismo, la permeabilidad promedio es de 10 mD y un promedio de saturaciones de agua entre 15-25%.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large '9' at the top right and the number '777' at the bottom right.]*



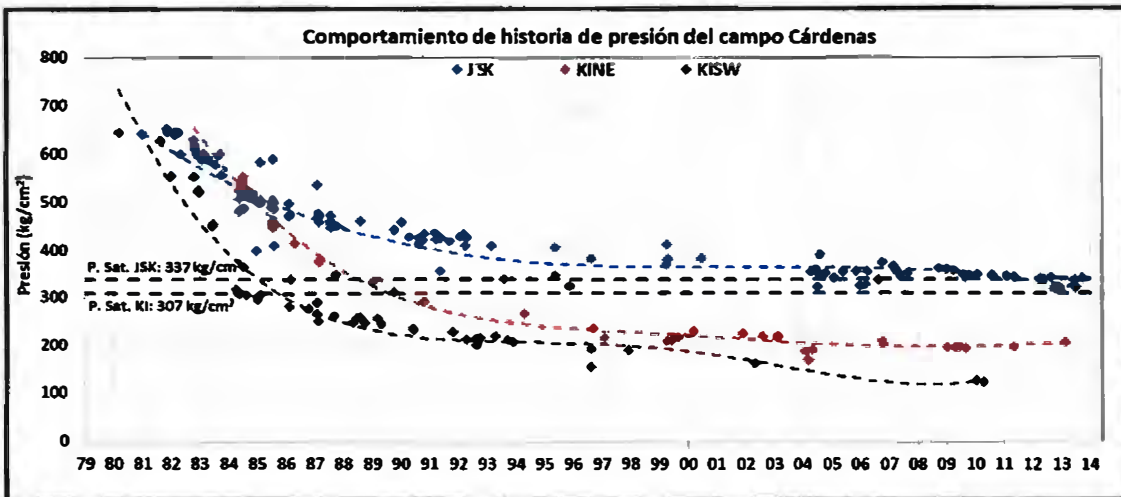


Fig. 4 Historia de Presion del campo Cárdenas (Fuente: PCM)

El comportamiento de presión de los bloques del Cretácico Inferior (KINE, Cretácico Inferior Noreste) y (KISW, Cretácico Inferior Suroeste) es similar en cuanto a tendencia de declinación y mantenimiento de presión en el tiempo, atribuible a empuje hidráulico. De otra manera, el comportamiento de la tendencia de declinación del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) abre la posibilidad de un empuje hidráulico más efectivo que el comparable con las formaciones de edad Cretácica Inferior, o bien, una combinación de mecanismos de empuje de yacimiento que redundan en mayor efectividad para el soporte de presión.

## 2. Campo Mora

El campo Mora fue descubierto en el año 1981 con la perforación del pozo Mora 1, resultando productor en formaciones carbonatadas de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) y potencial en el Cretácico Inferior (KI). La producción inicial del pozo Mora 1 fue de 660 bd de aceite con una RGA de 277 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> y una presión inicial de 598 kg/cm<sup>2</sup> a una temperatura de yacimiento de 139°C.

El campo alcanzó la producción máxima de 30,000 bd de aceite y 42 MMpcd de gas se alcanzó en el año de 1984. Al inicio de su explotación, el Campo Mora produjo del Jurásico Superior Kimmeridgiano hasta 1984, donde entró a producción el Cretácico. El JSK produjo hasta 2009 y se cerró por invasión de agua.

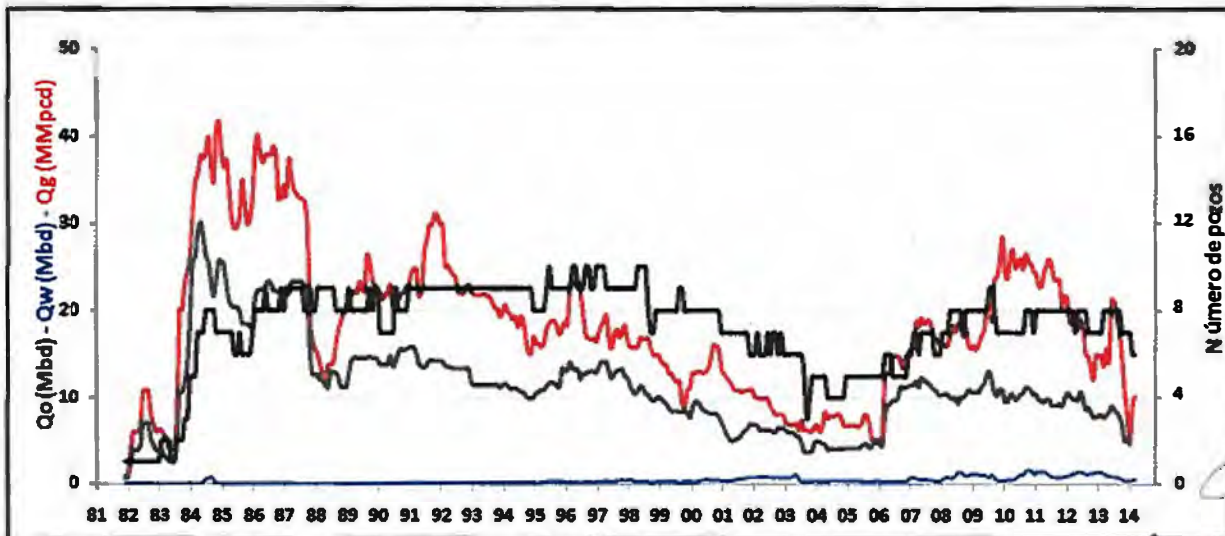


Fig. 5. Historia de produccion de aceite, gas y agua. Campo Mora (Fuente: PCM)

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten mark]*

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*  
777

La litología del campo Mora son calizas y dolomías naturalmente fracturadas de edades Cretácico Inferior y Jurásico Superior Kimmeridgiano, con espesores brutos en JSK de 228 m y para KI de 127 m respectivamente. Los rangos de variación de la porosidad están en el orden de 2-5%, la permeabilidad promedio es de 25 mD y la saturación de agua varía en el orden de 20%. La historia de presión del campo Mora establece que a la fecha del descubrimiento del campo se tenía una presión inicial de 598 kg/cm<sup>2</sup>, la presión actual es del orden de 90 kg/cm<sup>2</sup>. Ambos horizontes se encuentran saturados, por lo cual, la expansión del gas es el mecanismo principal de empuje del campo Mora.

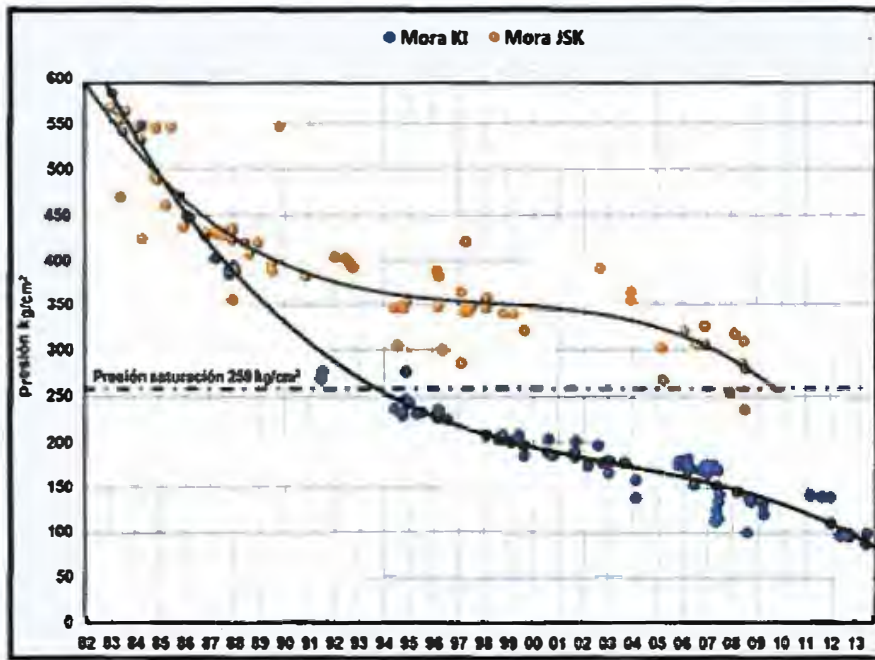


Fig. 6. Historia de Presión del campo Mora (Fuente: PCM)

**c) Volumen original y reservas de hidrocarburos**

De acuerdo con el Plan de desarrollo, el Contratista estima las siguientes reservas en los campos Cárdenas y Mora:

Campo	Volumen Original		Volumen Acumulado a la Vigencia del Contrato		Volumen Remanente		ACTUAL
	Aceite (mmb)	Gas Natural (MMMpc)	Aceite (mmb)	Gas Natural (MMMpc)	Aceite (mmb)	Gas Natural (MMMpc)	Categorías de reservas 1P, 2P, 3P
Cárdenas	1318.62	2466.77	465.48	944.55	22.41	51.02	2P
Mora	395.46	600.57	138.62	230.61	10.46	19.87	2P

Tabla 5 Volumen original por campo asociado al Área Contractual para aceite y gas. Fuente: PCM

Respecto del Plan propuesto por el Contratista, pretende recuperar un volumen de aceite de 32.87 [mmb] y 70.89 [mmmpc] de gas a la fecha de término de la vigencia del Contrato, lo cual representa el 99% de las Reservas 2P de aceite y el 99% para el caso de las Reservas 2P de gas. Así mismo, los volúmenes a recuperar que plantea el Contratista guardan consistencia de acuerdo con lo presentado en el Plan de Desarrollo, propuesto por el Operador.

777

**d) Alternativas analizadas**

**Alternativas de desarrollo evaluadas**

Petrolera Cárdenas Mora S.A.P.I. de C.V. presentó cinco alternativas de desarrollo, las cuales fueron revisadas técnica y económicamente por la Comisión. La primera alternativa del plan de desarrollo contempla ocho reparaciones mayores con equipo, incluyendo cuatro reparaciones mayores sidetrack y cuatro cambios de aparejo. En la segunda alternativa solo se mantiene la producción base y su mantenimiento, sin considerar actividades de Reparación Mayor, sin embargo, considerando la construcción de un circuito cerrado de gas de bombeo neumático de autoabastecimiento.

En la siguiente tabla 6 se mencionan las características de cada una de las cinco alternativas de trabajo que se contemplan.

Características	Alternativa 1 (seleccionada)	Alternativa 2	Alternativa 3	Alternativa 4	Alternativa 5
Actividades	4 RMA Con Equipo (Ventana) 4 RMA Con Equipo (Cambio de Aparejo y Disparos) Construcción de red de bombeo neumático autoabastecido	No se considera actividad física. Se considera red de bombeo neumático autoabastecido	3 pozos nuevos y red de bombeo neumático autoabastecido	No se considera actividad física. Sin red de bombeo neumático autoabastecido y comprando gas natural	2 pozos nuevos, 2 ventanas, 2 cambios de aparejo y red de bombeo neumático autoabastecido
Producción	$\Delta$ NP: 32.86 MMbbls $\Delta$ GP: 70.89 MMMpc	$\Delta$ NP: 20.01 MMbbls $\Delta$ GP: 41.93 MMMpc	$\Delta$ NP: 23.91 MMbbls $\Delta$ GP: 47.18 MMMpc	$\Delta$ NP: 20.01 MMbbls $\Delta$ GP: 41.93 MMMpc	$\Delta$ NP: 29.77 MMbbls $\Delta$ GP: 63.22 MMMpc
Gastos de operación	731 MMUSD	640 MMUSD	620 MMUSD	1,393 MMUSD	774 MMUSD
Inversiones	77 MMUSD	22 MMUSD	100 MMUSD	-	101 MMUSD
VPN AI (MMUSD)	\$407	\$221	\$176	\$219	\$291
VPN DI (MMUSD)	\$281	\$153	\$119	\$154	\$199
Contratista					
VPI (MMUSD)	\$69.2	\$19	\$78	-	\$85
VPN/VPI DI	4.06	8.06	1.53	-	2.34

Tabla 6.- Alternativas Plan de Desarrollo. (fuente: PCM/CNH)

La tercera alternativa prevé el incremento de producción mediante la perforación de 3 pozos nuevos en los años 2020 y 2021. La cuarta alternativa considera al igual que la segunda alternativa, un mantenimiento de la producción base con los pozos productores existentes, sin embargo, no se considera la construcción de una red de bombeo neumático autoabastecido, por ende, continúa la compra de gas de bombeo neumático. La quinta alternativa prevé el incremento de producción mediante la perforación de 2 pozos nuevos, 2 ventanas en pozos actualmente cerrados, 2 cambios de aparejo en pozos actualmente cerrados y la construcción y diseño de la red de bombeo neumático autoabastecido.

9  
777

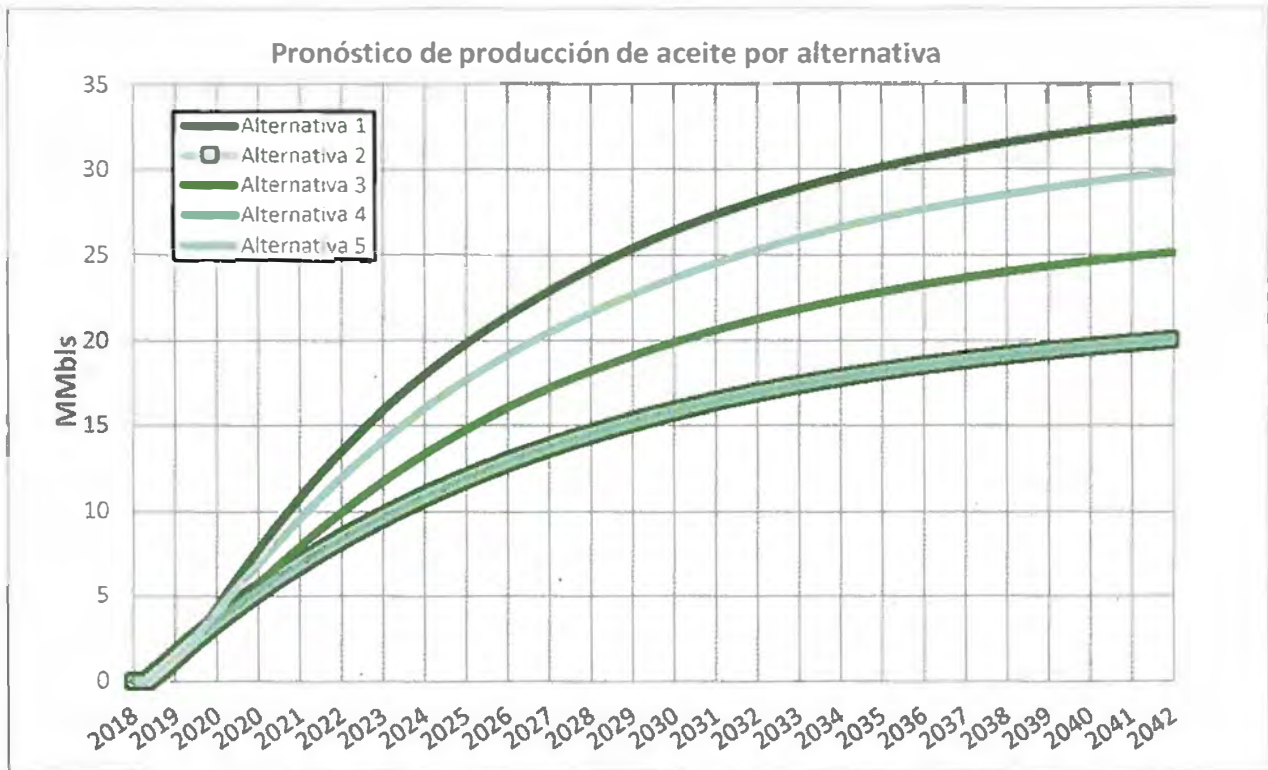


Figura 7. - Comparativa de pronósticos de producción de aceite para las alternativas presentadas. Fuente PCM/CNH

En la Alternativa 1 (alternativa seleccionada), en la cual se estima realizar diversas actividades a ser detalladas en la sección f) y a su vez obtener mayores volúmenes de producción, como es posible apreciar en la tabla 6. Por su parte, las alternativas estudiadas contemplan una limitada actividad, lo cual repercute directamente en un menor volumen recuperado de hidrocarburos. Por consiguiente, el Contratista determinó que la mejor opción es realizar la Alternativa 1 (alternativa seleccionada).

En cuanto a pronósticos de producción, las alternativas 2 y 4 se empalman, ya que contemplan ambas la ausencia de actividad física en pozos, es decir, el mantenimiento de los pozos productores al momento de la documentación del Plan de Desarrollo para la extracción, sin embargo, se muestra en la alternativa 2 el beneficio económico que presenta la construcción de la red de autoabastecimiento de gas natural para bombeo neumático (BN) en comparación con la alternativa 4, que contempla la compra de gas para BN.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

777

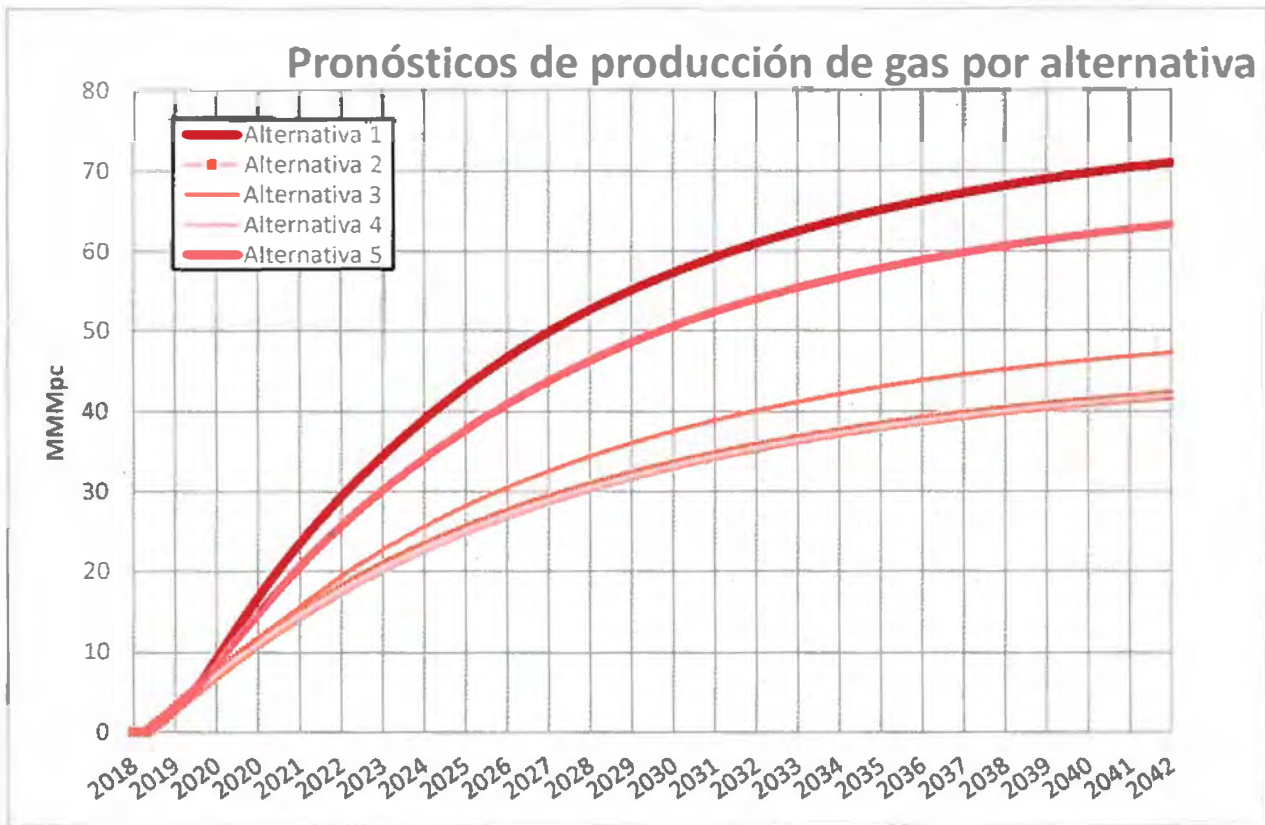


Figura 8 - Comparativa de pronósticos de producción de gas para las alternativas presentadas. Fuente PCM/CNH

Los análisis realizados por el Contratista determinaron la Alternativa 1 como la mejor opción para el Plan de Desarrollo. En dichos análisis se consideraron diversos parámetros, siendo determinante la evaluación económica. El análisis de la evaluación económica está soportado principalmente por los pronósticos de producción y los gastos e inversiones generadas.

#### e) Alternativa seleccionada y objetivo del Plan de Desarrollo

Se tienen dos formaciones productoras definidas para el Campo Cárdenas y dos formaciones productoras delimitadas para el Campo Mora, siendo para ambos casos las formaciones de edad Jurásico Superior Kimmerigiano y Cretácico Inferior.

La ejecución de la alternativa de desarrollo seleccionada para el Plan de Desarrollo para la Extracción (en adelante, Plan) del Área Contractual se ha delineado con el objetivo general de mantener la producción base y realizar las actividades necesarias con el objeto de aumentar la producción. Lo anterior tiene altas probabilidades de materializarse dadas las actividades planificadas en el Plan tales como: Limpiezas químicas, acidificaciones, tomas de información, cambios de aparejo, nuevas zonas a disparar y ventanas en pozos cerrados existentes. Las Actividades programadas a desarrollar en el Plan en cuanto a intervención de pozos, con el objetivo de mantener y aumentar producción, son resumidas en la tabla 7.

Actividades de Intervención a pozos	Total
RMA ST	4
RMA C/E	4
Estimulación	331
Limpieza circulada	789
Limpieza TF	152
Mantenimiento de TF colgada	53
Cambio TF Colgada	26
Toma de Información	391
Caracterización de fluidos	216
Núcleos	2
T. puncher	32
Iny. Quim	460

Tabla 7 Intervenciones a pozos programadas dentro del Plan de Desarrollo . Fuente: PCM

Las RMA ST (reparaciones mayores sidetrack) tienen por objeto cambiar aspectos importantes en las condiciones del pozo mediante una reentrada (sidetrack (ST), ventana), con la finalidad de restablecer las condiciones de productividad en los horizontes para alcanzar nuevos objetivos en la misma formación. Dichas reparaciones se contemplan a ser ejecutadas en 1 pozo del campo Mora y tres pozos del campo Cárdenas, los cuales son: Mora-25, Cárdenas-142, Cárdenas-162 y Cárdenas-164). Se considera un tiempo estimado de cada intervención de 3 meses, contemplando tener un equipo de perforación de 2,000 HP para realizar las 4 intervenciones. El costo aproximado de cada intervención es de USD \$9,500,000.00.

