

Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018

Dictamen Técnico de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de hidrocarburos

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

Diciembre 2019



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

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
IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN	7
A) CARACTERÍSTICAS GENERALES	7
B) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN	8
C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS.....	9
D) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO.....	11
E) COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO.....	18
F) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	20
G) MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS.....	22
H) ANÁLISIS ECONÓMICO.....	22
I) PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL.....	26
J) CUMPLIMIENTO CONTRACTUAL.....	27
V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN	33
VI. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL Y CAPACITACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA.....	38
VII. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS.....	38
VIII. RECOMENDACIONES	39
IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO	39
A) <i>ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS</i> 40	
B) <i>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</i>	40
C) <i>LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN</i>	40
D) <i>PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS.....</i>	40
E) <i>LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES.....</i>	40
F) <i>EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL</i>	41
G) <i>MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS</i>	41

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, Operador 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 Operador 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 Operador promovente de la solicitud de modificación 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 vértices del Área Contractual (Campos Cárdenas y Mora) se muestran en la Tabla 1 y 2, así como los datos del Área Contractual se muestran en la Tabla 3.



Figura 1. Ubicación del Área Contractual CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018. Fuente: CNH

De la Figura 1, se distingue la ubicación del Área Contractual, al sureste del país, a 0.7 km al Oeste del centro de la ciudad de Heroica Cárdenas, en el estado de

Tabasco. El Área Contractual colinda con las Asignaciones A-0088-M – Campo Chipilín y A-0119-M – Campo Edén-Jolote al este.

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° 00' 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' 00"	29	93° 29' 30"	18° 02' 30"
13	93° 23' 00"	18° 01' 00"	30	93° 29' 30"	18° 03' 00"
14	93° 23' 00"	17° 59' 00"	31	93° 28' 30"	18° 03' 00"
15	93° 24' 00"	17° 59' 00"	32	93° 28' 30"	18° 03' 30"
16	93° 24' 00"	17° 58' 30"	33	93° 27' 30"	18° 03' 30"
17	93° 28' 30"	17° 58' 30"	34	93° 27' 30"	18° 04' 00"

Tabla 1. Coordenadas geográficas de los vértices del Campo Cárdenas. (Fuente: Contrato).

Vértice	Longitud oeste	Latitud norte	Vértice	Longitud oeste	Latitud norte
1	93° 26' 00"	18° 07' 30"	17	93° 24' 30"	18° 02' 30"
2	93° 26' 00"	18° 07' 00"	18	93° 24' 30"	18° 03' 00"
3	93° 25' 30"	18° 07' 00"	19	93° 25' 30"	18° 03' 00"
4	93° 25' 30"	18° 06' 30"	20	93° 25' 30"	18° 03' 30"
5	93° 24' 30"	18° 06' 30"	21	93° 26' 30"	18° 03' 30"
6	93° 24' 30"	18° 06' 00"	22	93° 26' 30"	18° 04' 00"
7	93° 24' 00"	18° 06' 00"	23	93° 27' 30"	18° 04' 00"
8	93° 24' 00"	18° 05' 30"	24	93° 27' 30"	18° 04' 30"
9	93° 23' 00"	18° 05' 30"	25	93° 28' 30"	18° 04' 30"
10	93° 23' 00"	18° 05' 00"	26	93° 28' 30"	18° 05' 00"
11	93° 22' 30"	18° 05' 00"	27	93° 29' 30"	18° 05' 00"
12	93° 22' 30"	18° 04' 30"	28	93° 29' 30"	18° 06' 00"
13	93° 23' 00"	18° 04' 30"	29	93° 29' 00"	18° 06' 00"
14	93° 23' 00"	18° 03' 00"	30	93° 29' 00"	18° 06' 30"
15	93° 23' 30"	18° 03' 00"	31	93° 28' 30"	18° 06' 30"
16	93° 23' 30"	18° 02' 30"	32	93° 28' 30"	18° 07' 30"

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

Handwritten signatures and marks on the right side of the page, including a large signature, the number '777', and other illegible scribbles.