Las RMA C/E (reparaciones mayores Con Equipo) tienen por objeto la realización de cambios de aparejos de producción dada la obstrucción en los aparejos de producción, es necesario la renta de un equipo de reparación para disparar un nuevo intervalo, estimular e inducir el pozo para dejarlo produciendo. Igualmente, incluye el costo de rehabilitación de la pera y las conexiones superficiales. Dichas reparaciones se contemplan a ser ejecutadas en 4 pozos del campo Cárdenas los cuales son: Cárdenas-107-B, Cárdenas-114-B, Cárdenas-701 y Cárdenas-161-A. El tiempo estimado de cada una de las intervenciones es de un mes y medio, contemplando tener un equipo de 1,500 HP para las 4 intervenciones, el costo aproximado de cada una es de USD \$ 4,317,929.00.

En el caso de las estimulaciones, se contemplan 15 estimulaciones a pozos en el primer año del Plan propuesto, lo anterior con el objetivo de abrir agujeros de gusano para restablecer los ritmos de producción de los pozos candidatos a reparaciones. Todas las estimulaciones serán ácidas o matriciales. Para estas intervenciones sin equipo, se estima un tiempo de 2 días, contemplando tecnología de fluidos espumadas debido a la complejidad de los campos por la baja presión de yacimientos.

Limpiezas circuladas, se contemplan 27 limpiezas circuladas a pozos en el primer año del Plan propuesto serán ejecutadas en los aparejos de producción o en las tuberías de revestimiento y se contemplan con el objetivo de eliminar restricciones de origen orgánico o inorgánico dado el caso. Estas se realizarán a todos los pozos fluyentes del Área Contractual, ya sea que tengan Tubería Flexible (TF) colgada o a los pozos que se vayan a intervenir a través de limpiezas con TF .

14

Respecto a las limpiezas con TF son intervenciones que se ejecutan a través de TF y el objetivo es lograr una limpieza selectiva para alcanzar la remoción de finos de la cara de los disparos. Históricamente, la problemática de los campos por las incrustaciones de asfaltenos y parafinas que tienen los pozos en los campos por el cambio de presión y temperatura, hace necesario contemplar la ejecución de 8 intervenciones durante el primer año. Esta clase de intervenciones contemplan normalmente, el uso de ácidos y/o solventes espumados apoyados de la fuerza mecánica de una TF con un optimizador giratorio o en su caso motor de fondo, dependiendo de la necesidad de la intervención. Cada intervención tiene un tiempo estimado de dos días.

En cuanto a las intervenciones de cambio de TF colgada se tienen contempladas tres cambios en el primer año, con el objetivo de dar mantenimiento o sustituir al estado mecánico original, dado el periodo de vida útil el cual es considerado a ser de 7 años. Lo anterior con el objetivo de evitar pegaduras y peces en los pozos.

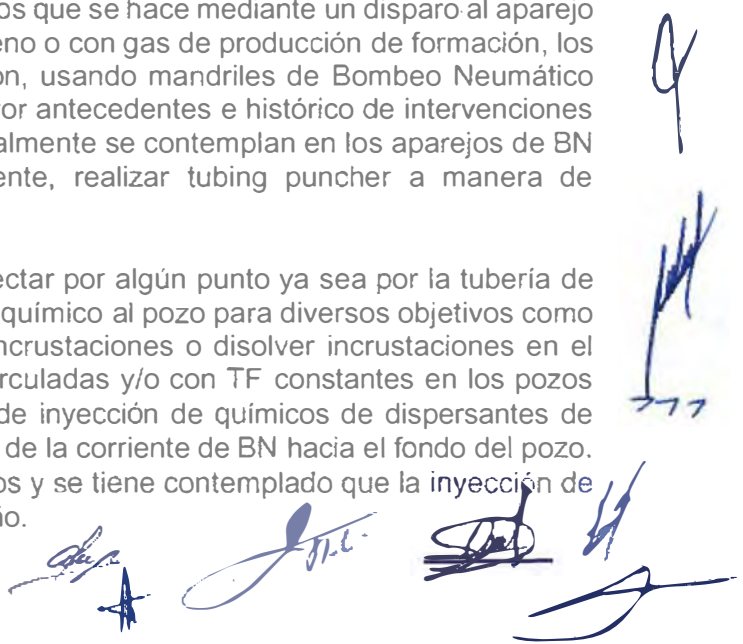
La toma de información se hace con el objetivo de conocer presión y temperatura en los pozos, ya sea de una sección o puntos (estaciones) específicas, así como calibración y detección de posibles resistencias a lo largo del pozo. Se contemplan 19 tomas de información a través de sonda en modo memoria o en tiempo real en el primer año del Plan. Así mismo, se tienen visualizados los registros de producción del tipo molinete, los cuales apuntan a la estimación de diferentes parámetros entre ellos la velocidad del flujo que pasa a través de hélices las cuales por cada vuelta se interpretan en gasto de líquido así también con los sensores de presión, se tiene la inferencia de la densidad del fluido en estudio y se puede interpretar el fluido y el gasto de cada sección del pozo.

La caracterización de los fluidos en el pozo se realizará con el objetivo de conocer el tipo de incrustaciones (orgánicas o inorgánicas) en el sistema integral de producción y así poder planificar adecuadamente, la propuesta de tratamiento ajustada al tipo de incrustación. Generalmente las incrustaciones inorgánicas son por carbonato de calcio. En cuanto a las incrustaciones orgánicas se tienen asfaltenos y parafinas, teniendo un posible origen debido a los cambios de temperatura a lo largo del sistema integral de producción.

Dentro de las cuatro RMA ST (reparaciones mayores sidetrack), se contempla la toma de núcleos con objetivos de análisis de los mismos para obtener parámetros como porosidad, permeabilidad y mojabilidad, así mismo, pueden incluir la evaluación de las propiedades de las rocas y su anisotropía; el contenido, madurez y tipo de materia orgánica; el contenido de fluidos y propiedades geomecánicas.

Tubing puncher (T. puncher) es una serie de agujeros que se hace mediante un disparo al aparejo de producción con el objetivo de inducir con nitrógeno o con gas de producción de formación, los pozos a manera de sistema artificial de producción, usando mandriles de Bombeo Neumático (BN) para controlar la presión mediante válvulas. Por antecedentes e histórico de intervenciones de los pozos, se sabe que los mandriles que normalmente se contemplan en los aparejos de BN se suelen obstruir y se requiere consecutivamente, realizar tubing puncher a manera de levantamiento artificial de producción.

La inyección de químicos a pozos consiste en inyectar por algún punto ya sea por la tubería de producción o tubería de revestimiento, algún fluido químico al pozo para diversos objetivos como mejorar el flujo del aceite, inhibir la creación de incrustaciones o disolver incrustaciones en el pozo. Con el objetivo de optimizar las limpiezas circuladas y/o con TF constantes en los pozos por las incrustaciones, se contempla un proyecto de inyección de químicos de dispersantes de parafinas y/o asfaltenos, inyectándolo con el apoyo de la corriente de BN hacia el fondo del pozo. El primer año se iniciará con la inyección a 16 pozos y se tiene contemplado que la inyección de químicos será ejecutada diariamente por todo el año.



Así mismo, se contemplan inversiones por USD \$21.500,000 por concepto de Sistemas de Medición y Auto suministro de bombeo neumático dentro de los dos primeros años del periodo de desarrollo, inversión la cual considera el proceso de Ingeniería, Procura, Construcción e Instalación de los Sistemas de Medición Fiscal para los Campos Cárdenas y Mora, así como de los Sistemas o Redes de Distribución de Gas de Bombeo Neumático de los Campos Cárdenas y Mora

Con respecto a Ductos, se realizarán reparaciones y/o acondicionamientos de las líneas de descarga y líneas de bombeo neumático, que están asociadas a los Pozos donde se realizarán aperturas de ventanas y cambios de aparejo con disparos.

Se contemplan erogaciones en materia de Seguridad, Salud y Medio Ambiente, como la renta de unidades contra incendio, Certificación Anual de Equipos de Contra incendio (Red de Contra incendios, Extintores, Sistema de Detección , Gas fuego y Alarmas), tratamiento y eliminación de residuos, atención a fugas y derrames ambientales, seguimiento del Sistema de Administración de Riesgos (SASISOPA) entre otros.

Por último, Se incluyen gastos administrativos generales (oficinas, energía eléctrica, misceláneos, asesoría legal, entre otros), así como administración, gestión de actividades y gastos del proyecto.

Actividad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	Total
RMA ST	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
RMA C/E	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
Estimulación	15	24	24	21	20	21	20	20	20	14	17		15	9	15		13	6	14	7	9	5	3	0	331
Limpieza circulada	27	36	39	36	38	37	38	37	38	37	38	37	37	35	37	33	33	30	30	26	25	25	21	19	789
Limpieza TF	8	9	7	8	8	9	8	9	8	9	8	9	7	9	7	9	5	8	4	0	0	1	1	1	152
Mantenimiento de TF colgada	0	0	6	1	6	1	0	0	6	1	6	1	0	0	6	1	6	1	0	0	5	1	4	1	53
Cambio TF Colgada	3	1	0	1	0	0	6	1	0	0	0	0	6	1	0	0	0	5	0	2	0	0	0	0	26
Toma de Información	19	21	20	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	22	18	19	16	0	0	2	1	1	391
Caracterización de fluidos	7	10	10	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	7	7		0	0	3	0	0	216
Nucleos	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
T. puncher	7	7	6	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	0	0	0	0	32
Iny. Quim	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	21	21	21	20	18	18	17	14	13	13	10	10	460

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*



f) Actividad física

El Plan de Desarrollo presentado contempla realizar diversas intervenciones con el objetivo de mantener la producción base del Área Contractual, así como incrementar la producción a través de la integración de diferentes candidatos a reparaciones mayores, menores entre otras actividades físicas. Se presenta la Actividad Física relativa a la actividad petrolera de Desarrollo en la tabla 9, así como en la tabla 10 la actividad física contemplada para la actividad petrolera de Producción y por último en la tabla 11 la actividad física inherente al abandono como actividad petrolera.

			2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	Total 24 Años		
Desarrollo	General	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	24	
	Intervención de Pozos	Estudio de Reservas	1																										
		Cambio de espejo	4																										
		Apertura de Ventanas (Side track)	4																										
	Construcción Instalaciones	Unidad de medición de aceite para el campo Cárdenas/Mora	2																										2
		Red de bombeo neumático campo Cárdenas y Mora	3	2																									4
		Servicio de Limpieza Final de Localizaciones	1																										
		Prevención y detección de incendio y fugas de gas	1																										
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Elaboración del plan de seguridad y medio ambiente	1																										
		Recolección y disposición de recortes de perforación	1																										
		Elaboración de Manifiesto de Impacto y Riesgo Ambiental (MIRA)	1										1																2

Tabla 9. Actividad física de la Actividad Petrolera de Desarrollo durante el Plan de Desarrollo. Fuente: PCM/CNH.

			2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	TOTAL		
Producción	General	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	24	
	Pruebas de Producción	Medición de pozos con equipo de aforo	1																										1
		Cromatografía de gas y caracterización de aceite Cárdenas y Mora	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	276	6624
	Construcción Instalaciones	Calibración de Unidad de Medición	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	48
		Rahabilitación de Caminos	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	24
	Intervención de Pozos	Estimulaciones	15	24	24	21	20	21	20	20	20	14	17	11	15	9	15	8	13	6	14	7	9	5	3	0		331	
		Limpieza circulada	27	36	39	36	38	37	38	37	38	37	38	37	37	35	37	33	33	30	30	26	25	25	21	19		789	
		Limpieza con TF	8	9	7	8	8	9	8	9	8	9	8	9	7	9	7	9	5	8	4	0	0	1	1	1		152	
		Mantenimiento de TF colgada	0	0	6	1	6	1	1	0	5	1	6	1	0	0	6	1	8	1	0	0	5	1	4	1		53	
		Cambio de TF Colgada	3	1	0	1	0	0	5	1	1	0	0	0	6	1	0	0	0	5	0	2	0	0	0	0		26	
		Toma de Información	19	21	20	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	21	22	18	19	16	0	0	2	1	1		361
		Caracterización de Fluidos Nucleos	17	10	10	10	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	7	7	6	0	2	3	0	0		216	
	Tubing Puncher	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		2	
	Operación de Instalaciones de Producción	Inyección de químicos	7	7	6	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	0	0	0		32	
		Mantenimiento de las instalaciones de producción	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	21	21	21	20	18	18	17	14	13	13	10	10		460
	Operación de Instalaciones de Producción	Mantenimiento de las instalaciones de producción	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		24
		Operación de las instalaciones de producción	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		24
	Ductos	Mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo, exterior, interior e integridad de los Campos Cárdenas y Mora	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		24
		Modificaciones al SASISOPA	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		24
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Revis de Unidades de Contrabando	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		24
Seguimiento del Sistema de Administración de Riesgos SASISOPA		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		24	
Atención a Fugas y Derrames Ambientales (contingencias Ambientales)		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		24	
Auditorías Internas/Externas/Auditorías del Sistema de Gestión Integrado (ISO-9001/ISO-45000/ISO-14000)		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1		24

Tabla 10. Actividad física de la Actividad Petrolera de Producción durante el Plan de Desarrollo. Fuente: PCM/CNH.

17

			2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	TOTAL
Abandono	General	Administración, gestión de actividades y gastos operativos del proyecto	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	24
	Desmantelamiento de instalaciones	Fondo del Fideicomiso de Abandono	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	24
		Abandono de pozos																								1	1

Tabla 11. Actividad física de la Actividad Petrolera de Abandono durante el Plan de Desarrollo Fuente. PCM/CNH.

### g) Pronóstico de producción

Para la delineación de los pronósticos de producción, el Contratista analizó la historia de producción del campo Cárdenas (en producción desde 1981) y Mora (en producción desde 1982), para realizar un estudio de curvas de declinación y las reservas máximas a desarrollar para cada pozo; para ello se consideraron los mecanismos de empuje del yacimiento, así como la productividad y condiciones de operación.

Además de la alternativa de desarrollo seleccionada, la cual incluye a los pozos productores existentes al momento de cálculo de los pronósticos, adicionalmente se consideró:

- Cambio de aparejo y disparos
- Ventanas (sidetrack)
- Mantenimiento de la producción base.

Se presentan los pronósticos de producción de aceite para la alternativa seleccionada por el Contratista en la Figura 9 el pronóstico de producción de aceite y Figura 10 pronóstico de producción de gas.

### Pronóstico de producción de Aceite

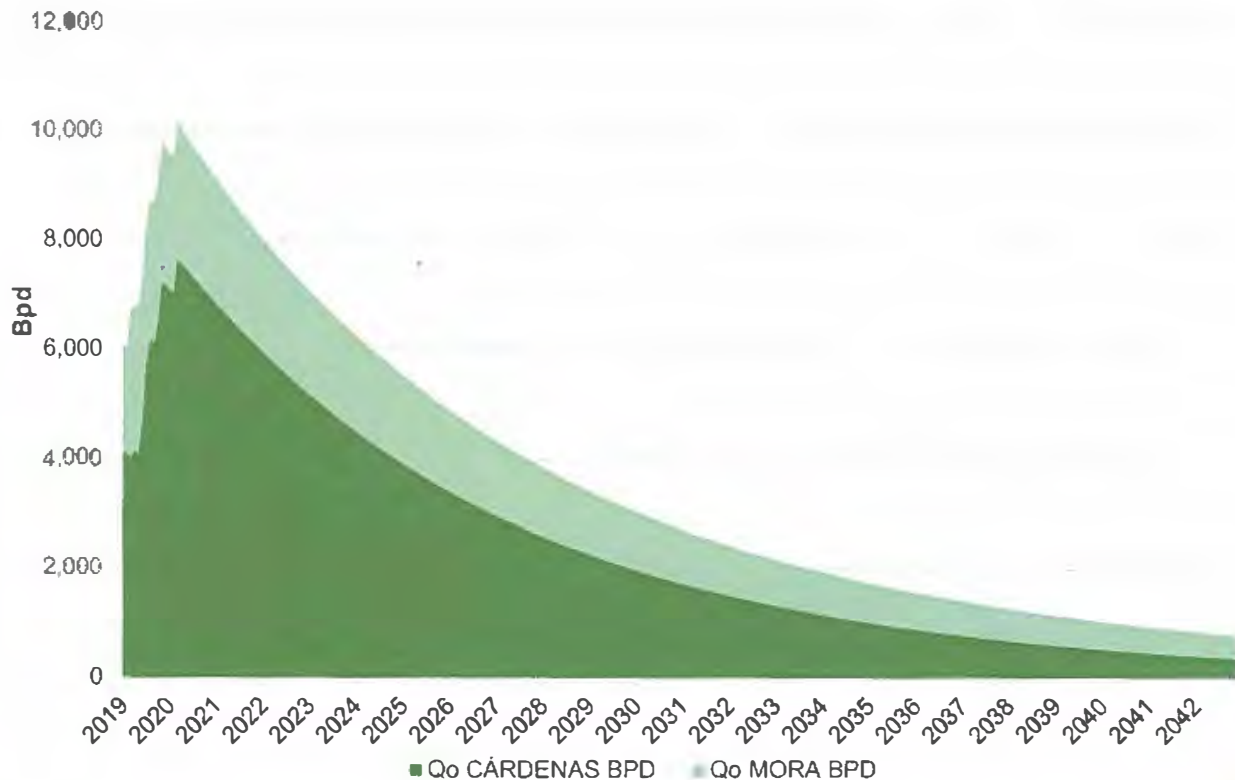


Figura 9.- Pronóstico de producción de Aceite. Campos Cárdenas y Mora Fuente PCM/CNH

Handwritten signatures and initials are present at the bottom right of the page, including a large signature that appears to be 'J. L.' and other smaller initials.

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Qo (MBPD)	7.82	9.62	8.57	7.55	6.66	5.89	5.21	4.61	4.09	3.63	3.23	2.88	2.57	2.30	2.05	1.84	1.65	1.48	1.33	1.20	1.09	0.98	0.89	0.81	0.73
Qg (MMpcd)	16.74	21.09	18.77	16.50	14.52	12.80	11.29	9.98	8.83	7.82	6.94	6.17	5.49	4.89	4.36	3.90	3.49	3.13	2.80	2.52	2.27	2.04	1.85	1.67	1.51

Tabla 12 Pronóstico de producción de aceite y gas. Promedio anual. Fuente: PCM/CNH.

### Pronóstico de producción de Gas

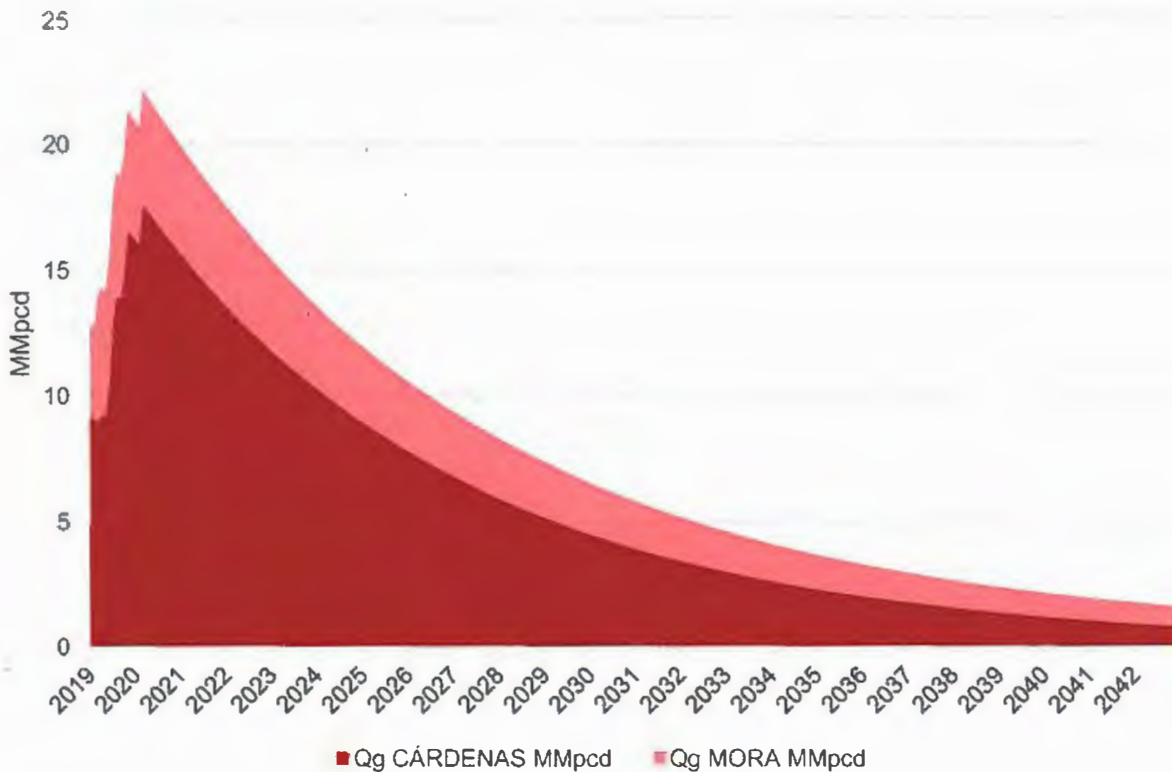


Figura 10 Pronóstico de producción de gas. Campos Cárdenas y Mora Fuente PCM/CNH

### 1. Factor de recuperación

De acuerdo con el Plan de Desarrollo del Contratista, el factor de recuperación de aceite se estima que alcance al límite de la vigencia del Contrato un 37 por ciento, con la actividad física, intervenciones a pozos y prácticas operativas de mantenimiento de la producción base del campo que se contempla en el presente Plan de Desarrollo. Así mismo, el factor de recuperación de gas para el Área Contractual se estima que llegue a 41 por ciento del volumen original, de igual manera, al límite de la vigencia del Contrato.

Contrato	Volumen Original		Producción acumulada al inicio del Plan de Desarrollo		Volumen Remanente		Factor de recuperación	
	Aceite (mmb)	Gas Natural (MMMpc)	Aceite (mmb)	Gas Natural (MMMpc)	Aceite (mmb)	Gas Natural (MMMpc)	Aceite	Gas
Cardenas - Mora	1 714.08	3,067.34	604.1	1 175.16	32.87	70.89	37%	41%

Tabla 13. Volumen original producción acumulada y factores de recuperación de aceite y gas para el Área Contractual. Fuente: PCM/CNH

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

## h) Relación de tecnologías a usar

En el Plan de desarrollo, el Contratista contempla utilizar la siguiente tecnología para fomentar el conocimiento del subsuelo, a través de estudios como la inversión sísmica y registros de saturación de agujero entubado, así como tecnología internacional para los procesos de intervenciones a pozos para mantenimiento y rehabilitación, así como otras intervenciones específicas en pozos.

Tecnología	Impacto
Estudio de inversión sísmica	<p>El estudio se está llevando a cabo con una compañía especialista reconocida a nivel mundial en estudios de geofísica y procesamiento e interpretación sísmica. El objetivo del estudio es:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Procesamiento e interpretación sísmica que definen la red de fracturas en Cretácico y Jurásico</li> <li>• Caracterización de la red de fracturas y propiedades de las fracturas</li> <li>• Perfil de Saturación por "Área/Vertical" de la red de fracturas</li> </ul> <p>Se contempla realizar el estudio de Saturación de Aceite/Agua, el cual nunca se ha efectuado en la historia del Campo Cárdenas Mora.</p>
Tubería Flexible con Fibra Óptica	<p>Será utilizada en la primera campaña de Reparaciones Mayores con Tubería Flexible (TF) para la Estimulación Ácida y la Inducción en los pozos asignados.</p>
Registro de Saturación de Agujero Entubado - Pulsar	<p>Será utilizado para determinar el perfil de saturación del yacimiento detrás de la Tubería de Revestimiento en los pozos asignados en la campaña de Tubería Flexible (TF). Basados en los resultados de la primera campaña, el registro será usado para todos los pozos candidatos a reparaciones para determinar con mayor certeza los intervalos con mejores propiedades para disparar/redisparar.</p>
Perforación Bajo Balance	<p>Usando fluidos espumados y Nitrógeno (N2).</p>

Tabla 14. Relación de tecnologías a utilizar durante el Plan de Desarrollo. Fuente: PCM/CNH.

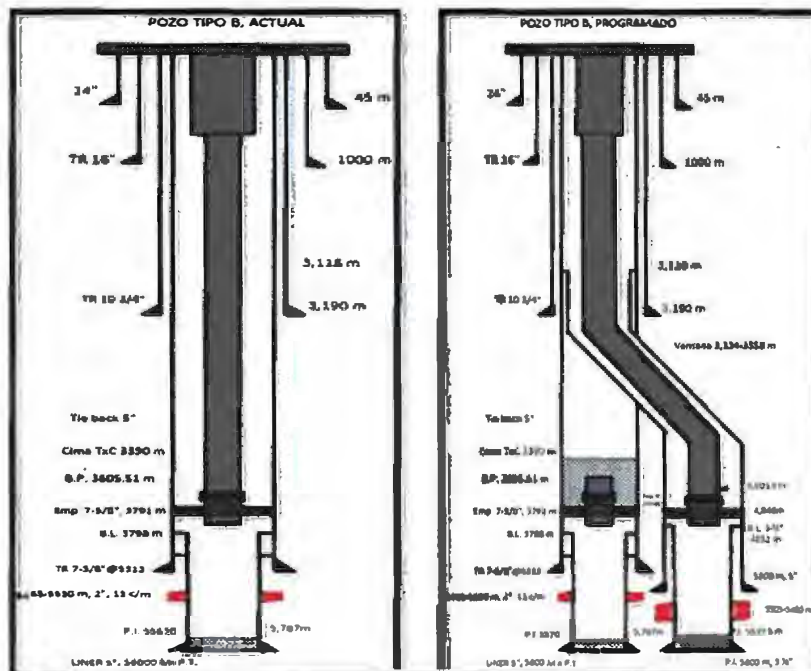


Figura 11 Ejemplo de estado mecánico programado. Fuente PCM

El Contratista tiene contemplado el uso de tecnología de perforación bajo balance para la apertura de ventanas (sidetracks) en cuatro pozos. Así mismo, plantea la toma de registros convencionales en agujero descubierto para las ventanas (sidetrack) así como registros especiales entre los cuales se incluyen registros de imágenes de pozos y registros de saturación de hidrocarburos.

**i) Análisis de campos análogos**

El Contratista documentó en el Plan de Desarrollo, campos con características similares los cuales pudieran servir como campos análogos a los campos Cárdenas y Mora del Área Contractual, con el objetivo de delinear, teniendo en cuenta el comportamiento histórico de dichos campos, el posible comportamiento en cuanto a presión y producción. Las características más importantes se resumen en la siguiente tabla 15:

Campo	Yacimiento	Porosidad (%)	Permeabilidad (K) (md)	Factor de Recuperación proyectado (%)
ARTESA	KM	6.4	87	31.4
BELLOTA	KI	5.7	15	24.7
BELLOTA	KM	6.7	34	24.7
CACTUS	KM	9.2	9	17
CAPARROSO	KI, KM, KS	2.4	44	25.7
<b>CÁRDENAS</b>	<b>KI</b>	<b>3</b>	<b>10</b>	<b>37</b>
<b>CÁRDENAS</b>	<b>JSK</b>	<b>3</b>	<b>20</b>	<b>37</b>
ESCUINTLE	KI, KM, KS	2	255	25.7
SAMARIA	KI, KM	6.5	73	41.7
SAMARIA	KS	8.6	73	41.7
IRIDE	KI, KM	2.5	28	47
IRIDE	KS	10.9	28	47
CUNDUACAN	KI, KM	11.7	29	27.7
OXIACAQUE	KI, KM	6.5	55	22.5
JUJO	JST, KI	1.9	115	43.8
TECOMINOACAN	JST, KI	3.4	27	43.8
LUNA	KM	1.9	255	57
<b>MORA</b>	<b>KI</b>	<b>5.5</b>	<b>13</b>	<b>38</b>
<b>MORA</b>	<b>JSK</b>	<b>4</b>	<b>50</b>	<b>38</b>
NISPERO	KI	5.1	112	33.02
NISPERO	KM	10.5	112	33.02
RÍO NUEVO	KI	5.1	6	35.22
RÍO NUEVO	KM	10.5	6	35.22
SEN	KM, KS	2.6	82	30.7
SITIO GRANDE	KI, KM	7.4	14	31.7

Tabla 15. Campos análogos documentados por el Contratista. Fuente: PCM/CNH. En columna de Yacimiento KS, KM y KI representan edades de las formaciones Cretácico Superior, edad llamada "Media" e Inferior JST y JSK Jurásico Superior Tithoniano y Kimmeridgiano

Los campos tomados en consideración para definir comportamientos de producción y presión análogos para los horizontes de edades Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) y Cretácico Inferior (KI) comparten propiedades petrofísicas similares, al tener la mayoría de los campos de la región, porosidad de matriz generalmente menor a 10 %. Así mismo, es importante notar el hecho de que los campos comparados se encuentran a diferentes profundidades, abarcándose en un rango de 3,000 a casi 6,000 mbnm.

Las características petrofísicas de los campos análogos juegan un papel preponderante en la clasificación de la magnitud de similaridad de los campos análogos, para este caso de campos análogos, el Contratista indica en el Plan de Desarrollo, el hecho de que las porosidades fueron

obtenidas de tapones de núcleos de los campos y para cada formación de interés siendo este método de obtención de valores petrofísicos, poco representativo del porcentaje de contribución de la porosidad de los vórgulos, posible dolomitización y fracturas al valor de porosidad. Así mismo, el Contratista ha definido en su Plan el hecho de que la permeabilidad (K) está calculada a partir de pruebas de presión, el cual proporciona un valor promedio ponderado de acuerdo con el espesor efectivo del horizonte en estudio de haber alcanzado flujo radial o pseudo-radial, según sea el caso de estudio.

Por último, se presentan en la Figura 12 y Figura 13 para el campo Cárdenas y Mora respectivamente, una comparativa de los comportamientos históricos de los campos análogos del Área Contractual, la cual compara la producción mensual de dichos campos análogos, siendo seleccionados por el Contratista, para el caso de Cárdenas, los campos Bellota, Cactus, Caparroso Escuintle, Íride, Cunduacán, Oxiacaque y para el caso de Mora los campos Bellota, Jacinto, Luna y Sen.

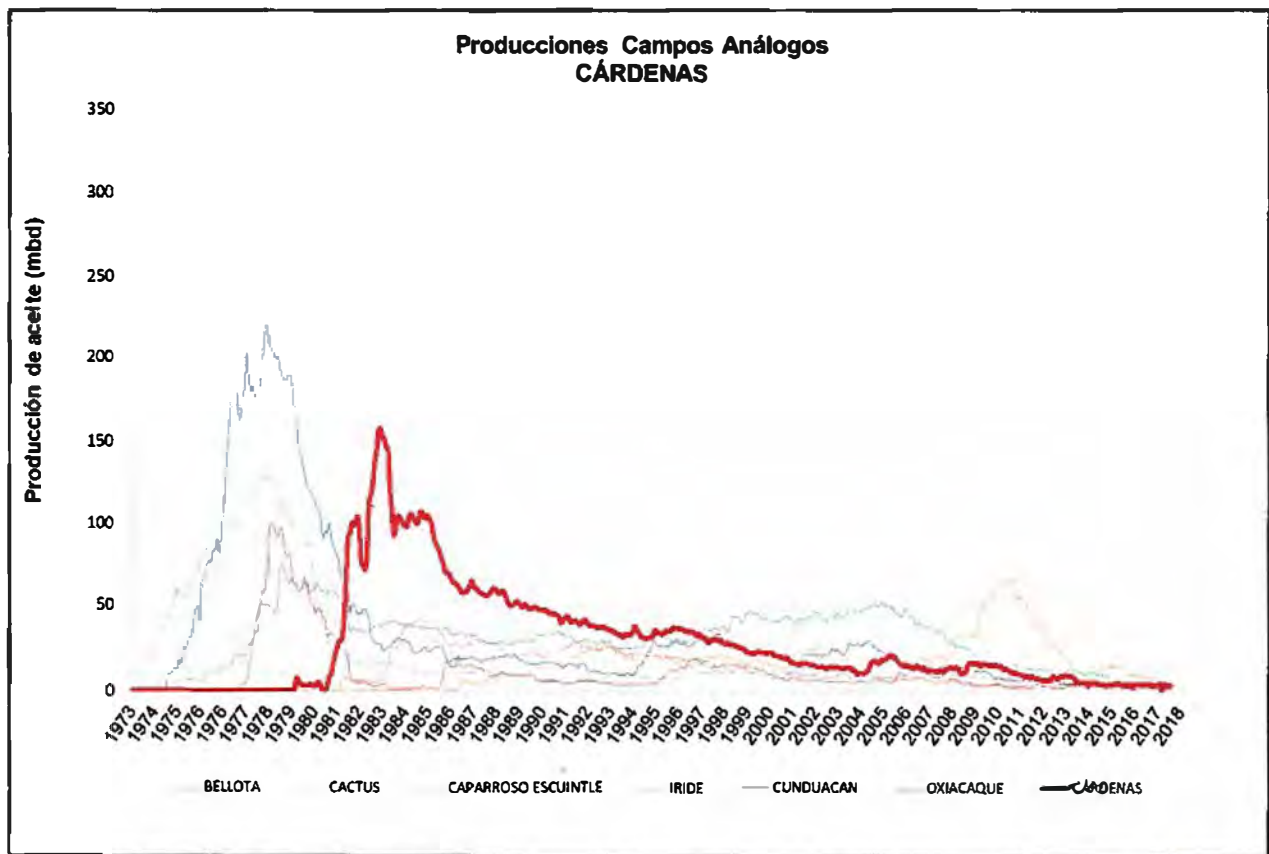


Figura 12 Comparativo de Producción con Campos Análogos Campo Cardenas. Fuente PCM

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature on the right and several smaller ones below it, along with the number '777' at the bottom right.

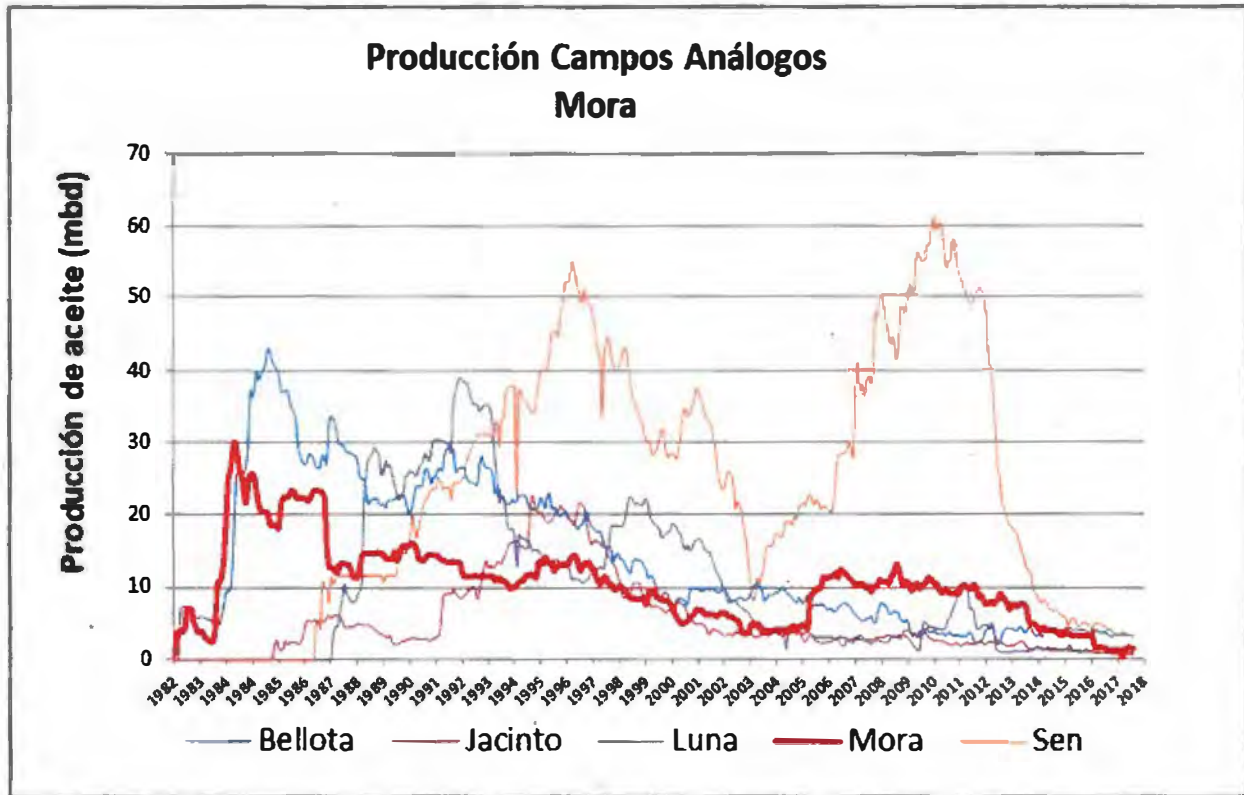


Figura 13 Comparativo de Producción con Campos Análogos Campo Mora Fuente PCM

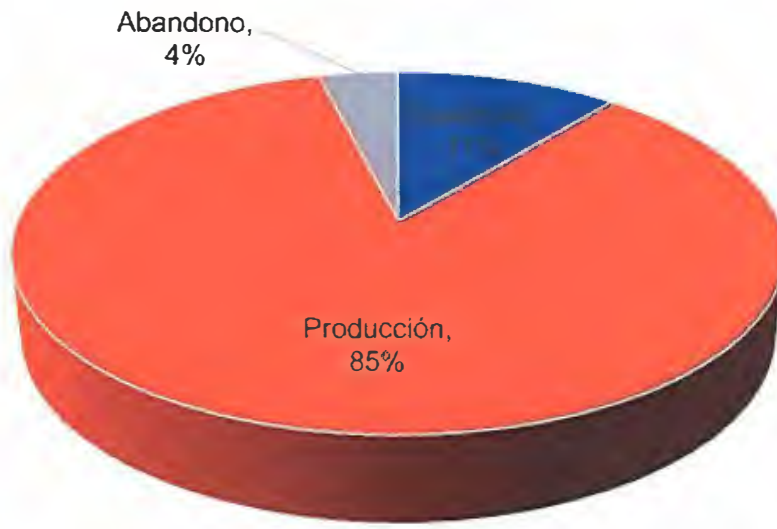
#### j) Evaluación Económica

La aprobación del Plan considerará un análisis económico respecto de los siguientes conceptos:

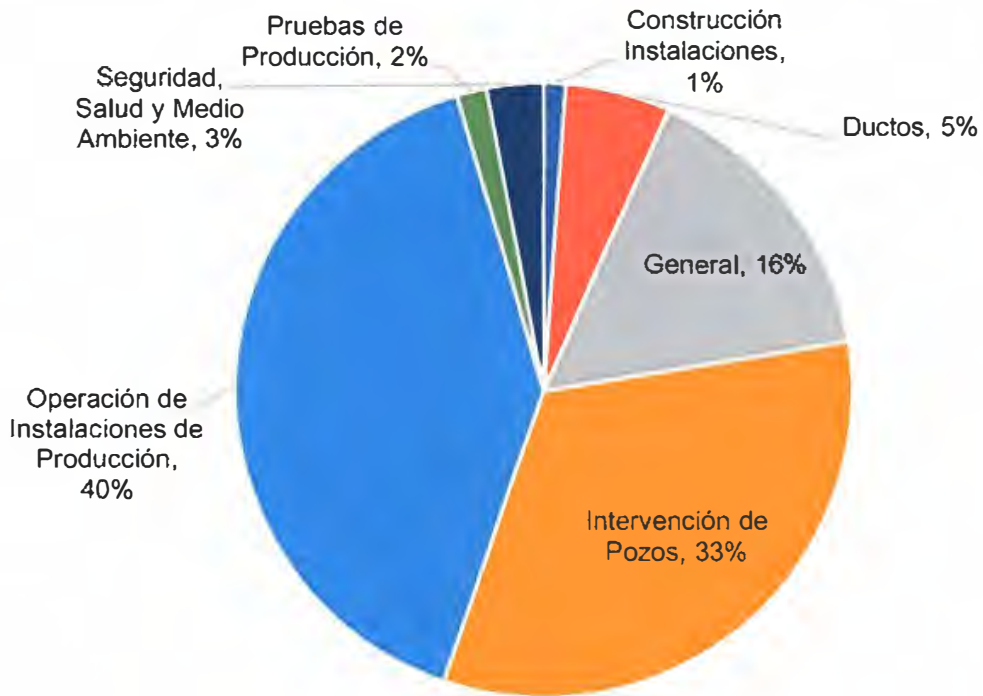
##### 1. Programa de Inversiones

El Programa de Inversiones es consistente con la información presentada en el Plan de Desarrollo, y fue presentado de conformidad con lo establecido en el catálogo de costos de 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 (en adelante, Lineamientos de Costos).

El Programa de Inversiones asociado al Plan estimado por el Contratista, es por un monto de 807.8 mmusd. Las figuras siguientes muestran al Programa de inversiones desglosado, por Actividad petrolera; y a su vez cada una de ellas por Sub-actividad.



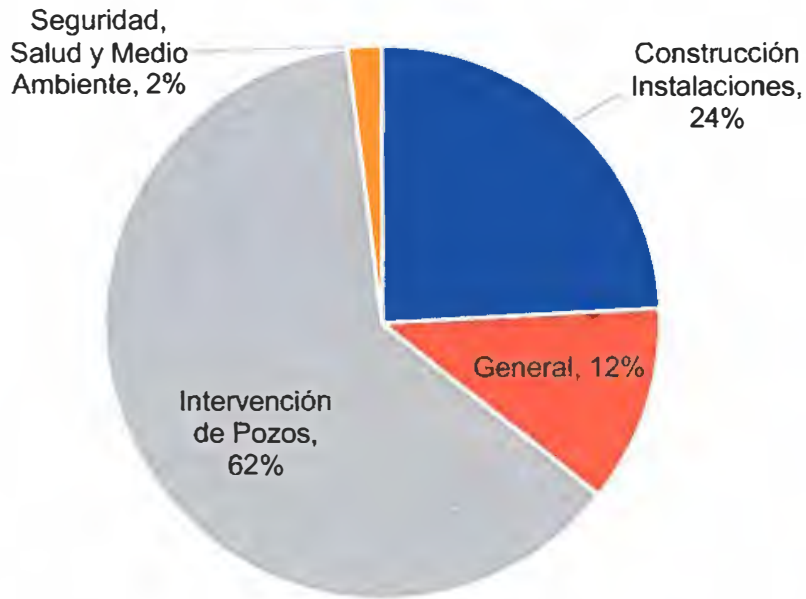
\$ 807.8 mmusd **Figura 14.- Distribución de Programa de Inversiones total, por Actividad petrolera**  
 (Fuente: Comisión con información del Contratista)



\$ 687 mmusd **Figura 15.- Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Producción.**  
 (Fuente: Comisión con información del Contratista)

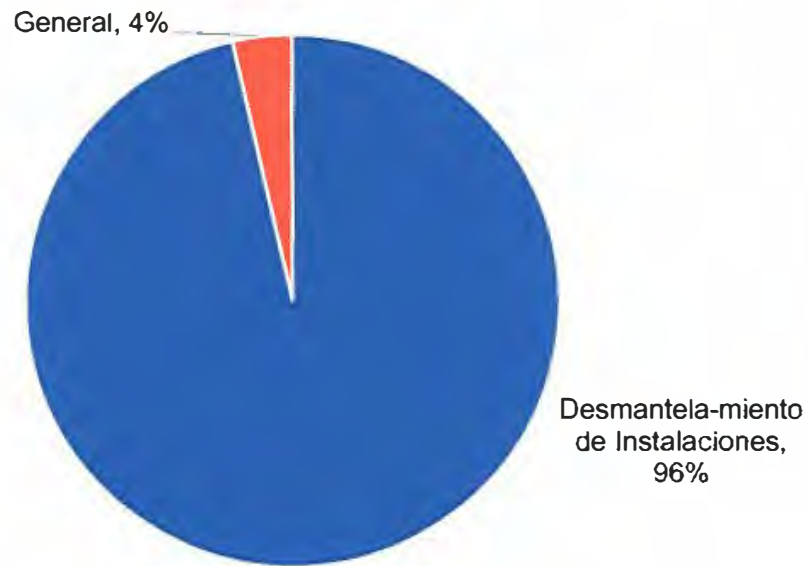
Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature on the right and several smaller ones below.





\$ 89 mmusd

Figura 16 - Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Desarrollo.  
(Fuente Comisión con información del Contratista)



\$ 32 mmusd

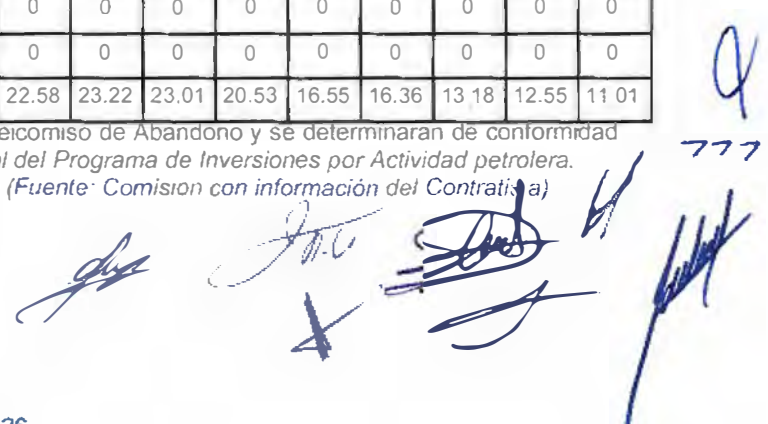
Figura 17 - Distribución de las inversiones programadas, Actividad petrolera: Abandono.  
(Fuente Comisión con información del Contratista)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'g' at the top right, '777' in the middle right, and several other illegible signatures and initials at the bottom.

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	Total	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Desarrollo	Construcción Instalaciones	21.50	14.50	7.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	General	10.30	0.59	0.39	0.40	0.41	0.41	0.42	0.43	0.44	0.45	0.46	0.45
	Intervención de Pozos	55.27	55.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	1.75	1.55	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.04
Producción	Construcción Instalaciones	7.85	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
	Ductos	37.75	3.29	3.23	1.51	1.21	1.21	1.21	3.07	2.99	1.51	1.21	1.21
	General	108.50	4.10	4.19	4.28	4.37	4.46	4.55	4.65	4.75	4.85	4.96	4.82
	Intervención de Pozos	225.52	10.81	12.47	12.61	11.76	11.70	11.28	14.40	11.50	11.70	9.67	11.01
	Operación de Instalaciones de Producción	276.10	63.54	87.03	6.74	6.56	6.56	6.41	6.46	6.87	6.47	6.56	6.59
	Pruebas de Producción	10.84	1.51	0.40	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	20.35	0.83	0.84	0.85	0.87	0.88	0.90	0.92	0.93	0.95	0.94	0.91
Abandono*	Desmantelamiento de Instalaciones	30.89	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	General	1.15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total		807.78	156.39	115.95	27.19	25.97	26.04	25.59	30.74	28.30	26.75	24.64	25.83

Actividad petrolera	Sub-actividad petrolera	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Desarrollo	Construcción Instalaciones	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	General	0.45	0.44	0.44	0.43	0.43	0.42	0.42	0.41	0.41	0.40	0.40	0.40	0.39
	Intervención de Pozos	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0.04	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06
Producción	Construcción Instalaciones	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05
	Ductos	1.21	3.07	2.99	1.51	1.21	1.21	0.92	1.28	0.65	0.57	0.52	0.47	0.52
	General	4.77	4.73	4.68	4.64	4.60	4.56	4.51	4.47	4.40	4.37	4.31	4.27	4.21
	Intervención de Pozos	8.98	12.94	8.76	10.24	7.87	8.84	9.74	7.58	5.69	5.57	4.28	3.72	2.41
	Operación de Instalaciones de Producción	6.69	6.61	6.47	6.53	6.83	6.57	5.80	5.19	4.16	4.24	2.45	2.50	2.27
	Pruebas de Producción	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0.89	0.87	0.88	0.86	0.84	0.82	0.81	0.79	0.79	0.77	0.76	0.75	0.69
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	General	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total		23.83	29.50	25.03	25.02	22.58	23.22	23.01	20.53	16.55	16.36	13.18	12.55	11.01

\*Los montos anuales corresponderán a la aportación al Fideicomiso de Abandono y se determinarán de conformidad con la cláusula 16.4 del Contrato. *Tabla 16.- Desglose anual del Programa de Inversiones por Actividad petrolera. (Montos en millones de dólares de Estados Unidos) (Fuente: Comisión con información del Contratista)*


  
 777

## 2. Indicadores de Evaluación Económica

En este segundo apartado se analizan los indicadores económicos calculados por la Comisión, a partir de las premisas, y los flujos de costos y de producción estimados por el Contratista. El análisis se organiza como sigue:

- i. Descripción de la evaluación económica de la Comisión; e
- ii. impacto en la evaluación económica de variaciones en principales variables
  - a. Precios
  - b. Volumen de hidrocarburos, y
  - c. Costos.

### i. Descripción de la evaluación económica de la Comisión

La evaluación económica se efectúa asumiendo la posibilidad de producir 47 mmbpce<sup>2</sup>. La Dirección General de Estadística y Evaluación Económica de la Comisión, considera los parámetros presentados en la tabla 17 para determinar un denominado escenario base para la evaluación económica.

Premisas	Valor	Comentario
Precio del aceite [usd/b]	60	Se asume igual durante la vida del proyecto
Precio del gas [usd/mpc]	3	Se asume igual durante la vida del proyecto
Valor de la regalía adicional [%]	13	
Tasa de descuento [%]	10	Se asume igual durante la vida del proyecto
Equivalencia energética gas-petróleo crudo equivalente	5.99	
Tipo de cambio [mxn/usd]	20	Se asume igual durante la vida del proyecto

Tabla 17.- Premisas para la evaluación de indicadores económicos del Plan.  
(Fuente: Comisión con información del Contratista)

Derivado de estas premisas determinadas, los resultados de la evaluación económica que se obtienen considerando las variables antes descritas, se describen en la siguiente tabla.

Resultados	Valor antes de impuestos	Valor Después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado <sup>3</sup>
VPN [mmusd]	852	393
VPI [mmusd]	66	66
VPN/VPI <sup>4</sup> [ad]	13	6
TIR (%)	indeterminada	indeterminada

Tabla 18.- Indicadores económicos.  
(Fuente: Comisión con información del Contratista)

De la información presentada por el Contratista, bajo las premisas consideradas se determina que el proyecto tiene características que determinarían que es económicamente viable.

<sup>2</sup> Considerando los perfiles de producción presentados por el Contratista: 32 mmb y 96 mmpc; utilizando la razón de gas-petróleo crudo equivalente mostrada en la Tabla 17 Premisas para la evaluación de indicadores económicos del Plan de Desarrollo.

<sup>3</sup> Regalías básicas de conformidad con el artículo 24 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH), así como las Contraprestaciones a favor del Estado de conformidad con los artículos 6, 8 y 10 de la LISH Impuesto Sobre la Renta y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos

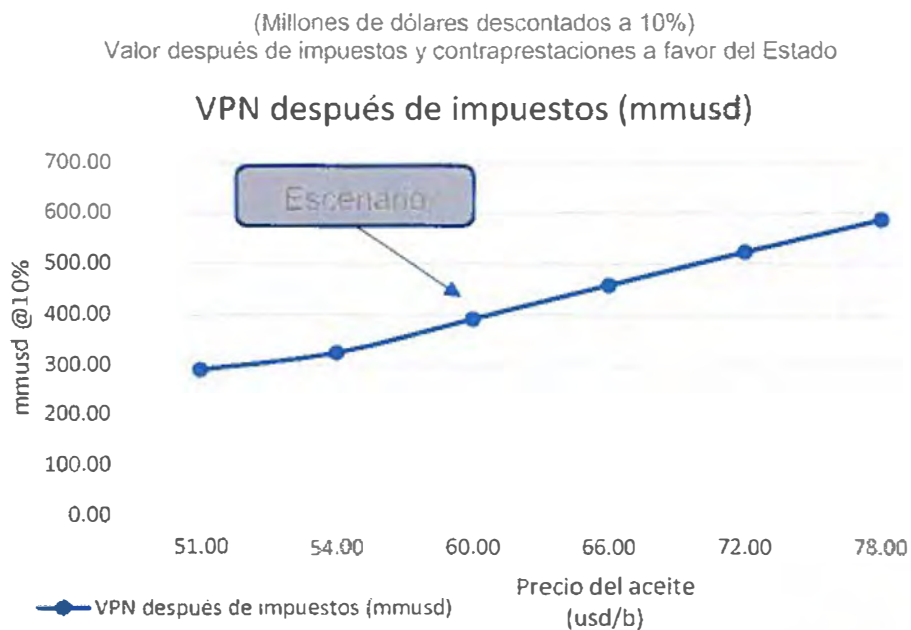
<sup>4</sup> Valor Presente Neto entre el Valor Presente de la Inversión

Utilizando las mismas premisas y flujos, a continuación, se discuten los factores de riesgo asociados a la viabilidad económica del proyecto.

**ii. Impacto en la evaluación económica de variaciones en principales variables**

**i. Precios**

En la figura 18 se presenta el valor presente esperado de los flujos a favor del Contratista, antes y después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado en los términos arriba indicados. Cada punto de las líneas se asocia a una realización de precio del aceite de acuerdo con el eje horizontal, que va de 51 a 78 usd/b; cabe mencionar que, para el análisis realizado, el precio del gas cambia proporcionalmente conforme a la variación del precio del aceite. En el panel superior se muestra el valor a favor del Contratista después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado y en el inferior, antes de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado. Para que el proyecto sea económicamente inviable después de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado el precio del aceite debe mantenerse por debajo de 28 usd/b.



Valor antes de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'J.L.', '777', and several illegible signatures.]*

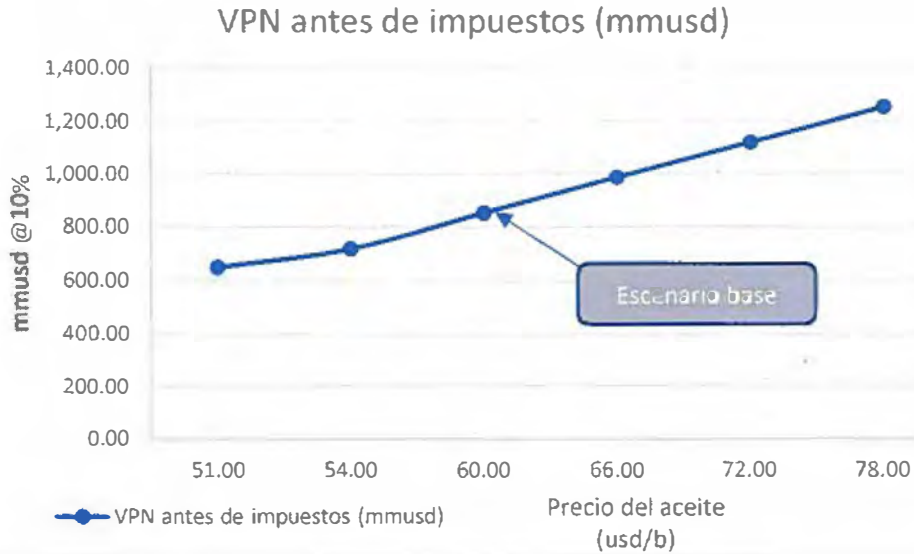
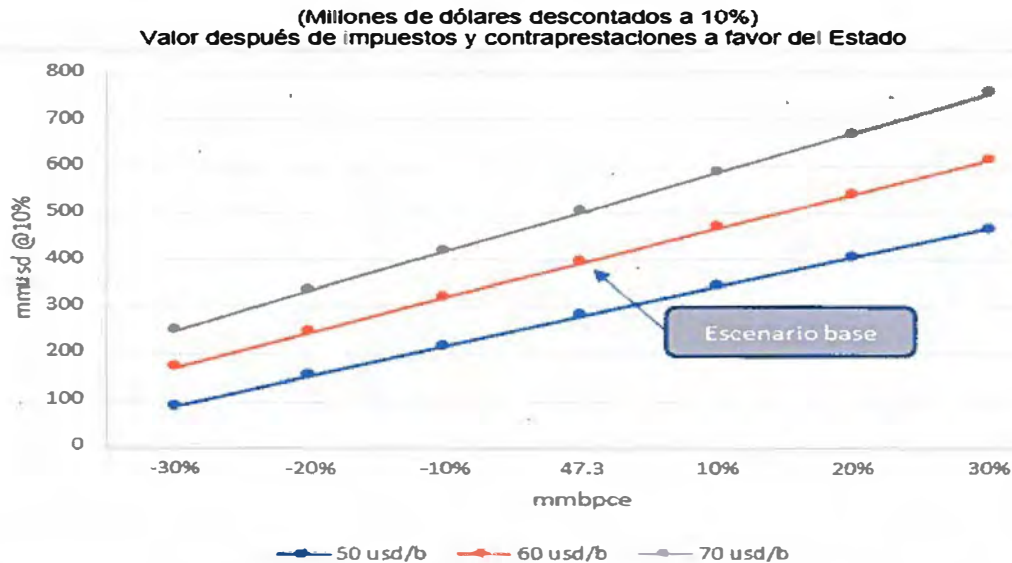


Figura 18 - Valor presente esperado a favor del Contratista vs Precio del aceite.  
(Fuente: Comisión con información del Contratista)

## ii. Volumen de Hidrocarburos

En la figura 19 se presenta el valor presente esperado de los flujos a favor del Contratista contra diferentes niveles de producción, considerando la información actual. Cada punto de las líneas se asocia a una realización de volumen descrito en el eje horizontal. La línea interior representa el escenario base con un precio a 60 usd/b y las dos líneas exteriores representan precios altos y bajos<sup>5</sup>, la inferior a 50 usd/b y la superior a 70 usd/b. En el panel superior se muestra el valor esperado descontado para el Contratista después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado. Se observa que el volumen mínimo necesario en el escenario de 60 usd/b, para que el proyecto sea rentable en valor esperado es de 23 mmbpce. Para el caso que excluye el pago de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado, de 17 mmbpce.



<sup>5</sup> El precio del gas cambia proporcionalmente conforme a la variación del precio del aceite.

Handwritten signatures and initials are present in the bottom right corner of the page, including a large 'A' and several illegible signatures.

**Valor antes de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado**

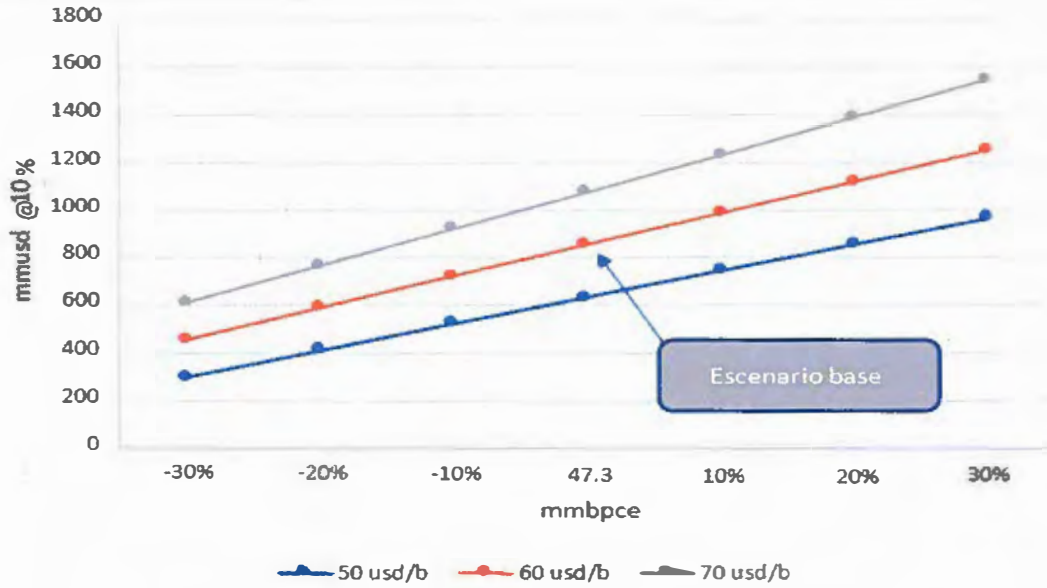


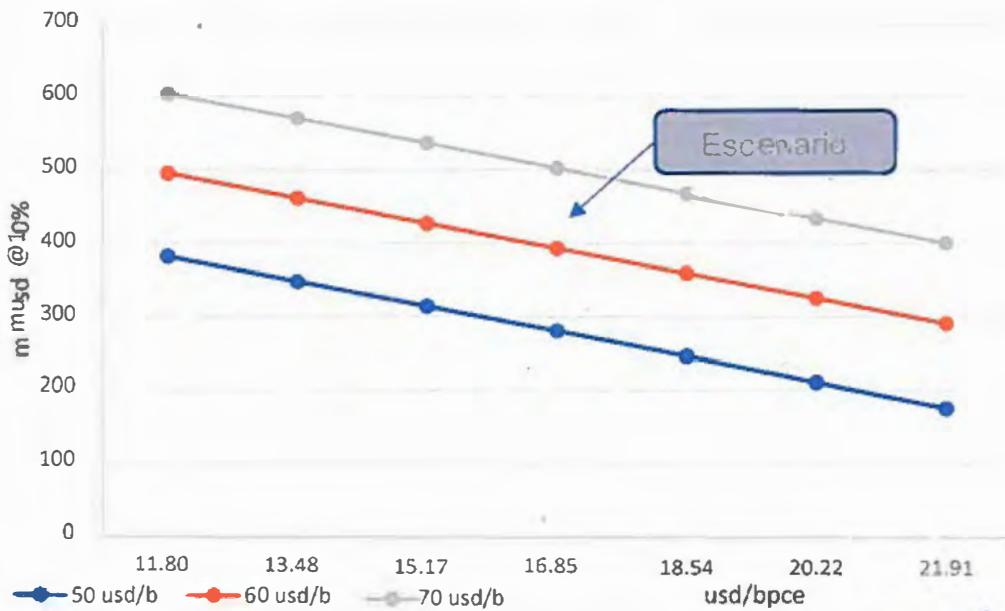
Figura 19.- Valor presente esperado a favor el Contratista vs. Volumen.  
(Fuente: Comisión con información del Contratista)

**iii. Costos**

En la figura 20 se presenta el valor presente esperado de los flujos a favor del Contratista contra diferentes niveles de costos totales por barril. Cada punto de las líneas se asocia a una realización de costos de acuerdo al eje horizontal. La línea continua superior representa las estimaciones asumiendo un precio de 70 usd/b para el aceite. La línea continua inferior representa las estimaciones asumiendo un precio de 50 usd/b. La línea interior representa el escenario base de a 60 usd/b. En el panel superior se muestra el valor a favor del Contratista después de impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado y en el inferior, antes de ellos.

(Millones de dólares descontados a 10%)

Valor después de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado



Handwritten notes and signatures at the bottom right of the page, including the number '777' and several illegible signatures.

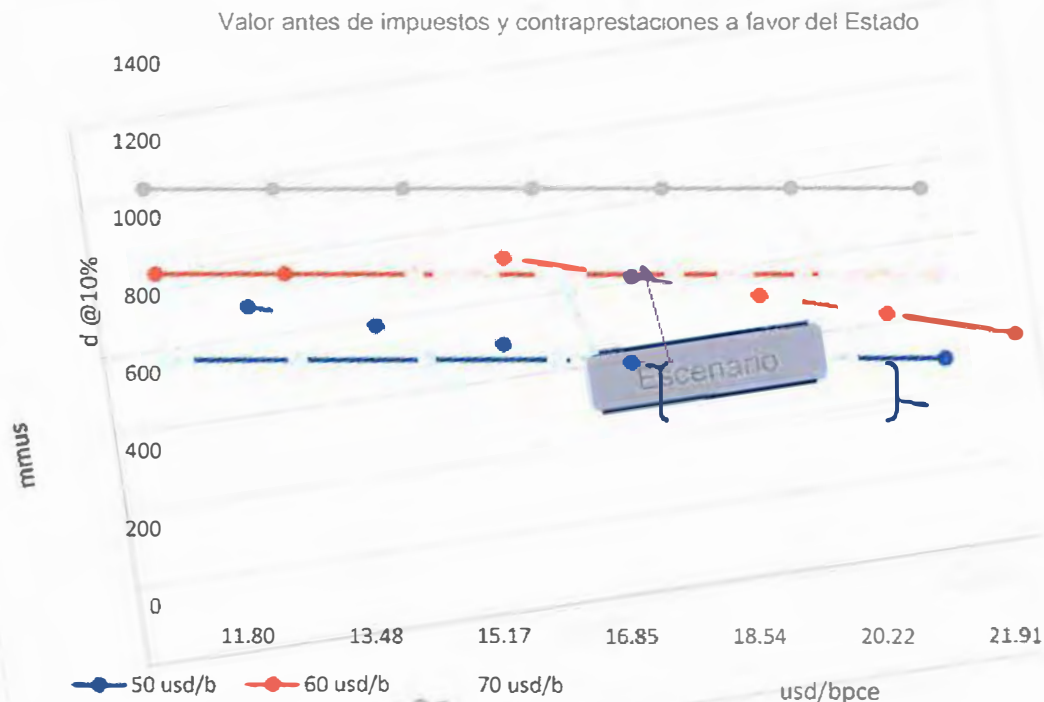


Figura 20.- Valor presente esperado a favor el Contratista vs. Costos totales.  
Fuente. Comisión con información del Contratista)

Los resultados anteriores, muestran que de realizarse incrementos en los costos por hasta 110%, en el escenario base que considera los impuestos y contraprestaciones a favor del Estado, se mantendría la declaratoria de viabilidad económica del proyecto, considerando los indicadores y premisas expuestas en el presente apartado.

**k) Medición de Hidrocarburos**

El Área Contractual Cárdenas Mora El campo Cárdenas correspondiente al Área Contractual 3, está localizado geográficamente en el estado de Tabasco, a 55 km aproximadamente al sureste de la ciudad de Villahermosa, a 36 km de la ciudad de Comalcalco y a 7 km de la Ciudad de Cárdenas.

El campo Mora correspondiente al Área Contractual 3, se localiza en la parte suroeste del estado de Tabasco, en el municipio de Cárdenas y aproximadamente a 12 km al norte de la ciudad de Cárdenas y a 29 km de la ciudad de Comalcalco.

Derivado de la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo para la extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018 de los Campos Cárdenas y Mora y de conformidad con lo establecido en los artículos 42, 43 y 44, así como en los artículos 19, 23 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, la Dirección General de Medición llevo a cabo el análisis y revisión de la información presentada por el Contratista, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos. Para lo cual se identifica la siguiente propuesta evaluada:

Los Puntos de Medición en donde se realizará la medición de los hidrocarburos producidos en los Campos Cárdenas y Mora, son propuestos por el Contratista en dos Fases o Etapas durante la vigencia del programa de Desarrollo, en la primera para el caso del Petróleo es propuesto el Centro Comercializador de Crudo Palomas (CCC Palomas) Con Sistemas de Medición de flujo

Handwritten signatures and marks, including a large blue 'g' and the number '777'.

tipo Ultrasónico y para el caso del Gas Natural, es propuesto el Centro Procesador de Gas Cactus (CPG Cactus) con Sistemas de Medición con tecnología de diferencial de presión tipo Placa de Orificio en Porta placa (fitting). Para la segunda Fase y para el caso del Petróleo producido, propone Sistemas de Medición de flujo tipo Ultrasónico en la Batería de Separación Cárdenas Norte; para el caso del Gas Natural en esta segunda etapa propone Sistemas de Medición con tecnología de presión diferencial tipo Placa de orificio o sistemas de medición con tecnología de tránsito de tiempo tipo Ultrasónico, derivado del proyecto para acondicionar el Gas Natural producido en el Área Contractual, instalando dicho Punto de Medición en la Batería de Separación Mora ya en condiciones de calidad para comercialización, haciendo hincapié en el aviso que realizará a la Comisión previo a la entrada de la segunda etapa de acuerdo a lo programación propuesta.

Para la determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos el Contratista presento los procedimientos normalizados en donde se describen los pasos para lo toma de muestras en los Puntos de Medición, las cuales son enviadas a un laboratorio debidamente acreditado con trazabilidad demostrada y posteriormente reportadas a esta Comisión, así como los cálculos para la determinación de la calidad representativa de los hidrocarburos producidos en el Área Contractual.

Para la elaboración del balance de hidrocarburos producidos, el Contratista presenta los procedimientos correspondientes. El proceso de balance de aceite toma en cuenta producción medida, inventario y traspasos, considerando tanto las corrientes del área contractual Cárdenas Mora como de otras asignaciones que confluyen. En tanto, el balance de gas considera como la producción de gas de formación, gas para BN, autoconsumo, traspasos y volumen entregado

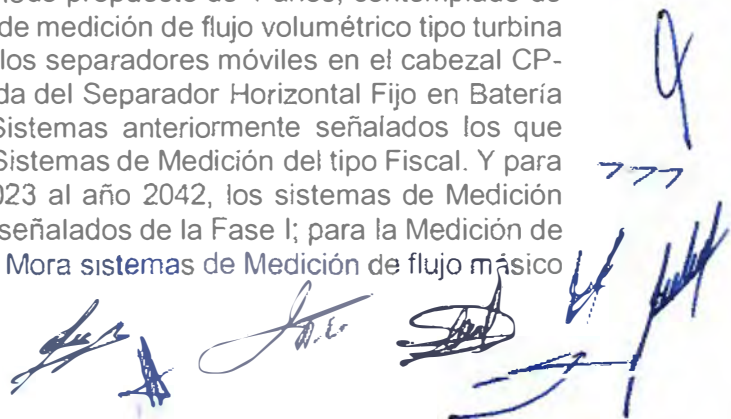
El Contratista presento varios programas calendarizados con fechas compromiso de acuerdo a las actividades que se encuentran programadas como parte del Programa de Desarrollo, y en el que hace hincapié en el cumplimiento de los Mecanismos de Medición para el Área Contractual. Acordes a la instalación de infraestructura para el manejo de la producción de los hidrocarburos en las Fases anteriormente señaladas.

- Por lo anteriormente expuesto, el Contratista presento la propuesta del manejo y medición de los hidrocarburos desde el pozo hasta los Puntos de Medición propuestos de acuerdo a las Fases propuestas y la programación presentada.

Por lo que derivado de lo anterior el Contratista realiza la siguiente propuesta para los Puntos de Medición para el Petróleo y Gas Natural del Área Contractual:

### **Medición de Petróleo**

Para el manejo, medición y determinación de la calidad del Petróleo el Contratista propone como medición en la primera Fase, continuar midiendo con los Puntos de Medición Provisional aprobados mediante resolución CNH-E.11.002/18 del 1 de marzo de 2018 y resolución CNH-E.15.001/19 del 5 de marzo de 2019, durante un periodo propuesto de 4 años, contemplado de marzo de 2019 a abril de 2023, mediante tecnologías de medición de flujo volumétrico tipo turbina y medidor de flujo másico tipo Coriolis a la salida de los separadores móviles en el cabezal CP-111, cabezal CP-107, Pozo Cárdenas 105 y a la salida del Separador Horizontal Fijo en Batería de Separación Mora respectivamente. Siendo los Sistemas anteriormente señalados los que estarán operando para la Fase I bajo el esquema de Sistemas de Medición del tipo Fiscal. Y para la etapa II que contempla el periodo de mayo de 2023 al año 2042, los sistemas de Medición Operacional continuarán siendo los medidores antes señalados de la Fase I; para la Medición de Transferencia se instalarán en Batería de Separación Mora sistemas de Medición de flujo másico





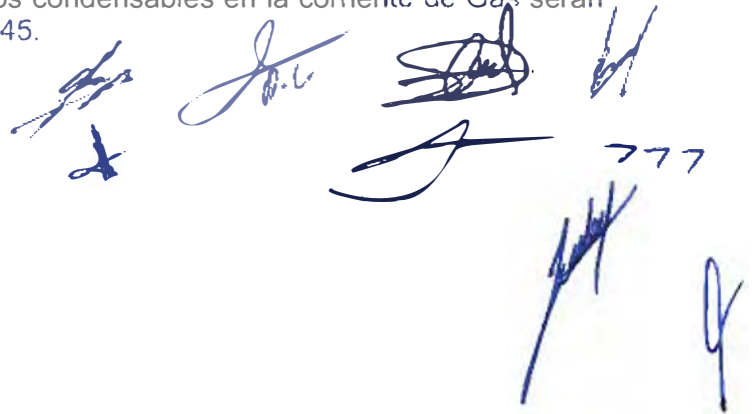
o volumétrico los cuales serán de nueva instalación de acuerdo a lo evaluado en la documentación y para la Medición Fiscal en la Batería de Separación Cárdenas Norte Sistemas de Medición con tecnología de medición de transito de tiempo tipo Ultrasónico una vez que se tengan las condiciones de calidad del hidrocarburo producido en el Área Contractual.

### Medición Gas Natural

Para el manejo, medición y determinación de la calidad del Gas Natural el Contratista propone como medición en la primera Fase, continuar midiendo con los Puntos de Medición Provisional aprobados mediante resolución CNH-E.11.002/18 del 1 de marzo de 2018 y resolución CNH-E.15.001/19 del 5 de marzo de 2019, durante un periodo propuesto de 4 años, contemplado de marzo de 2019 a abril de 2023, mediante tecnologías de medición de flujo tipo presión Diferencial con Placa de Orificio a la salida de los separadores móviles en el cabezal CP-111, cabezal CP-107, Pozo Cárdenas 105 y a la salida del Separador Horizontal Fijo en Batería de Separación Mora. Siendo los Sistemas anteriormente señalados los que estarán operando para la Fase I bajo el esquema de Sistemas de Medición del tipo Fiscal. Y para la etapa II que contempla el periodo de mayo de 2023 al año 2042, los sistemas de Medición Operacional continuarán siendo los medidores antes señalados de la Fase I; para la Medición de Transferencia se instalarán en Batería de Separación Mora sistemas de Medición del tipo presión diferencial con placa de orificio o del tipo de tiempo de transito tipo Ultrasónico los cuales serán de nueva instalación de acuerdo a lo evaluado en la documentación y para la Medición Fiscal en la Batería de Separación Mora Sistemas de Medición con tecnología de medición de transito de tiempo tipo Ultrasónico o Medición del tipo presión diferencial con placa de orificio una vez que se tengan las condiciones de calidad del hidrocarburo producido en el Área Contractual.

### Medición de Condensado

Para el manejo de los Condensados, el Contratista no considera la medición de condensados de manera dinámica o estática durante la etapa I y etapa II ya que el Campo no es considerado productor de condensados, sin embargo, los pocos condensables en la corriente de Gas serán estimados en base a la API MPMS 14.5 y AGA 2145.

A collection of handwritten signatures and initials in blue ink, scattered across the lower right portion of the page. The signatures vary in style, with some being more legible and others being highly stylized or scribbled. There are approximately seven distinct marks, including what appears to be a signature with the number '777' written next to it.

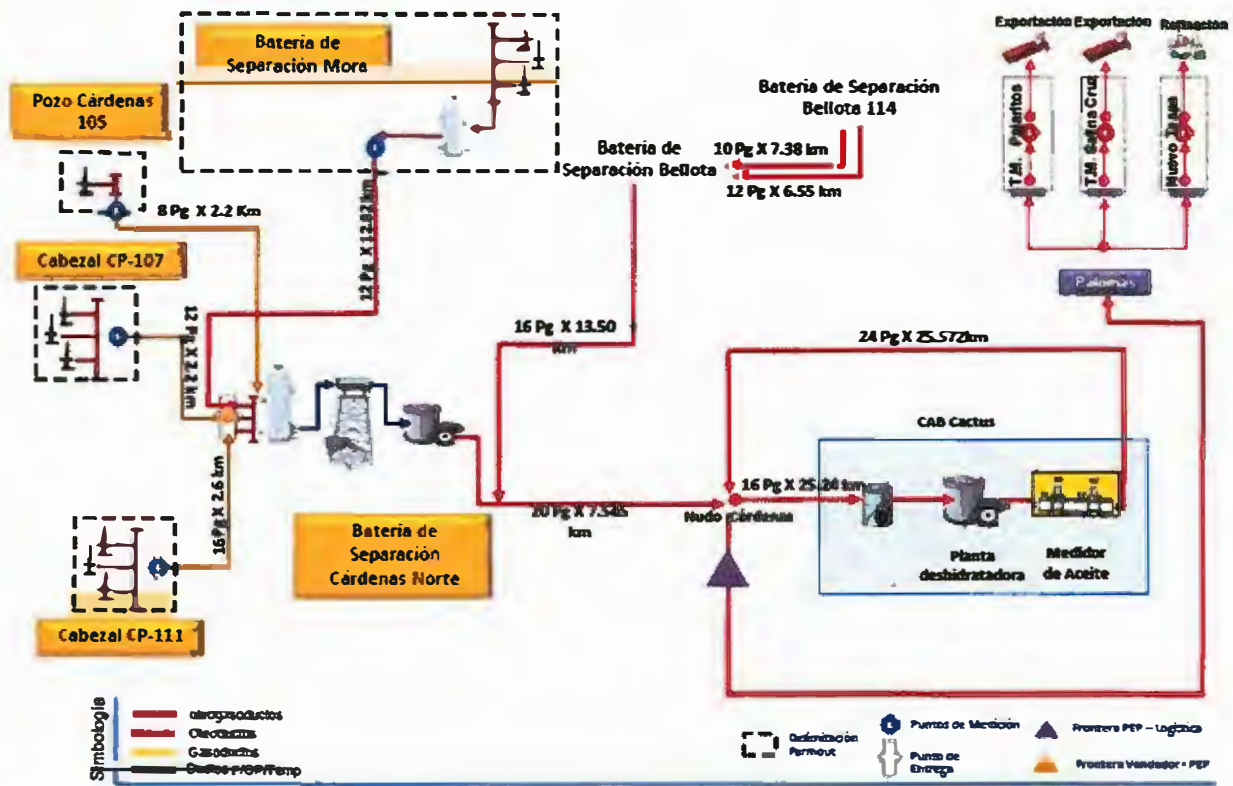


Figura 21 - Diagrama General del manejo de Petróleo en Etapa I. Fuente Contratista

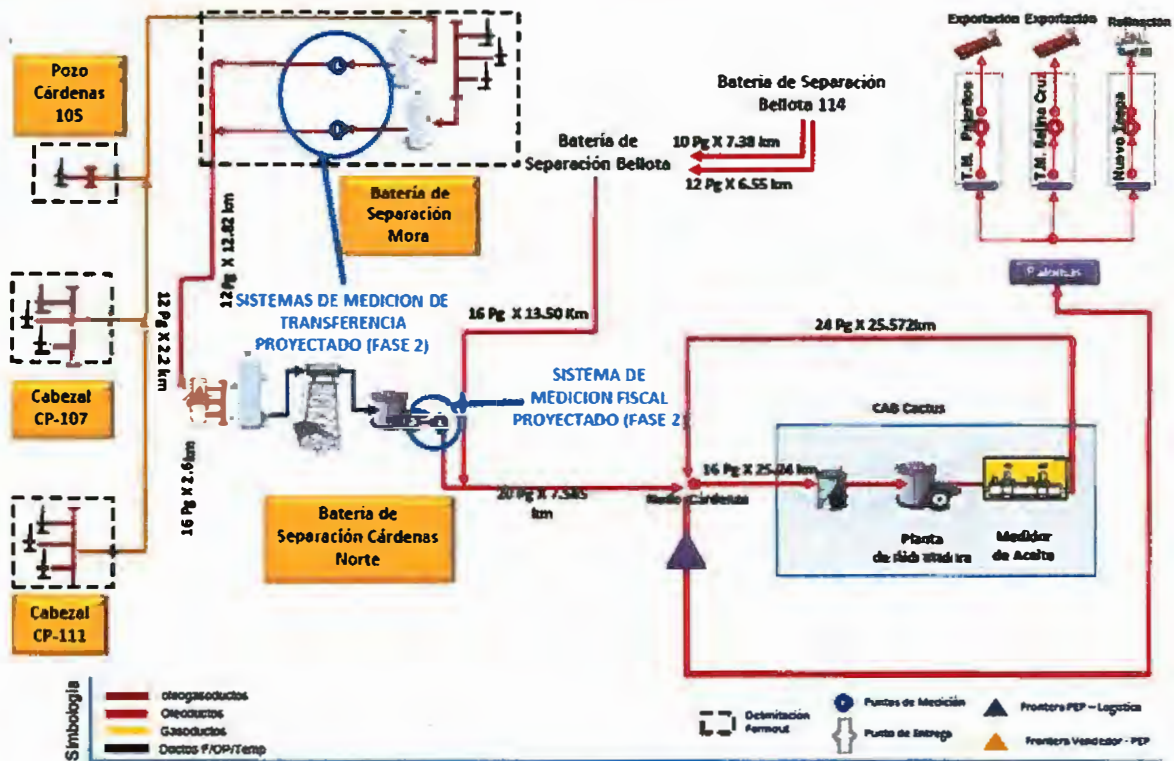


Figura 22 - Diagrama General del manejo de Petróleo en Etapa II. Fuente Contratista.

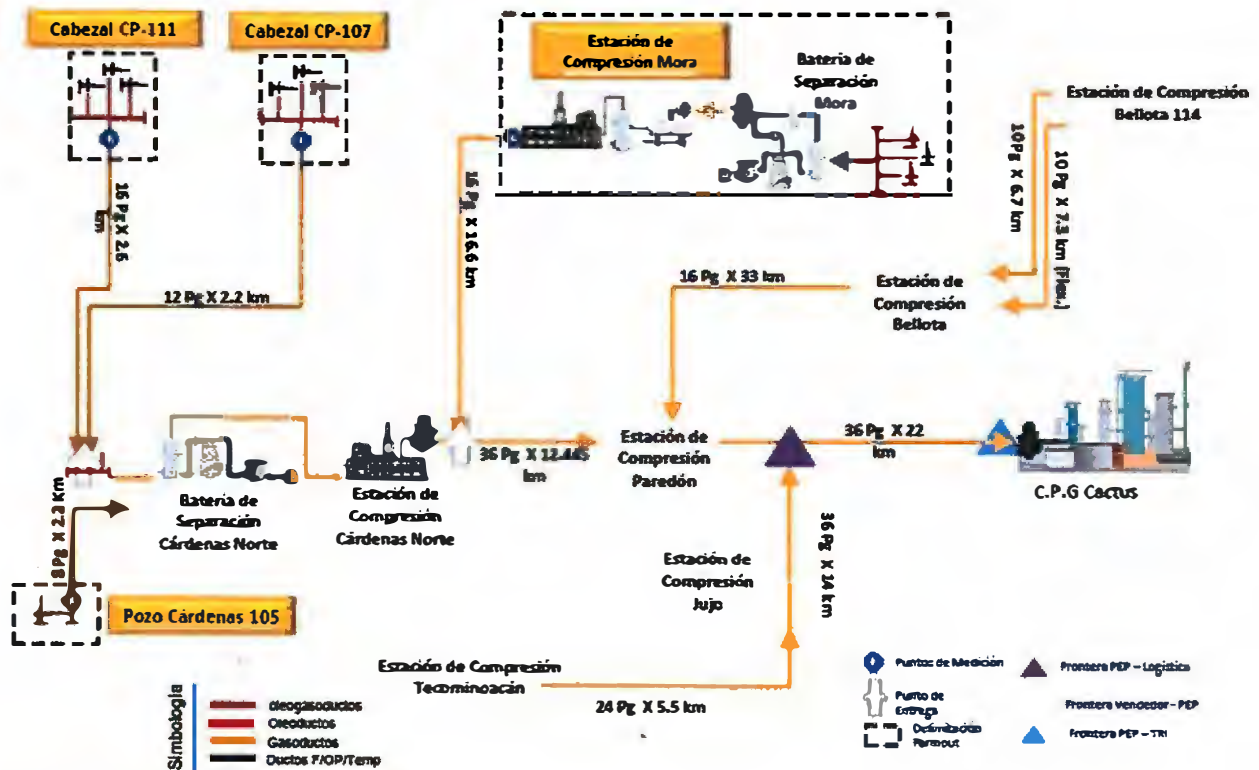


Figura 23 - Diagrama General del manejo de Gas Natural en Etapa I Fuente Contratista.

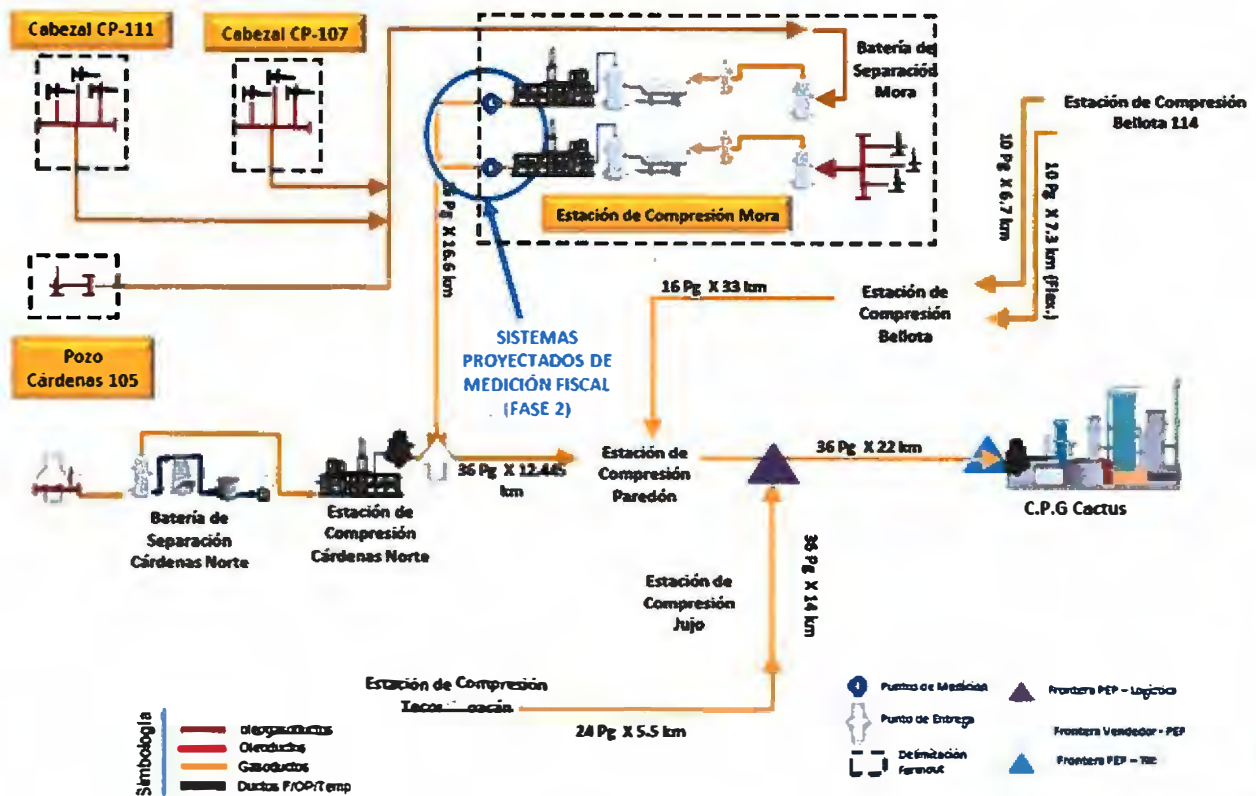


Figura 24 - Diagrama General del manejo de Gas Natural en Etapa II Fuente Contratista.

# 1. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

**Datos Generales:**

Nombre del Asignatario o Contratista: Petrolera Cárdenas Mora S. AP. S. de C.V.  
 No. de Contrato o Asignación: CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018  
 Nombre de la Asignación o Área Contractual: Cárdenas Mora  
 Tipo de Plan a evaluar: Plan de Desarrollo



No.	Artículo de los LTI	Requerimiento	Criterio de evaluación	Presentó Si/No	Cumplimiento Si/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.M.	LTMMH, Capítulo III y IV	Determinación y asignación de volumen y calidad de los Hidrocarburos	Si	Si	Hace mención del manejo de los hidrocarburos producidos en los campos Cárdenas y Mora, el recorrido de la molécula, pasando por los Sistemas de Operación, referencial, transferencia y hasta el Punto de Medición Fiscal en CCC Palomas y CPG Cactus.	Se identifica que se tendrán dos fases de medición propuestas, en la primer Fase seguirán utilizando los Sistemas de Medición de los Puntos de Medición provisional ya autorizados y como segunda Fase, Puntos de Medición Fiscal en Batería de Separación Cárdenas Norte y Batería de Separación Mora como proyecto en evaluación para acondicionar el Gas Natural
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTMMH, Capítulo III	De los sistemas de medición	Si	Si	Medición de petróleo: El petróleo del Área Contractual es enviado a la BS Cárdenas Norte, posteriormente a CAB CACTUS para su acondicionamiento y envío al Punto de Medición CCC Palomas. Para la Fase I y Fase II es el mismo manejo, a excepción que en la Fase II el Punto de Medición se ubicara en BS Cárdenas Norte. Medición de Gas Natural: El Contratista propone los Puntos de Medición Provisional ya autorizados para la Fase I, que van hacia la BS Cárdenas Norte - EC Cárdenas Norte - EC Paredón y finalmente el Gas Natural será enviado hacia el Punto de Medición CPG Cactus. Para la Fase I y Fase II es el mismo manejo, a excepción que en la Fase II el Punto de Medición se ubicara en BS Mora.	La propuesta de los Puntos de Medición es viable, para las dos fases propuestas; para la evaluación de la implementación de la Fase II, el Contratista deberá cumplir con los cronogramas de actividades presentados como parte de la Evaluación de los Mecanismos.
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTMMH	Si	Si	El Contratista presenta un párrafo en el documento y anexo (sin formato) de su Política de Medición, donde realizará la operación, mantenimiento y administración de los Sistemas de Medición de Hidrocarburos en apego a las mejores prácticas internacionales, normatividad y cumplimiento regulatorio	La Política presentada cumple con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH y se lleva un registro de control que forma parte de su Sistema de Gestión de las Mediciones
4	42, fracción II	Procedimientos:		Si	Si		
		Mantenimiento	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.	Si	Si	Presento un programa calendarizado como parte de la información anexa, con fechas y actividades para atender la fracción II del artículo 42 y en apego a su Sistema de Gestión.	El programa contempla la presentación de procedimientos de Mantenimiento a Sistemas de Medición de Aceite, Sistemas de Medición de Gas Natural, a Medidores de flujo másico tipo Coriolls y los elementos integrantes de los Sistemas de Medición.
		Confirmación metrológica	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.	Si	Si	Presento un programa calendarizado como parte de la información anexa, con fechas y actividades para atender la fracción II del artículo 42 y en apego a su Sistema de Gestión.	Presento un programa calendarizado como parte de la información anexa, con fechas y actividades para atender la fracción II del artículo 42 y en apego a su Sistema de Gestión, dicho programa de atención deberá ir siendo actualizado y presentado al término de las actividades.
		Elaboración de balance	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.	Si	Si	Presento un programa calendarizado como parte de la información anexa, con fechas y actividades para atender la fracción II del artículo 42 y en apego a su Sistema de Gestión.	Presento un programa calendarizado como parte de la información anexa, con fechas y actividades para atender la fracción II del artículo 42 y en apego a su Sistema de Gestión, dicho programa de atención deberá ir siendo actualizado y presentado al término de las actividades.
		Calibración de los instrumentos de medida	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.	Si	Si	Presento procedimiento para la calibración de Sistemas de Medición y sus elementos integrantes.	Presento procedimiento de calibración de Sistemas de Medición y sus elementos integrantes, el cual deberá de ser actualizado como parte de su SGM para los Sistemas de Medición del tipo Operacional, Referencial, Transferencia y Fiscal, en concordancia con los tiempos propuestos.
5	42, fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTI's, isométricos), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacional, referencial y de transferencia existentes.	Si	Si	Presenta diagramas generales de las instalaciones en donde es manejado, procesado y medido el hidrocarburo producido.	Adicionalmente presenta la descripción del manejo de los hidrocarburos claramente desde el pozo hasta los puntos de medición fiscal propuestos. Así como el manejo para el Petróleo y Gas Natural en las etapas de Medición propuestas como Fase I y Fase II.
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMMH	Si	Si	Presenta la ubicación de las mediciones operacionales, referenciales, transferencia y Puntos de Medición, resaltando que de estos últimos se presentan las coordenadas geográficas de los puntos propuestos.	Presenta la descripción de los sistemas de medición ubicados en los Puntos de Medición propuestos y la ubicación de los Sistemas de Operación, referencial y transferencia.
7	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTI's, isométricos). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia in situ o bien los a utilizar en caso de no contar con ellos, de conformidad con el artículo 22 de los LTMMH	Si	Si	Presenta los diagramas de tubería e instrumentos e isométricos de algunos Sistemas de Medición y partes integrantes de instalaciones en el manejo de los hidrocarburos del Área Contractual No se presentan en su totalidad.	Se incluye el programa calendarizado para la actualización de la información de los Diagramas de los Sistemas de Medición en el manejo de los hidrocarburos del Área Contractual.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a los establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre <del>operadores</del>	SI	SI	El contratista declara para la denominada Fase I, continuara midiendo con lo aprobado como Puntos de Medición Provisional, a lo que ya cuenta con acuerdos de Medición para las instalaciones en las que realiza <del>trabajo de la medición de hidrocarburos</del> .	Presento los acuerdos correspondientes, que dan atención al artículo 20 de los LTMVM.
9	42, fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	SI	SI	Presenta los programas relacionados para el cumplimiento de la implementación de los MM's	El Contratista incluye el cronograma de las actividades de la Implementación de los Mecanismos de Medición del Área Contractual, mismo que son acordes a las actividades de medición y cumplen con lo requerido en la fracción VII del artículo 42 de los LTMVM.
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTMVM, y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conformen el Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición correspondientes como soporte.	SI	SI	Presenta valores de Incertidumbre de los sistemas de medición instalados y que algunos forman parte del manejo de los Hidrocarburos del Área Contractual, en los cuales se identifica que no todos dan cumplimiento a lo establecido en los LTMVM, sin embargo presenta un programa asociado para presentar nuevas presupuestos de incertidumbre.	Algunos de los sistemas de Medición del manejo de los hidrocarburos del Área Contractual no cumplen con la incertidumbre requerida, sin embargo presenta un programa de acción con fechas para su presentación a la Comisión. Por lo que derivado de los resultados de estimación de incertidumbre de los Sistemas de Medición, aunado presentará las acciones a realizar en el supuesto que la incertidumbre se encontrara fuera de valor de acuerdo con lo indicado en el artículo 38 de los LTMVM.
11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y aseguramiento de la medición durante el Plan de Desarrollo, las cuales tendrán como finalidad el dar cumplimiento a los valores de incertidumbre establecidos en los LTMVM.	SI	SI	Presenta la evaluación económica en específico para las actividades relacionadas con los Sistemas de Medición, su mantenimiento y calibración de elementos integrantes.	Se logra identificar la inversión para el mantenimiento de los Sistemas de Medición del Área Contractual, indicando el impacto de las acciones en el mantenimiento de la incertidumbre de los Sistemas.
12	42, fracción X	Programa de implementación de la Bitácora de registro	Deberá dar cumplimiento al artículo 7, fracción IV artículo 10, artículo 42 fracción X, artículo 50	SI	SI	El Contratista indica que utilizará una metodología para el registro de las actividades en la bitácora Física, actividades completamente relacionadas a los Sistemas de Medición que se encuentran en las Instalaciones del Área Contractual.	Se identifica el cumplimiento a los requerimientos de información de conformidad con los LTMVM, para los Sistemas operados por PEMEX, así como el avance en la implementación en los Sistemas del Área Contractual y el programa de actividades calendarizadas para continuar con la implementación y presentación.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	SI	SI	El Contratista presenta un programa de atención para los diagnósticos metrológicos de los sistemas de medición del Área Contractual	El Contratista deberá informar a la Comisión del avance en el programa, así como de los resultados de los Diagnósticos metrológicos y las acciones a realizar para mantener las Características Metrológicas y el seguimiento a la Gestión de los Sistemas de Medición.
14	42, fracción XII	Competencias técnicas	Se tendrán que incluir certificados, reconocimientos, evidencias que demuestran que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalar. Adicionalmente se debe incluir el organigrama y CV's del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación.	SI	SI	Presenta evidencia de las competencias técnicas de personas relacionadas con las actividades de medición, información ubicada en los anexos de medición.	Adicionalmente presentará un programa de capacitación del personal, para complementar las competencias técnicas presentadas, así como su actualización y especialización.
15	42, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	SI	SI	El Contratista propone los Indicadores de desempeño para los sistemas de Medición fiscal, referencial y transferencial y sus instrumentos de medida, los cuales forman parte del manejo de los hidrocarburos del Área Contractual.	Propone desarrollar los indicadores por completo, para lo cual presenta un programa de actividades.
16	42, fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 9, incluyendo sus datos generales como es el puesto que ocupa en la empresa y sus datos de contacto.	SI	SI	Presenta las credenciales y el puesto en el organigrama de la organización, al Ing. Elías Adán Ramírez Sierra.	Sin Observación
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, verificar en diagramas.	SI	SI	Se presentaron los diagramas de los sistemas de Medición en el Punto de Medición, en donde se identifica que no existen derivaciones.	En caso de existir derivaciones físicas en el sitio y de no verse reflejadas en los diagramas presentados, estas deberán tener el control y registro correcto en la bitácora del Sistema de Gestión, así como procedimiento para su manipulación debidamente justificada dentro del Sistema de Gestión.
18	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemétricos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	SI	SI	El Contratista indica que los Sistemas de Medición Fiscal en la Fase I cuentan con Sistema de Monitoreo en tiempo real las cuales son enviadas al Sistema de Monitoreo de Variables de la GTDH Región Sur.	El Contratista enviará un programa calendarizado para la atención del Artículo 19, Fracción III y la aplicación de la Fase II, en los Puntos de Medición propuestos dentro de los Mecanismos de Medición.

*[Handwritten signatures and marks]*  
 777

19	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes Lineamientos.	Si	Si	En cuanto a la determinación de la calidad de los hidrocarburos, el Operador Petrolero manifiesta el cumplimiento a lo establecido en el artículo 28, así como la metodología para su determinación en el Punto de Medición y su asignación hacia el Área.	El Contratista presenta un programa para el acondicionamiento del Gas Natural aplicable a la Fase II, mientras tanto propone la medición como actualmente se viene realizando con los Puntos de Medición provisional para la Fase I; por lo que deberá cumplir e informar a la Comisión del estado del programa evaluado como parte de la Información contenida en el Plan de Desarrollo.
20	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resguardar la información.	Si	Si	Cumple el Punto de Medición con el elemento terciario correcto para la aplicación tanto de Petróleo como de Gas Natural.	El Contratista deberá llevar el registro de las verificaciones al cálculo del computador en base a la normatividad aplicada al mismo y llevar el registro dentro del Sistema de Gestión de las Mediciones.
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	Si	Presentan información de certificados de calibración de los elementos primarios y secundarios de los sistemas de medición.	El Contratista atiende el requerimiento, sin embargo se recomienda mantener el soporte de las calibraciones y ser parte del expediente y sistema de Gestión de las Mediciones, así como de tenerlas a disposición de la Comisión.
22	22	patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permante. En casos excepcionales, Patrones portátiles.	Si	Si	Menciona no tan específico las características de los Probadores instalados en el Punto de Medición.	El Contratista deberá actualizar y mantener a disposición de la Comisión la información correspondiente a los patrones volumétricos en el Punto de Medición, para la Fase I, mientras tanto en la Fase II no es considerado la instalación de un Patrón Volumétrico.
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balance del área.	Si	Si	Indica el manejo y disposición del agua resultante del proceso de extracción, separación y deshidratación.	Sin Observación
24	24	De la medición multifásica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción	Si	Si	No presenta propuesta del uso de medidores multifásicos en los pozos o procesos del Área Contractual.	Sin Observación

Derivado de la propuesta presentada para los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición del Área Contractual Cárdenas Mora, la Dirección General de Medición manifiesta que, el Contratista presentó la información y requerimientos necesarios para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, los cuales fueron evaluados de conformidad con lo establecido en los LTMMH, además que de conformidad con el artículo 43 de los LTMMH se solicitó la opinión de la ubicación por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

## 2. Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.067/2019 de fecha 22 de febrero de 2019, a lo cual mediante Oficio 352-A-017 con fecha del 28 de febrero de 2019, se respondió que *“esta Unidad Administrativa no tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición correspondientes a dicha Área Contractual, siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita esa Comisión relacionado con esta propuesta”*, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a algunas consideraciones como: 1) *“De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los Lineamientos, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos”*. 2) *“Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los Lineamientos”*.

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y el Punto de Medición propuestos por el Contratista cumplen con lo establecido en los LTMMH, es decir, es posible llevar a cabo la medición y determinación del volumen y calidad de cada tipo de Hidrocarburo del

Área Contractual, en términos del presente análisis técnico y la evaluación de los Mecanismos de Medición correspondiente.

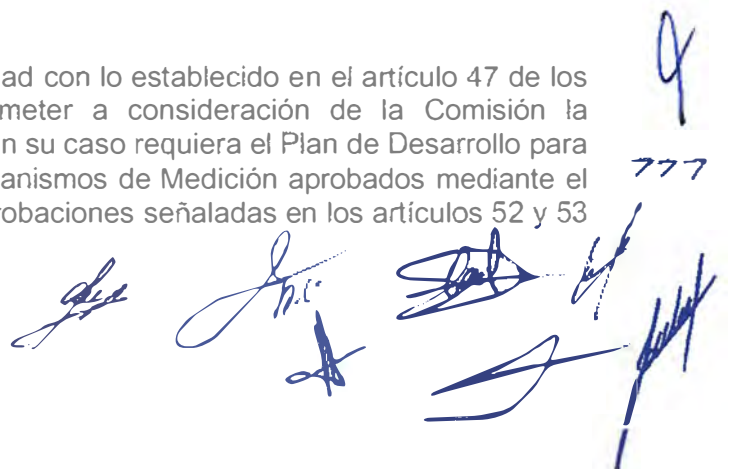
### 3. Obligaciones:

1. El Contratista tiene la obligación de dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el Plan de Desarrollo por esta Comisión a través de los programas manifestados y de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen,
2. Se obliga a dar aviso a esta Comisión - DGM cuando se finalice con cada una de las actividades relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas por el Contratista en el Plan de Desarrollo.
3. Dar aviso a la Comisión de la entrada en vigor de la etapa II de los Sistemas de Medición Fiscal programados en el presente Plan.
4. Dar aviso a la Comisión previo a la entrada en operación de los Sistemas de Medición que son parte de la propuesta del manejo de los hidrocarburos desde el Pozo hasta el Punto de Medición, conforme al artículo 48 de los LTMMH.
5. Los volúmenes y calidades del Petróleo y Gas Natural a medir deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los LTMMH y normatividad vigente.
6. Proporcionar el balance de los autoconsumos y características de los equipos generadores de autoconsumos, así como de los equipos que bombean y miden el agua.
7. El Contratista deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en el Punto de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH.
8. El Contratista deberá informar a la Comisión sobre los resultados del proyecto de Sistema Cerrado de Bombeo Neumático que licitó para el estudio conceptual de la factibilidad económica de la ejecución de dicho proyecto, así como en caso de ser favorable un cronograma de calendarizado de actividades.

El Contratista deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así como de lo establecido en el Dictamen.

Así mismo es necesario que el Contratista cuente con información actualizada sobre el implemento de los mecanismos de medición, cumplimiento de los programas calendarizados, procedimientos, presupuestos de incertidumbre del volumen medido estimado sobre el volumen a condiciones de referencia, monitoreo y transmisión de los datos en tiempo real y cada una de las variables asociadas a los Sistemas de Medición de cada una de las mediciones propuestas (operacionales transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.

Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los Lineamientos Técnicos, el Operador deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el presente Dictamen, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados Lineamientos.



Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'g' at the top right, the number '777', and several illegible signatures below.

## **l) Comercialización de Hidrocarburos**

Para el manejo y disposición de los Hidrocarburos, el Contratista señaló el proceso involucrado en la Batería de Separación Mora, instalación en la cual se separa la mezcla de Hidrocarburos que proviene de los pozos productores del campo Mora, lo anterior, a fin de cubrir los requerimientos de separación y posterior envío de la molécula a los centros de proceso.

En la Batería de Separación Mora, se tienen cuatro (4) etapas: Recolección, Separación, Rectificación y Medición de pozos.

Una vez que el Hidrocarburo ha pasado por estas etapas, se envía al Complejo de Producción Cárdenas Norte. Aunque esta instalación no pertenece al consorcio y es operada por Pemex, forma parte del proceso por el cual se recibe en la Batería de Separación Cárdenas Norte, la producción de crudo proveniente de la estación Mora, de ocho (8) pozos del Campo Cárdenas, la corriente de pozos de los Campos Yagual, Pareto, Chinchorro y otros del APIBS03, en un cabezal conformado por tuberías de proceso.

La Batería de Separación Cárdenas Norte cuenta con dos Tanques de Almacenamiento (TV-1 y TV-2), que reciben el aceite proveniente de los separadores horizontales, para posteriormente ser bombeado hacia la C.A.B Cactus; cuando éste no puede ser bombeado al oleoducto de envío hacia la C.A.B Cactus; existen 2 motobombas de trasiego, una para enviar con un porcentaje mínimo de líquidos a la C.A.B Cactus y la otra, para enviar el agua congénita al pozo Paredón-11, producto de la separación por gravedad del líquido contenido en los tanques.

Los condensados que se recuperan en el proceso de separación y rectificación de la Batería Mora son incorporados al flujo de aceite producto de la separación y posteriormente, enviados vía oleoducto a la Batería Cárdenas Norte. En el caso de los condensados que podrían producirse por efecto de tratamiento en la Batería Cárdenas Norte, estos serán igualmente incorporados a la corriente de aceite.

En virtud de lo anterior, el Gas se enviará hasta el C.P.G Cactus y el Aceite hacia el C.P Palomas, ambas instalaciones de Pemex, en las cuales se dispondrá de estos para su comercialización

## **m) Programa Aprovechamiento del Gas Natural**

El Contratista, en cumplimiento al inciso (iii) de la Cláusula 4.2 del Contrato, y de acuerdo a lo establecido en los artículos 5, 10, 11, 13, 14, y 22 de las Disposiciones de aprovechamiento de gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos (en adelante, Disposiciones de aprovechamiento de gas) presentó el Programa de Aprovechamiento de Gas asociado al Plan de Desarrollo, dentro del cual detalla que no se tienen contemplado ni venteo, ni quema de gas durante el periodo de trabajo, así como menciona que el gas producido asociado de los campos Cárdenas y Mora, se comercializa debido a su alto poder calórico, el cual es enviado a través de los gasoductos hacia el Complejo Cactus.

De conformidad con las Disposiciones de aprovechamiento del gas, en la cual se establece la meta del 98% para campos en extracción, el Área Contractual Cárdenas Mora cumple con esta disposición derivado a que el proceso actual no tiene contemplado ni venteo, ni quema de gas, ni autoconsumo, bombeo neumático ni conservación durante el periodo del trabajo. El gas asociado producido es comercializado en su totalidad (Transferencia).



Para poder cumplir con la meta estipulada del 98%, no será necesario realizar nuevas inversiones por parte del Contratista, derivado a que la capacidad instalada de tratamiento y transporte tanto en el campo Mora como en el Campo Cárdenas excede los volúmenes de gas a producir durante el Plan de Desarrollo.

El acuerdo de operación conjunta (AOC) permite o estipula la posibilidad de vender la producción de hidrocarburos a PEP (Pemex Exploración y Producción) que está usando y seguirá siendo utilizada mientras no se encuentre un comprador que oferte un valor económico superior por el gas producido.

En la fecha de entrega del Plan de Desarrollo (sexto mes del plan Provisional) e inicio del Plan de Desarrollo se está realizando un estudio conceptual y posteriormente un estudio de ingeniería de detalle para decidir la posibilidad si económicamente es factible de que parte del gas de Transferencia pueda ser aprovechado, además en Bombeo neumático y Autoconsumo.

Petrolera Cárdenas Mora propone que, la meta de Máximo Aprovechamiento de Gas (MAG) para el año 2019 sea del 98% (enero-diciembre), en función de que existe en la actualidad instalaciones e infraestructura requerida, que permitan la transferencia en su totalidad.

En la Tabla 19, Tabla 20 y Tabla 21 se muestra el Programa de Aprovechamiento de Gas de manera mensual para los años 2019, 2020 y 2021 y posteriormente, en las Tablas 22 y Tabla 23 se observará el Programa de Aprovechamiento de Gas de forma anual a partir del año 2022 hasta la vigencia del Plan de Desarrollo, es decir el año 2043.

Año 2019													
Programa de Gas (MMPCD)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
Producción de gas	12.8	12.7	14	14.3	14.1	15.5	17.8	18.9	18.7	19.6	21.3	21.1	16.74
Autoconsumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo Neumático	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conservación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transferencia	12.8	12.7	14	14.3	14.1	15.5	17.8	18.9	18.7	19.6	21.3	21.1	16.74
Gas Natural no Aprovechado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
% de Aprovechamiento Mes	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
% de Aprovechamiento Año	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%

Tabla 19. Programa de aprovechamiento de gas 2019 (Fuente: PCM/CNH)

Año 2020													
Programa de Gas (MMPCD)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
Producción de gas	20.9	20.7	22.2	22	21.7	21.5	21.3	21	20.8	20.6	20.3	20.1	21.08
Autoconsumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo Neumático	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conservación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transferencia	20.9	20.7	22.2	22	21.7	21.5	21.3	21	20.8	20.6	20.3	20.1	21.08
Gas Natural no Aprovechado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
% de Aprovechamiento Mes	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
% de Aprovechamiento Año	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%

Tabla 20. Programa de aprovechamiento de gas 2020 (Fuente: PCM/CNH)

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

Año 2021													
Programa de Gas (MMPCD)	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
Producción de gas	19.9	19.7	19.5	19.3	19.1	18.9	18.7	18.5	18.3	18.1	17.9	17.7	18.77
Autoconsumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo Neumático	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conservación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transferencia	19.9	19.7	19.5	19.3	19.1	18.9	18.7	18.5	18.3	18.1	17.9	17.7	18.77
Gas Natural no Aprovechado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
% de Aprovechamiento Mes	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
% de Aprovechamiento Año	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%

Tabla 21 Programa de aprovechamiento de gas 2021 (Fuente: PCM/CNH)

Período 2022 - 2032												
Programa de Gas (MMPCD)	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
Producción de gas	197.98	174.24	153.36	135.52	119.75	105.97	93.9	83.31	74.02	65.86	58.68	
Autoconsumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Bombeo Neumático	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Conservación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Transferencia	197.98	174.24	153.36	135.52	119.75	105.97	93.9	83.31	74.02	65.86	58.68	
Gas Natural no Aprovechado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
% de Aprovechamiento	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	

Tabla 22 Programa de aprovechamiento de gas asociado de año 2022 al 2032 (Fuente: PCM/CNH)

Período 2033 - 2043											
Programa de Gas (MMPCD)	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Producción de gas	52.36	46.78	41.86	37.51	33.66	30.25	27.22	24.53	22.14	20.02	3.15
Autoconsumo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bombeo Neumático	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Conservación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transferencia	52.36	46.78	41.86	37.51	33.66	30.25	27.22	24.53	22.14	20.02	3.15
Gas Natural no Aprovechado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
% de Aprovechamiento	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%

Tabla 23. Programa de aprovechamiento de gas asociado de año 2033 al 2043 (Fuente: PCM/CNH)

Así mismo, el Contratista propone la máxima relación gas-aceite, la cual presenta en el Plan de desarrollo y plasma el hecho de que se definió a través del análisis de curva de oferta de productividad del Pozo Cárdenas 112, debido a que es el único pozo fluuyente del campo, el cual tiene una producción promedio de 1,200 bpd y opera con una RGA mínima de 400 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. Por lo que la RGA máxima en la que producirá el Área Contractual es la siguiente:

Contrato	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
	Máxima
Cárdenas Mora	900

Tabla 24. Máxima RGA (Fuente: PCM/CNH)

## n) Cumplimiento contractual

### 1. Área de Extracción

De conformidad con la Cláusula 4.2 "Plan de Desarrollo", el dicho Plan deberá de contemplar la totalidad del Área de Desarrollo. Asimismo, dado que el Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018 es un Contrato para la Extracción de Hidrocarburos, y de conformidad con el numeral II de los Criterios para determinar el Área de Extracción asociada a Áreas Contractuales y de Asignación, publicado mediante Acuerdo CNH.E.35.002/2018 del 14 de junio de 2018, se entenderá que el Área de Extracción corresponde con la totalidad del Area Contractual, misma que es de 103.999 km<sup>2</sup> para Cárdenas y de 64.147 km<sup>2</sup> para Mora, de acuerdo con el Anexo 1 del Contrato.

### 2. Plazo para Presentación del Plan

Las Cláusula 4.2 del Contrato señala lo siguiente:

**"4.2 Plan de Desarrollo.** El Contratista tendrá la obligación de presentar un Plan de Desarrollo dentro de los ciento ochenta (180) Días siguientes a la Fecha Efectiva, para dar continuidad a las actividades de Extracción previstas en el Programa Provisional ..."

Derivado de lo anterior, el Contratista ingresó el Plan de Desarrollo para la Extracción el día 31 de agosto de 2018.

### 3. Programa Mínimo de Trabajo

De conformidad con los numerales 1 y 2 del Anexo 5 "Programa mínimo de Trabajo", el monto de las Unidades de Trabajo (UT) comprometidas como Programa Mínimo de Trabajo (PMT) es de 7,844 UT, mismas que deberán ejecutarse conforme a los numerales 6 y 7 del mismo Anexo, los cuales indican:

*"6. A fin de acreditar el cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo, el Contratista deberá incluir el programa y la descripción de las actividades relacionadas al Programa Mínimo de Trabajo en el Plan de Desarrollo que, en su caso, aprobará la Comisión.*

*7. El Contratista deberá acreditar el cumplimiento del Programa Mínimo de Trabajo con actividades realizadas dentro de los primeros 2 años del Plan de Desarrollo..."*

Así mismo el Contratista podrá considerar como Unidades de Trabajo aquellas actividades que se realicen entre el periodo comprendido entre la suscripción del Contrato y la aprobación de los respectivos Planes, siempre y cuando se tenga lo siguiente:

- Que se encuentren consideradas como Unidades de Trabajo para efectos del Contrato respectivo,
- Que en su momento sean consideradas por los Contratistas en el Plan o Programa correspondiente,
- Que sean aprobadas por la Comisión como parte del Plan o Programa correspondiente,  
y

777

- Que cuenten con los permisos, autorizaciones, avisos y demás actos necesarios para llevar a cabo las citadas actividades conforme a la normatividad aplicable.

Lo anterior de acuerdo con el considerando séptimo, fracción IV, numeral 2 de la Resolución CNH.E.08.001/2017, aprobada mediante Órgano de Gobierno de esta Comisión el 14 de marzo de 2017. Derivado de lo anterior y para dar cumplimiento al PMT, el Contratista plantea dentro de su Plan de Desarrollo dos propuestas con las siguientes actividades:

1. El Contratista propone acreditar UT mediante las actividades físicas que se contemplaron en el Programa Provisional y con las actividades a realizar durante los primeros dos años del Plan de Desarrollo con las cuales se contempla obtener 16,252 UT, con lo cual se rebasaría el Programa Mínimo de Trabajo, establecido en el Anexo 5 del Contrato, mismo que se muestra en la Tabla 25.
- 2.

Tipo de Actividad	Actividad	Sub-Actividad	Unidad de medida	Unidad de trabajo	Cantidad en Plan Provisional	Cantidad en 1er año	Cantidad en 2do año	Monto de unidades en Plan Provisional	Monto de unidades 1er año	Monto de unidades 2do año
Reparaciones a pozos	Reparación mayor con equipo	RMA ST	Por operación	600	0	4	0	0	2400	0
	Reparación mayor con equipo	RMA C/E	Por actividad	600	0	4	0	0	2400	0
	Reparación mayor sin equipo	Estimulación	Por actividad	100	0	15	24	0	1500	2400
	Reparación menor sin equipo	Limpieza circulada	Por actividad	30	64	27	36	1920	810	1080
	Reparación menor sin equipo	Limpieza con TF	Por actividad	30	3	8	9	90	240	270
	Reparación menor sin equipo	Cambio TF Colocada	Por actividad	30	0	3	1	0	90	30
	Reparación menor sin equipo	T Puncher	Por actividad	30	0	7	7	0	210	210
	Reparación menor sin equipo	Inyección de químicos a pozo	Por actividad	30	0	22	22	0	660	660
Modelo de vaciamiento	Modelo estático	Modelo estático	Modelo por campo	500	0	2	0	0	0	1000
Estudios	Estudios de núcleos	Toma de núcleos	Unitario	25	0	2	0	0	50	0
	Toma de información	Toma de información	Unitario	4	18	19	21	72	76	84
Sub-Total								2,082	8,436	5,734
Total								16,252		

Tabla 25. Actividades Físicas y Unidades de Trabajo  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

3. El Contratista tiene contemplado que, si las actividades del Programa Provisional no son consideradas, con las actividades contempladas para los dos primeros años del Plan de Desarrollo, se cumple con el compromiso de UT que forman parte del Programa Mínimo de Trabajo como se muestra en la Tabla 26.

Tipo de Actividad	Actividad	Sub-Actividad	Unidad de medida	Unidad de trabajo	Cantidad en 1er año	Cantidad en 2do año	Monto de unidades 1er año	Monto de unidades 2do año
Reparaciones a pozos	Reparación mayor sin equipo	Estimulación	Por actividad	100	12	19	1200	1900
	Reparación menor sin equipo	Limpieza circulada	Por actividad	30	24	30	720	900
	Reparación menor sin equipo	Limpieza con TF	Por actividad	30	6	4	180	120
	Reparación menor sin equipo	Cambio TF Colgada	Por actividad	30	1	0	30	0
	Reparación menor sin equipo	T Puncher	Por actividad	30	4	7	120	210
	Reparación menor sin equipo	Inyección de químicos a pozo	Por actividad	30	22	22	660	660
Modelo de yacimiento	Modelo estático	Modelo estatico	Modelo por campo	500	0	2	0	1000
Estudios	Toma de información	Toma de información	Unitario	4	17	19	68	76
Sub-Total							2,978	4,866
Total							7,844	

Tabla 26. Actividades Físicas y Unidades de Trabajo  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

Así mismo, en el Plan de Desarrollo, se contempla un cronograma tentativo para los primeros dos años como se muestra en la Tabla 27, en donde se observa la ejecución de las actividades para dar cumplimiento a las UT comprometidas.

ACTIVIDAD	Año 1											
	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12
RMA ST			1.00			1.00			1.00			1.00
RMA C/E			1.00		1.00		1.00		1.00			
Estimulación	1.00	2.00	1.00	1.00	1.00	2.00	1.00	1.00	1.00	2.00	1.00	1.00
Limpieza circulada	3.00	2.00	2.00	2.00	3.00	2.00	2.00	2.00	3.00	2.00	2.00	2.00
Limpieza con TF		1.00		1.00	1.00	1.00		1.00	1.00	1.00		1.00
Cambio TF Colgada				1.00			1.00			1.00		
T. Puncher	1.00	1.00		1.00		1.00		1.00		1.00		1.00
Inyección de químicos a pozo	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83
Modelo estático												
Toma de núcleos			1.00						1.00			
Toma de información	2.00	2.00	1.00	2.00	1.00	2.00	1.00	2.00	1.00	2.00	1.00	2.00

ACTIVIDAD	Año 2											
	Mes 13	Mes 14	Mes 15	Mes 16	Mes 17	Mes 18	Mes 19	Mes 20	Mes 21	Mes 22	Mes 23	Mes 24
RMA ST												
RMA C/E												
Estimulación	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00	2.00
Limpieza circulada	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Limpieza con TF		1.00		1.00		1.00		1.00		1.00		1.00
Cambio TF Colgada			1.00									
T. Puncher	1.00	1.00		1.00	1.00		1.00		1.00		1.00	
Inyección de químicos a pozo	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83	1.83
Modelo estático											1.00	1.00
Toma de núcleos												
Toma de información	2.00	2.00	2.00	1.00	2.00	2.00	1.00	2.00	2.00	1.00	2.00	2.00

Tabla 27. Cronograma Tentativo de Actividad Física, para acreditar las UT  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

El Contratista manifiesta que las actividades que se mencionan en las Tablas 25 a 27 son enunciativas más no limitativas, éstas estarán sujetas a disponibilidad, aspectos y estudios técnicos-económicos, siempre respetando que en los dos años se ejecutará el monto mínimo de 7,844 Unidades de Trabajo del Programa Mínimo de Trabajo, de acuerdo con las actividades que forman parte del numeral 9 del Anexo 5 del Contrato.

Derivado de lo anterior, las actividades presentadas por el Contratista como parte del Plan de Desarrollo cumplen con la cantidad de UT comprometidas como parte del PMT. Su realización se proyecta dentro de los dos primeros años del Plan de Desarrollo.

#### 4. Actividades Físicas y Cronograma

El Plan de Desarrollo para la Extracción considera actividades para los siguientes 24 años, lo cual se encuentra dentro de la vigencia del Contrato. El Contratista tiene considerado realizar las siguientes actividades físicas de acuerdo con la Tabla 28 durante la vigencia del Contrato.

Actividad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
RMA ST	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RMA C/E	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Estimulación	15	24	24	21	20	21	20	20	20	14	17
Limpieza circulada	27	36	39	36	38	37	38	37	38	37	38
Limpieza TF	8	9	7	8	8	9	8	9	8	9	8
Mantenimiento de TF colgada	0	0	6	1	6	1	0	0	6	1	6
Cambio TF Colgada	3	1	0	1	0	0	6	1	0	0	0
Toma de Información	19	21	20	21	21	21	21	21	21	21	21
Caracterización de fluidos	17	10	10	10	12	12	12	12	12	12	12
Núcleos	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
T. puncher	7	7	6	8	0	0	0	0	0	0	0
Iny. Quim	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22

Actividad	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	Total
RMA ST	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
RMA C/E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
Estimulación	11	15	9	15	8	13	6	14	7	9	5	3	0	331
Limpieza circulada	37	37	35	37	33	33	30	30	26	25	25	21	19	789
Limpieza TF	9	7	9	7	9	5	8	4	0	0	1	1	1	152
Mantenimiento de TF colgada	1	0	0	6	1	6	1	0	0	5	1	4	1	53
Cambio TF Colgada	0	6	1	0	0	0	5	0	2	0	0	0	0	26
Toma de Información	21	21	21	21	22	18	19	16	0	0	2	1	1	391
Caracterización de fluidos	12	12	12	12	12	7	7	6	0	2	3	0	0	216
Núcleos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
T. puncher	0	0	0	0	0	2	0	0	2	0	0	0	0	32
Iny. Quim	22	21	21	21	20	18	18	17	14	13	13	10	10	460

Tabla 28. Cronograma Tentativo de Actividad Física para el Plan de Desarrollo. (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large '9' and '777'.

## 5. Actividades ejecutadas

En relación con la Cláusula 4.1 "Programa Provisional", dicho programa se aprobó mediante Resolución CNH.E.11.001/18 del 1° de marzo de 2018, el cual contempla actividades que permiten dar continuidad operativa a las actividades de Extracción durante el primer Año a partir de la Fecha Efectiva.

De acuerdo con los reportes mensuales presentados por el Contratista, a enero de 2019 se han realizado las siguientes actividades:

Actividad	Sub_actividad	Tarea	Programa Provisional											Total
			mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jui-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	
Producción	Pruebas de Producción	Cromatografías en Mora	0	4	6	8	8	6	6	10	10	9	5	72
		Cromatografías en Cardenas	0	8	11	10	11	9	10	17	15	6	15	112
		Análisis de porcentaje de aceite, agua y sedimento, salinidad en agua.	0	0	23	0	19	15	16	20	22	15	20	150
		Toma de información en Pozos (Presión Temperatura)	0	0	3	1	1	2	2	2	1	1	0	13
		Medición de pozos	0	0	2	8	8	7	8	8	8	14	7	70
	Operación de Instalaciones de Producción	Estudio de Integridad de Pozos	0	0	14	12	4	2	0	0	0	1	0	33
		Calibración a unidades de medición	0	0	0	4	0	0	4	0	0	4	0	12
	Intervención de Pozos	Limpiezas químicas	0	0	0	2	0	1	4	4	1	3	0	15
		Limpieza química a Pozo con tubería flexible	0	0	0	0	0	0	0	1	2	1	0	4

Tabla 29. Actividades Físicas reportadas dentro de los reportes mensuales  
(Fuente: Comisión con datos del Contratista)

De las Actividades ejecutadas que se muestran en la tabla anterior, algunas de ellas fueron consideradas por el Contratista como parte del PMT, como se describió anteriormente.

## 6. Uso Compartido de infraestructura

El numeral 2.1 del Anexo 10 del Contrato establece que, como parte de la presentación del Plan de Desarrollo, en caso de que en éste se prevea la construcción de nueva infraestructura de Recolección, desplazamiento y logística de Hidrocarburos sin procesar, fuera del Área Contractual, el Operador tendrá la obligación de llevar a cabo un análisis de mercado a fin de detectar las posibles necesidades de capacidad adicional de la infraestructura proyectada.

Al respecto de lo anterior, en el Plan de Desarrollo para la Extracción no se contempla la construcción de infraestructura que actualice el supuesto establecido en el citado numeral 2.1 del Anexo 10 del Contrato.

Por otra parte, el Contratista destaca dentro del Plan de Desarrollo, que no se comparte infraestructura con otras Áreas Contractuales o Asignaciones; sin embargo, la batería y compresoras Cárdenas Norte, se encuentran dentro del polígono contractual, pero no son parte del Contrato y por lo tanto no son operadas por Petrolera Cárdenas Mora.

Sin embargo, el Contratista menciona que el pozo Chipilin 3, el cual no forman parte del Contrato, se encuentra fluyendo hacia la batería Mora (parte del Contrato), al respecto el Contratista deberá observar lo establecido en el Anexo 10 del Contrato.

## 7. Abandono

La Cláusula 16. Abandono y Entrega del Área Contractual, enuncia lo siguiente:

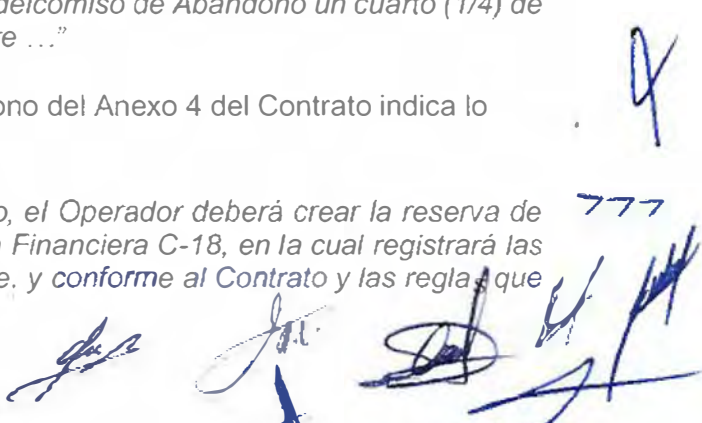
*“... **16.1 Requerimientos del Programa.** El Contratista estará obligado a llevar a cabo todas las operaciones relacionadas con el Abandono del Área Contractual. El Plan de Desarrollo presentado para la aprobación de la CNH, así como los programas de trabajo y presupuestos indicativos deberán contener una sección relacionada con el Abandono, la cual deberá incluir todas las actividades necesarias para el taponamiento definitivo de Pozos, restauración, remediación y, en su caso: (i) compensación ambiental del Área Contractual; (ii) desinstalación de maquinaria y equipo, y (iii) entrega ordenada y libre de escombros y desperdicios del Área Contractual. Dichas actividades deberán realizarse conforme a las Mejores Prácticas de la Industria, al Sistema de Administración y a la Normatividad Aplicable....”*

*... **16.3 Fideicomiso de Abandono.** Una vez aprobado el Plan de Desarrollo por la CNH, el Contratista deberá abrir un fideicomiso de inversión (el “Fideicomiso de Abandono”). en una institución bancaria mexicana de reconocida reputación y solvencia, elegida por el Contratista con la opinión favorable de la CNH....”*

*... **16.4 Fondeo del Fideicomiso de Abandono.** Una vez aprobado el Plan de Desarrollo por la CNH el Contratista deberá depositar al Fideicomiso de Abandono un cuarto (1/4) de la Aportación Anual al término de cada Trimestre ...”*

Por otra parte, la Sección VI. De la Reserva de Abandono del Anexo 4 del Contrato indica lo siguiente:

*“...1.11 Conforme a lo dispuesto en el Contrato, el Operador deberá crear la reserva de Abandono conforme a la Norma de Información Financiera C-18, en la cual registrará las provisiones y reservas de Abandono que realice, y conforme al Contrato y las reglas que*





para tal efecto emitan la CNH y la Agencia. Para tal efecto, el Operador deberá constituir el Fideicomiso de Abandono.

1.12 ... Cada Período, el Operador aportará a dicho fideicomiso los recursos para el fondeo en las operaciones de Abandono en el Área Contractual conforme se establece en el Contrato ...”

En atención a la Cláusula 16.1, el Contratista ha incluido en el Plan de Desarrollo una sección relacionada con el abandono, en la cual describe las actividades para el abandono de pozos, ductos e instalaciones, desinstalación de maquinaria y equipo, y entrega del Área Contractual

Así mismo, el Contratista indica que el costo total de abandono asociado a los 35 Pozos y los materiales existentes dentro del Área Contractual declarados como útiles, corresponde aproximadamente a 32.04 MMUSD.

Respecto de los montos anuales correspondientes a las aportaciones anuales al Fideicomiso de Abandono, deberán ser determinadas de conformidad con la Cláusula 16.4 del Contrato. Así mismo, tanto el costo total de abandono como las aportaciones podrán ser actualizadas por el Contratista una vez se actualice el Inventario de Activos que forma parte del Contrato.

#### 8. Inventario de Activos:

El Anexo 9 del Contrato “Inventario de Activos” considera un total de 40 pozos, 22 líneas de descarga, 9 ductos, 4 líneas de bombeo neumático y 2 instalaciones. El mismo anexo establece lo siguiente:

*“El presente inventario de Pozos y Materiales podrá ser actualizado por la CNH conforme a lo documentado por el Contratista durante la Etapa de Transición de Arranque.*

*Al concluir dicha etapa, este inventario enlistará los Pozos y Materiales determinados útiles para las Actividades Petroleras”.*

De conformidad con el inciso b) de la Cláusula 3.3 del Contrato, el pasado 29 de noviembre de 2018 mediante escrito no. OE-PCM-077-11-18, el Contratista entregó a la Comisión la documentación de la utilidad de los Pozos y Materiales del Área Contractual, en donde informa que le son de utilidad 38 pozos, de los cuales 35 forman parte del Anexo 9 del Contrato, mientras que 3 pozos declarados como útiles no se encuentran en dicho Anexo 9. Estos 3 pozos adicionales se enlistan en la Tabla 30.

Pozo
Cárdenas 122
Cárdenas 308
Cárdenas 338

Tabla 30. Pozos documentados útiles que no forman parte del Anexo 9, Cárdenas Mora. (Fuente: Comisión con datos del Contratista)

Así mismo el Plan de Desarrollo presentado por el Contratista, contempla actividades sobre un total de 35 pozos, mismas que no consideran los 3 adicionales antes mencionados. Al respecto, se comenta que, si el Contratista desea posteriormente realizar actividades en dichos pozos, estas estarán sujetas a su incorporación en el Inventario de Activos del Contrato.

## V. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la extracción y métricas de evaluación de la modificación al Plan

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación del Plan de Desarrollo, a continuación, en la Tablas 31 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme al artículo 12, fracción II de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el Artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos y Artículo 33, fracciones IV y VI de los Lineamientos:

Característica	Tiempo de perforación de un pozo	Tiempo de reparaciones en pozo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de perforación de un pozo real con respecto al programado	Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de las reparaciones en pozo con respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$TP = \left( \frac{TP_{real} - TP_{plan}}{TP_{plan}} \right) * 100$	$DGO = \left( \frac{GO_{real} - GO_{plan}}{GO_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación – terminación de un pozo	Al finalizar la reparación – terminación de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación – terminación de un pozo	Al finalizar la reparación – terminación de un pozo

Característica	Tasa de éxito de reparaciones	Reparaciones Mayores
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de reparaciones exitosas con respecto al número total de reparaciones hechas. El éxito se considera cuando existe optimización de la producción en el pozo.	Porcentaje de la diferencia entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año.
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TER = \left( \frac{\text{Reparaciones exitosas}}{\text{Total de reparaciones}} \right) * 100$	$DRMA = \left( \frac{RM_{real} - RM_{plan}}{RM_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la reparación y prueba de un pozo	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la reparación y prueba de un pozo	Trimestral

Característica	Pozos perforados	Terminación de pozos
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre los pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año.	Porcentaje de la diferencia entre los pozos terminados en el año respecto a los programados en el año.
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPP = \left( \frac{PP_{real} - PP_{plan}}{PP_{plan}} \right) * 100$	$DTP = \left( \frac{TP_{real} - TP_{plan}}{TP_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Trimestral

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

*[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'Q' and '777']*

Característica	Factor de recuperación	Productividad
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Barriles por día (bd)
Fórmula o descripción del indicador	$DFR = \left( \frac{FR_{real} - FR_{plan}}{FR_{plan}} \right) * 100$	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual

Característica	Contenido Nacional	Aprovechamiento de Gas Natural
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DCN = \left( \frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} \right) * 100$	$DAGN = \left( \frac{AGN_{real} - AGN_{plan}}{AGN_{plan}} \right) * 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual

Tablas 31.- Indicadores clave de desempeño previstos para el Plan de Desarrollo (fuente: PCM)

Conforme al análisis de las actividades que se contemplan en el Plan, la Comisión determinó los siguientes indicadores de desempeño para la revisión de la eficiencia operativa.

**Seguimiento del Plan:** Con base en el artículo 7 fracción II y III de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Contratista en el Área Contractual, con el fin de verificar que el proyecto que este último lleve a cabo, esté de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento al Plan.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 32.

Actividad Física	Total actividades programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Apertura de ventanas (sidetrack)	4		
Cambio de aparejo con equipo	4		
Estimulaciones	331		
Limpiezas	941		
Mantenimiento TF colgada	53		
Cambio TF colgada	26		
Toma de información	391		
Caracterización de fluidos	216		
Núcleos	2		
Tubing puncher	32		
Inyección de químicos	460		
<b>Infraestructura</b>			
Red de bombeo neumático Cárdenas y Mora	2		
Rehabilitación de caminos	Anual		
<b>Abandono</b>			
Fondeo del fideicomiso de abandono	Anual		
Abandono de pozos	2		

Tabla 32 Indicador de desempeño de las actividades ejercidas (Fuente: Comisión).

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 33.

Actividad	Sub-Actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	General	10.30		
	Intervención de Pozos	55.27		
	Construcción Instalaciones	21.50		
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	1.75		
Producción	General	108.50		
	Pruebas de Producción	10.84		
	Construcción Instalaciones	7.85		
	Intervención de Pozos	225.52		
	Operación de Instalaciones de Producción	276.10		
	Ductos	37.75		
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	20.35		
Abandono	General	1.15		
	Desmantelamiento de Instalaciones	30.89		

Tabla 33 Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera. (Fuente: Comisión).

iii) Las actividades Planeadas por el Contratista están encaminadas al incremento de la producción en la Contratista, mismo que está condicionado al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivada de ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 34.

Fluido	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Producción de aceite programada (Mbd)	7.82	9.62	8.57	7.55	6.66	5.89	5.21	4.61	4.09	3.63	3.23	2.88
Producción de aceite real (bd)												
Porcentaje de desviación												
Producción de gas programada (MMpcd)	16.74	21.09	18.77	16.50	14.52	12.80	11.29	9.98	8.83	7.82	6.94	6.17
Producción de gas real (mmpcd)												
Porcentaje de desviación												

Fluido	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Producción de aceite programada (Mbd)	2.57	2.30	2.05	1.84	1.65	1.48	1.33	1.20	1.09	0.98	0.89	0.81	0.73
Producción de aceite real (bd)													
Porcentaje de desviación													
Producción de gas programada (MMpcd)	5.49	4.89	4.36	3.90	3.49	3.13	2.80	2.52	2.27	2.04	1.85	1.67	1.51
Producción de gas real (mmpcd)													
Porcentaje de desviación													

Tabla 34. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción programada (Fuente: Comisión)

## VI. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato (Área Contractual Cárdenas Mora), sin perjuicio de la obligación del Operador 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 Plan de Desarrollo.

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico para la aprobación correspondiente al Plan de Desarrollo correspondiente al Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018 para la Extracción de Hidrocarburos, Área Contractual Cárdenas Mora, sin perjuicio de la obligación de parte del Operador 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 de Desarrollo.

Fue solicitada a la Agencia su opinión respecto del Sistema de Administración de Riesgos asociado al Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente del Contrato en comento mediante Oficios 250.505/2018 (10 septiembre 2018) y 250.774/2018 (7 diciembre 2018).

Sin embargo, en relación con el Sistema de Administración de Riesgos y mediante Oficio No. ASEA/UGI/DGGEERC/0238/2018 de fecha 7 de marzo de 2018, la Agencia resolvió como Autorizado el Sistema de Administración de la Empresa Petrolera Cárdenas Mora S.A.P.I. de C.V., a implementar en el Proyecto denominado Área Contractual Cárdenas Mora.

El 13 de febrero de 2018, la Agencia asignó la Clave Única de Registro del Regulado (CURR): ASEA-PEC18003C al Operador e hizo entrega de la Constancia de Registro de la Conformación de su Sistema de Administración, notificándolo con fecha de 15 del mismo mes y año.

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

Asimismo, dicho Criterio de Interpretación Administrativa reconoce que el artículo 13 de los Lineamientos, procura materializar el procedimiento de evaluación y aprobación con base en un esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la LORCME, sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por otras Autoridades competentes en materia de Hidrocarburos.

## VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico para la aprobación correspondiente al Plan de Desarrollo correspondiente al Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018 para la Extracción de Hidrocarburos Área Contractual Cárdenas Mora, sin perjuicio de la obligación de parte 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 Plan de Desarrollo propuesto.

Por lo que hace al cumplimiento de los programas asociados a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, respecto al Programa de Capacitación y Transferencia Tecnológica (solicitada mediante Oficios 250.503/2018 del 10 de septiembre de 2018 y 250.772/2018 del 7 de diciembre de 2018), esta Comisión advierte que aún no cuenta con la opinión favorable que al efecto corresponde emitir en el ámbito de sus atribuciones a la Secretaría de Economía de dichos programas, motivo por el cual una vez que, en su caso, esa autoridad emita la opinión en sentido favorable, se tendrán por aprobados los programas y formarán parte del Plan de Desarrollo y del Contrato.

Por otra parte, esta Comisión deja de manifiesto que en el supuesto de que la Secretaría de Economía emita una opinión en sentido no favorable dichos programas, el Contratista estará obligado a presentar una modificación al Plan de Desarrollo en términos de lo dispuesto en el artículo 40 de los Lineamientos, lo anterior a fin de dar cumplimiento a la Cláusula 20.5 del Contrato, relativo a las obligaciones en materia del Programa de Capacitación y Transferencia Tecnológica.

Así también respecto al porcentaje de Contenido Nacional (solicitada mediante Oficios 250.504/2018 del 10 de septiembre de 2018 y 250.773/2018 del 7 de diciembre de 2018), se obtuvo respuesta por parte de la Secretaría de Economía, mediante Oficio UCN.430.2018.390 recibido en la Comisión el 15 de octubre de 2018, mediante la cual la Secretaría de Economía emitió opinión no suficiente respecto al programa de cumplimiento en materia de Contenido Nacional.

Cabe mencionar que esta Comisión advierte que aún no cuenta con la opinión favorable respecto de los programas de Contenido Nacional así como de Capacitación y Transferencia Tecnológica, por lo que en el supuesto de que la Secretaría de Economía emita una opinión en sentido no favorable a dicho programa, el Operador estará obligado a presentar una modificación al Plan de Desarrollo en términos de lo dispuesto en el artículo 40 de los Lineamientos, lo anterior a fin de dar cumplimiento a la Cláusula 17.3 del Contrato, relativo a las obligaciones en materia del Contenido Nacional.

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

Lo anterior, a efecto de cumplir con lo estipulado en las Cláusulas 17.3 y 17.5 del Contrato.

## VIII. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la solicitud de aprobación del Plan de desarrollo presentado por el Contratista de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 6, 7, 8, fracción II, 11, 19, 20 y 25, de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece la Cláusula 4.2 del Contrato y permiten determinar que no se presenta ninguno de los supuestos que establece la Cláusula 4.3 de dicho Contrato.

Sobre el particular, del análisis técnico realizado, se advierte que el Plan de Desarrollo propuesto por el Operador cumplen con la normativa aplicable, conforme a lo siguiente:

1. Fueron elaborados de conformidad con las bases y criterios establecidos en los artículos 7, fracciones I, II, III, IV, VI y VII, y 8, fracción II, 11 de los Lineamientos; y en atención a las Mejores Prácticas de la Industria, en términos de las Cláusulas, 4.2, 10.1, 10.2, 10.5, 12.2, 13.1 y 16.1 del Contrato.

En relación con la Cláusula 4.2 del Contrato, se advierte lo siguiente:

- a) Contempla la totalidad del Área de Desarrollo.
- b) Prevé la utilización de métodos y procesos adecuados para obtener el máximo factor de recuperación final de las Reservas de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria.
- c) Cuenta con el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural.
- d) Considera los Mecanismos de Medición de la producción de Hidrocarburos.
- e) Fue elaborado de conformidad con la Normativa aplicable.

Conforme a la Cláusula 10.1 del Contrato, el Operador propuso los procedimientos que deberán regular la programación, Almacenamiento, y la medición y monitoreo de calidad y volumen de los Hidrocarburos Netos en los Puntos de Medición y cumple además con las Cláusulas 10.1, 10.2 y 10.3 del Contrato, en términos del análisis realizado en el apartado k del presente Dictamen.

En atención a la Cláusula 16.1 del Contrato, el Plan de Desarrollo para la Extracción contiene una sección relacionada con el Abandono del Área Contractual, la cual incluye todas las actividades necesarias para el taponamiento definitivo de Pozos, restauración, remediación y compensación ambiental del Área Contractual, desinstalación de maquinaria y equipo, así como entrega ordenada y libre de escombros y desperdicios del Área Contractual.

En atención a la Cláusula 16.1 del Contrato, el Plan contiene una sección relacionada con el Abandono, la cual incluye todas las actividades necesarias para el taponamiento definitivo de pozos, restauración, remediación y compensación ambiental del Área Contractual, desinstalación de maquinaria y equipo, y entrega ordenada y libre de escombros y desperdicios del Área Contractual, todo lo cual deberá realizarse conforme a las Mejores Prácticas de la Industria, al Sistema de Administración y la Normativa aplicable.

Cabe hacer mención que, en relación con el Fideicomiso de Abandono, el Operador deberá dar cumplimiento a las Cláusulas 16.3 y 16.4 del Contrato.

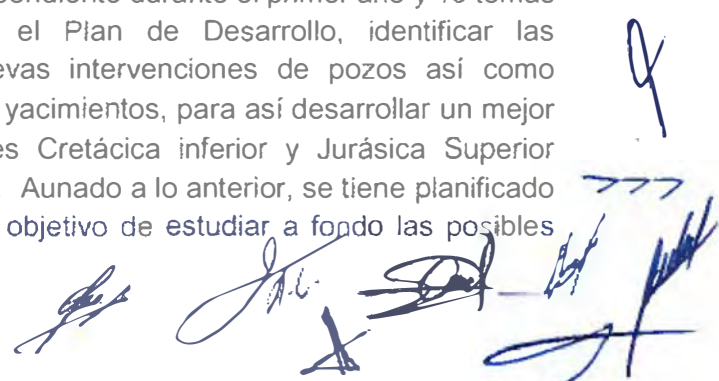
2. En términos de la Cláusula 12.2 del Contrato, cumple con el Programa Mínimo de Trabajo establecido en el Anexo 5 del Contrato, ya que prevé ejecutar 7,844 Unidades de Trabajo durante los primeros dos años del Plan de Desarrollo.
3. Contiene los requisitos establecidos en los artículos 9, fracción II, 12, fracción II, 19, 20, 25 y el Anexo II de los Lineamientos.

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0115/2018 DICTAMEN PLAN DE DESARROLLO del Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018 de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión, cuyo contenido fue evaluado en atención a la información presentada por el Operador y en atención a los principios de economía, eficacia y buena fe que rigen la actuación administrativa, conforme al artículo 13 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

4. Cumple con las bases establecidas en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética fracciones I, II, III, IV, VI y VII, conforme a lo siguiente:

**a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país**

La toma de información propuesta a realizar en el Área Contractual, a través de las tomas de información e intervenciones y reparaciones de pozos programadas permitirán a través de 16 actividades de toma de información correspondiente durante el primer año y 16 tomas de información en promedio anual durante el Plan de Desarrollo, identificar las problemáticas, detectar oportunidades de nuevas intervenciones de pozos así como vislumbrar los posibles riesgos existentes en los yacimientos, para así desarrollar un mejor conocimiento sobre los yacimientos de edades Cretácica inferior y Jurásica Superior Kimmerigdiano de los campos Cárdenas y Mora. Aunado a lo anterior, se tiene planificado el estudio de caracterización de fluidos, con el objetivo de estudiar a fondo las posibles





causas de la problemática de asfaltenos y parafinas en los sistemas integrales de producción, lo cual permitirá desarrollar un conocimiento sobre los yacimientos, lo cual tendrá como resultado acelerar el desarrollo del potencial petrolero del Área Contractual y del país.

**b) Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables**

De acuerdo con la estrategia de extracción y el desarrollo de las actividades físicas propuestas en la modificación al Plan de Desarrollo por el Asignatario consistentes en 4 Reparaciones mayores (ventanas), 4 reparaciones mayores (con equipo), 331 estimulaciones para el mantenimiento de la producción, 789 limpiezas circuladas, 152 limpiezas con TF, 53 mantenimientos de TF colgada, 26 cambios de TF colgada, 460 actividades de inyección de químicos y 32 tubing puncher las cuales contribuyen a elevar el factor de recuperación de hidrocarburos, los factores de recuperación finales son de 37% para la fase aceite, 41% para la fase gas, para ambas fases significa el 99% de las reservas 2P del Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018.

**c) Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país**

Las actividades planteadas por el Contratista para llevar a cabo dentro del Área Contractual durante la ejecución de la modificación del Plan de Desarrollo consisten en 4 Reparaciones mayores (ventanas), 4 reparaciones mayores (con equipo), 331 estimulaciones para el mantenimiento de la producción, 789 limpiezas circuladas, 152 limpiezas con TF, 53 mantenimientos de TF colgada, 26 cambios de TF colgada, 460 actividades de inyección de químicos y 32 tubing puncher. Por lo que se determina que la solicitud de aprobación del Plan de Desarrollo promueve el desarrollo de las actividades de exploración y extracción mediante el desarrollo de las reservas del Área Contractual y la información de los yacimientos permitirá llevar a cabo un esquema de explotación.

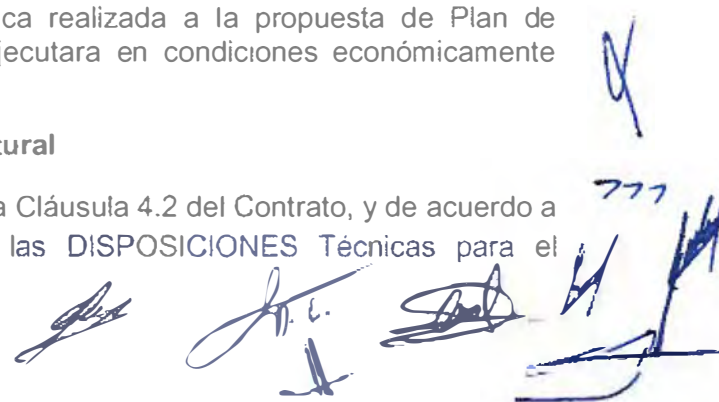
**d) La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos**

La estrategia de explotación que presenta el Contratista para los yacimientos de la Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018 se basa en un plan de administración de yacimientos sustentado en la aplicación de tecnologías y lecciones aprendidas derivadas de la experiencia operativa y vasta historia de producción de los yacimientos del Área Contractual. Una vez analizada la información remitida por el Contratista, se concluye que la tecnología propuesta a utilizar por el Contratista es adecuada para las actividades de Extracción de Hidrocarburos dentro del Área Contractual, las cuales, contribuyen a maximizar el factor de recuperación y desarrollan 32.87 mmb de aceite y 70.89 MMMpc de gas en la vigencia del Plan de Desarrollo.

Asimismo, derivado de la evaluación económica realizada a la propuesta de Plan de Desarrollo se determina que el proyecto se ejecutara en condiciones económicamente viables.

**e) El programa de aprovechamiento del Gas Natural**

El Contratista, en cumplimiento al inciso (iii) de la Cláusula 4.2 del Contrato, y de acuerdo a lo establecido en los artículos 10 y 22 de las DISPOSICIONES Técnicas para el



aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos, presentó el Programa de Aprovechamiento de Gas asociado al Plan de Desarrollo, dentro del cual detalla que no se tienen contemplado ni venteo, ni quema de gas durante el periodo de trabajo, así como menciona que el gas producido asociado de los campos Cárdenas y Mora, se comercializa debido a su alto poder calórico, el cual es enviado a través de los gasoductos hacia el Complejo Cactus.

De conformidad con las Disposiciones de aprovechamiento del gas, en la cual se establece la meta del 98% para campos en extracción, el Área Contractual Cárdenas Mora cumple con esta disposición derivado a que el proceso actual no tiene contemplado ni venteo, ni quema de gas, ni autoconsumo, bombeo neumático ni conservación durante el periodo del trabajo. El gas asociado producido es comercializado en su totalidad (Transferencia).

Por lo anterior, de conformidad con los principios de economía y celeridad que rigen la actuación administrativa, se tiene por presentado para su aprobación el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, el cual forma parte integrante de la presente Resolución.





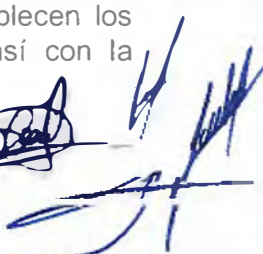
Sobre el particular, se señala que el Contratista presentó en la solicitud de aprobación del Plan diversa información relacionada con el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, la cual fue analizada por esta Comisión y se define que la RGA máxima en la que producirá el Área Contractual es la siguiente.

Contrato	RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
	Máxima
Cárdenas Mora	900

Tabla 35. Relación gas aceite Maxima propuesta por el Contratista (Fuente: Comisión)

#### f) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presenta por el Contratista Petrolera Cárdenas Mora S.A.P.I. de C.V., respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para el Área Contractual Cárdenas Mora en la solicitud de aprobación de su Plan de Desarrollo, la cual consiste en utilizar Sistemas de Medición Fiscal para el Petróleo y Gas Natural en dos etapas; en el que para la Fase I para el caso del Petróleo es propuesto el Centro Comercializador de Crudo Palomas (CCC Palomas) Con Sistemas de Medición de flujo tipo Ultrasónico y para el Gas Natural es propuesto el Centro Procesador de Gas Cactus (CPG Cactus) con Sistemas de Medición con tecnología de diferencial de presión tipo Placa de Orificio en Porta placa (fitting), para la Fase II y para el caso del Petróleo producido, propone Sistemas de Medición de flujo tipo Ultrasónico en la Batería de Separación Cárdenas Norte, para el caso del Gas Natural en esta Fase II propone Sistemas de Medición con tecnología de presión diferencial tipo Placa de orificio o sistemas de medición con tecnología de transito de tiempo tipo Ultrasónico instalando dicho Punto de Medición en la Batería de Separación Mora comprometiéndose con esto a las fechas de ejecución y entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados para la Fase I y Fase II, revisados y evaluados para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, en los términos que establecen los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, cumpliendo así con la normatividad vigente para la medición dinámica de los hidrocarburos a producirse.

  
 777  





Por lo que, derivado de lo anterior, y como resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y los Sistemas de Medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Contratista, conforme a la evaluación de los Mecanismos de Medición del presente Dictamen, en atención a las siguientes consideraciones:

Respecto a las actividades propuestas por el Contratista en el Plan de Desarrollo, se concluye lo siguiente:

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Contratista para el Plan de Desarrollo, en términos de artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:
  - i. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 9, 19, fracciones I, II, III, IV, V, 21, 22, 23, fracciones I, II, III, 25. fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, fracciones I, II, 29, 30, 34, 35, 37, y 42.
  - ii. Se analizó la información proporcionada por el Contratista respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para poder continuar con la implementación de un Sistema de Gestión en base al programa calendarizado enviado y al contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista.
  - iii. Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.067/2019 de fecha 22 de febrero de 2019, a lo cual mediante Oficio 352-A-017 con fecha del 28 de febrero de 2019, se respondió que "esta Unidad Administrativa no tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición correspondientes a dicha Área Contractual, siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita esa Comisión relacionado con esta propuesta", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a algunas consideraciones como: 1) "De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los Lineamientos, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos". 2) "Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los Lineamientos".

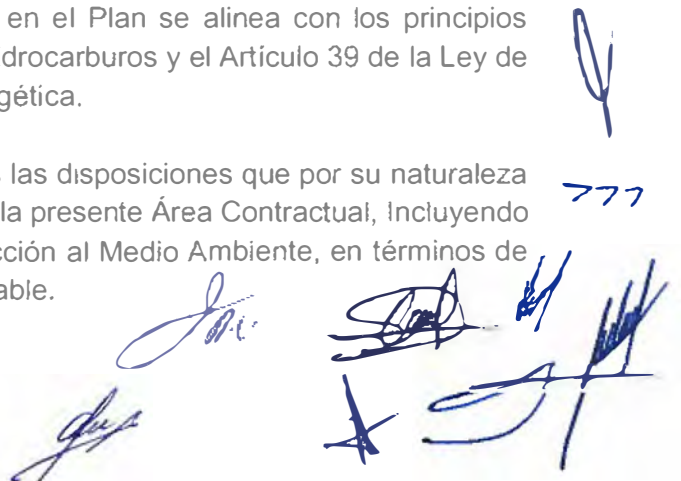
En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos por el Contratista, cumplen con las disposiciones previstas en los LTMMH en dichos Puntos de Medición conforme al artículo 42 de los LTMMH, por lo cual se advierte que dicha Secretaría está de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos.

b) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:

- i. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional, de Transferencia y Fiscal la misma se encuentra definida en las figuras 21, 22, 23 y 24 de la sección k) del presente dictamen técnico para las Fases I y II, del presente dictamen.
- ii. Se determina que se deberá dar seguimiento puntual a los presupuestos de estimación de incertidumbre una vez que sean elaborados los correspondientes a los Sistemas Operacionales, así como los correspondientes a la Fase II; en donde para el caso de los Puntos de Medición la Incertidumbre expandida de los Sistemas de Medición para el Gas Natural no deberá ser mayor al 1% y para el caso del Petróleo, la incertidumbre de los Sistemas de Medición no deberá ser mayor al 0.3%. Lo anterior dando cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medición instalados y a instalar.
- iii. Deberá dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
- iv. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar el programa de los Diagnósticos Metrológicos presentado por parte del Contratista, en términos del artículo 42 fracción XI de los LTMMH, de los cuales deberá enviar los resultados entregados por él o los diagnosticadores que realizan la actividad, así como el programa de atención a los hallazgos resultante de los diagnósticos.
- v. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área Contractual Cárdenas Mora en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, el Contratista deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo presentado.
- vi. La información del balance y producción de Petróleo, Gas Natural y Condensado deberá presentarse en los formatos definidos por la CNH, en el Anexo I de los Lineamientos, los cuales deberán entregarse firmados y validados por el Responsable Oficial.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, resolver en sentido favorable la modificación al Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018 una vigencia hasta el año 2043, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características del Área Contractual, toda vez que se cumple con lo establecido en los Lineamientos. Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan se alinea con los principios establecidos en el Artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el Artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Lo anterior en el entendido de que continuaran vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación de la presente Área Contractual, incluyendo las relativas al Abandono, Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente, en términos de lo dispuesto en el Contrato, así como la normativa aplicable.



Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature on the left, a signature on the right, and several initials and marks below them.

Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Contratista deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable.

## IX. Recomendaciones

Derivado del análisis técnico realizado a la información presentada por el Contratista se estima necesario realizar las siguientes recomendaciones:

Se recomienda al Contratista, derivado de los estudios en curso como la inversión sísmica, se recomienda al Contratista con el objetivo de nuevas campañas de desarrollo y reactivación de pozos, la detección de zonas con densidad de fracturamiento favorable para evaluar el potencial productor.

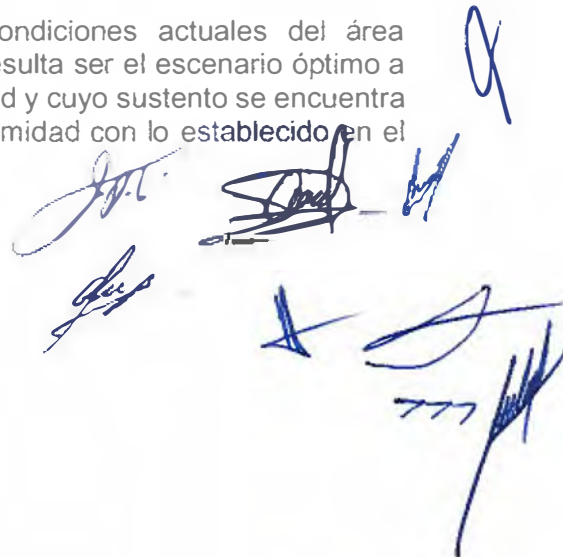
Se recomienda también, el elaborar experimentos PVT acorde al estado de saturación en el que se encuentran los yacimientos del Área Contractual, siendo un reto técnico la detección y caracterización de los fenómenos composicionales a lo largo del desarrollo del proyecto. Lo anterior podría coadyuvar a optimizar la estrategia de explotación dada la posible formación de un casquete de gas en el yacimiento, así como derivado del posible enfriamiento del yacimiento dada la intrusión del agua.

Se recomienda al Contratista evaluar el potencial de éxito de métodos de reducción del corte de agua como intercambiadores de permeabilidad relativa, polímeros y/o geles en los campos, especialmente en el campo Cárdenas.

Así mismo, se recomienda al Contratista con el programa de toma de información el cual involucra calibraciones, registros, núcleos y muestreo de fluidos, integrar múltiples disciplinas en aras de acelerar los estudios para determinar procesos de recuperación secundaria y mejorada.

En adición a lo anterior, se recomienda al Contratista que en aras de maximizar la productividad del Área Contractual en el tiempo, considere llevar a cabo acciones a efecto de incrementar la producción de Hidrocarburos prevista en el escenario incremental de la migración respecto del cual esta Comisión se pronunció mediante Resolución CNH.13.005/15 del 24 de septiembre de 2015, así como ponderar el implementar los elementos de optimización de la producción del campo de los distintos escenarios de la migración.

Lo anterior, toda vez que tomando en consideración las condiciones actuales del área Contractual, el Plan de Desarrollo propuesto por el Contratista resulta ser el escenario óptimo a ejecutar, ello de conformidad con el análisis realizado a la Solicitud y cuyo sustento se encuentra detallado en el contenido del presente Dictamen. Ello, de conformidad con lo establecido en el artículo 31, fracción VIII de la Ley de Hidrocarburos.



ELABORÓ

**ING. ALAN ISAAK BARKLEY VELASQUEZ**  
Director General Adjunto  
Dirección General de Dictámenes de Extracción

ELABORÓ

**ING. HECTOR EDUARDO JOFRE UGALDE**  
Director de Área  
Dirección General de Comercialización  
De Producción

ELABORÓ

**MTRA. BERTHA LEONOR FRIAS GARCIA**  
Directora General Adjunta  
Dirección General de Estadística y Evaluación  
Económica

ELABORÓ

**ING. JAIME ISRAEL RIOS CARRIZALES**  
Subdirector de Área  
Dirección General de Medición

REVISÓ

**MTRA. MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO MERCADO**  
Directora General  
Dirección General de Estadística y Evaluación  
Económica

REVISÓ

**MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO**  
Directora General  
Dirección General de Medición

REVISÓ

**ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ**  
Director General  
Dirección General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ

**ING. SAMUEL CAMACHO ROMERO**  
Director General Adjunto  
Dirección General de Comercialización de  
Producción

AUTORIZÓ

**MTRO. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ**  
Titular  
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 19, 29, 31, 31BIS 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 solicitud de aprobación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018.