Contrato	CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018
Nombre	CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018
Estado y municipio	Tabasco, Cárdenas
Área Contractual	168.15 km ²
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 (operador)= 50%
Tipo de Contrato	Extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia
Profundidad para extracción (edad de la formación geológica)	En campo Cárdenas: Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), Cretácico Inferior, Plioceno Superior (Formación Filisola) En campo Mora: 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 3. Datos generales del Contrato. Fuente: CNH con información de PCM

ii. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación de la información

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen de la modificación al Plan de Desarrollo propuesto por el Operador, involucró la participación de varias unidades administrativas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión): a saber, la Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Reservas, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción y la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica. Asimismo, contó con el apoyo de la Secretaría de Economía (en adelante, Economía) para evaluar el porcentaje de Contenido Nacional, así como el Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología, así también de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA).

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto de la modificación al Plan de Desarrollo presentado por Operador para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7/3/31/2018

DICTAMEN TÉCNICO DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO DEL CONTRATO CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018 de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

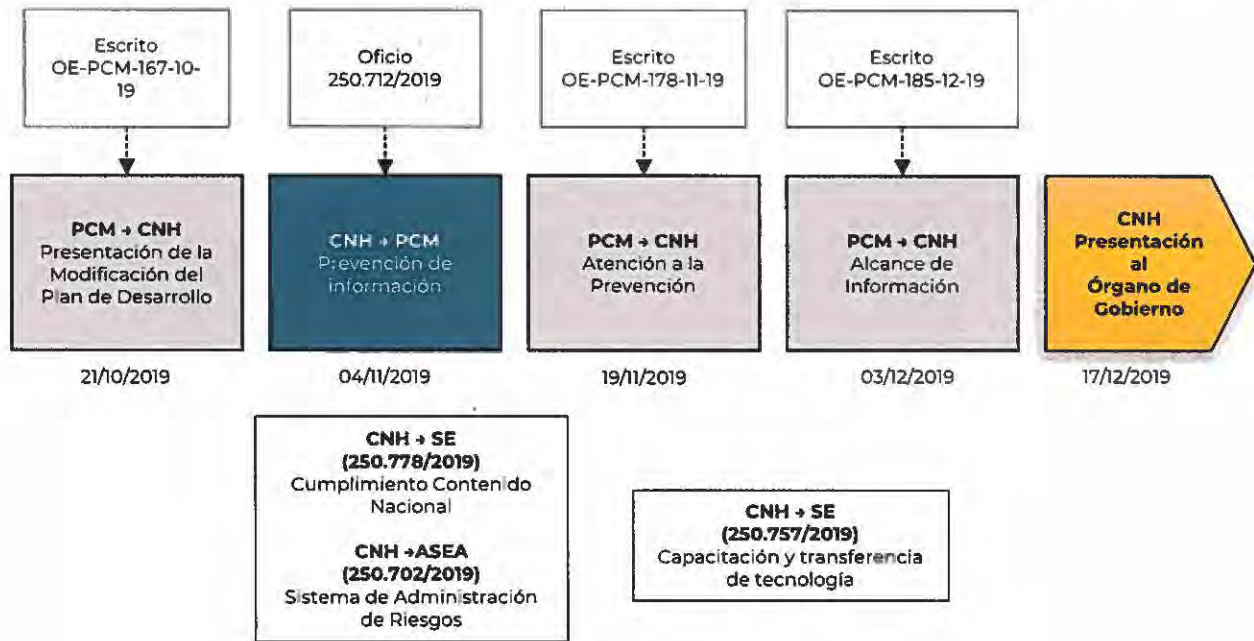


Figura 2. Etapas del proceso de resolución. Fuente: CNH

iii. Criterios de evaluación utilizados

Se verificó que las modificaciones propuestas por el Operador fueran congruentes y dieran 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 la modificación del Plan de Desarrollo propuesto permita maximizar el Factor de Recuperación en condiciones económicamente viables, el programa de aprovechamiento de Gas Natural y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.

La Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 22, 25, 26, 59, 62, fracción III de los "LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos" (en adelante, Lineamientos) publicados en el DOF el 12 de abril de 2019. Asimismo, en el análisis de la modificación del Plan de Desarrollo se consideraron requisitos establecidos en las Cláusulas 4.4, 10.1, 10.2, 12.2, 13.1, 16.1, 17.3, 17.5 y Anexo 5 de Contrato.

Adicional a la modificación del Plan de Desarrollo, se realizó el estudio de la propuesta al amparo de las consideraciones establecidas en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH), así como también con respecto de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos (en adelante, Disposiciones).

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top, initials 'J' and '777', and a signature at the bottom next to the page number '6'.

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo presentado por el Operador de conformidad con 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, así como los artículos 19, 22, 25, 26, 59, 62, fracción III de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Contrato, ya que la vigencia es de 25 años contados a partir del 06 de marzo de 2018.

En consecuencia, la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción cumple con los requisitos establecidos en el artículo 22 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- a) El Operador presentó la información mediante el formato MP y el instructivo establecidos por la Comisión;
- b) Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo;
- c) Presentó el documento que integra los apartados del Plan de que sufren modificación, y
- d) Presentó una tabla comparativa de los cambios que se proponen, así como la justificación técnica de las modificaciones al Plan aprobado con la información y nivel de detalle establecido.

iv. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

a) Características generales

Características Generales	Yacimiento Cretácico (KI)	Yacimiento Jurásico (JSK)
Área (km²)	36.6	67.3
Año de descubrimiento	1979	
Litología	Calizas Dolomitizadas	Dolomías
Porosidad (%)	3.95	3.1
Permeabilidad (mD)	10	25
Temperatura (°C)	159	140
Presión inicial (kg/cm²)	629	667
Presión actual (kg/cm²)	120	345
Presión de saturación (kg/cm²)	306	334
Tipo de hidrocarburos	Aceite Volátil (39°API)	
Bo actual (m³/m³)	1.4	2.25

Tabla 2. Características generales de los Horizontes geológicos dentro del Área Contractual.
Fuente: PCM.

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

Se tiene otorgada de acuerdo con el Anexo 1 del Contrato, la formación geológica Filisola dentro del Polígono del campo Cárdenas, sin embargo, a decir del Operador, los antecedentes del campo para la formación Filisola así como el hecho de que actualmente, no existe algún pozo productor en este yacimiento, y que los pozos no tienen la configuración mecánica para su explotación, se ha dado prioridad a explotar Cretácico y Jurásico Superior Kimmeridgiano, al ser las formaciones de explotación petrolera histórica dentro del Área Contractual. El Operador manifiesta la intención de plantear en un futuro estudios sísmicos y análogos del campo a realizar para saber si esta formación tiene potencial de contener hidrocarburos para su Explotación y Desarrollo de manera económica.

b) Motivo y justificación de la Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción

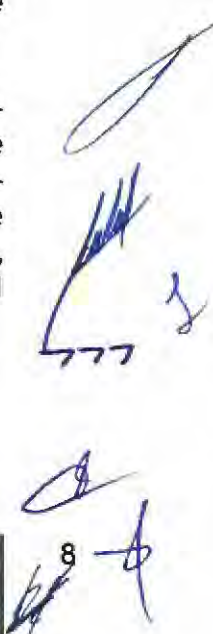
El Operador presenta la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, con actividades al final del año 2019 y la modificación propuesta inicia una vez aprobado el presente Dictamen. En el caso del Contrato en comento, se realiza la presente Modificación del Plan en virtud de cumplir el supuesto III del artículo 62, Capítulo II de los Lineamientos por existir:

- Un incremento o decremento del quince por ciento o más de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente (...)

El desarrollo de las actividades programadas como toma de información, inversión sísmica, ejecución de reparaciones mayores y menores, así como el comportamiento dinámico de los yacimientos dentro del Área Contractual entre 2017 - 2019, han derivado en la actualización de los modelos estático y dinámico, permitiendo evaluar el comportamiento de los horizontes y definir una estrategia de desarrollo para la porción sur, además de identificar oportunidades de explotación en la zona Jurásica dentro del campo Cárdenas.

Así mismo, se tiene un incremento de 60.34% de inversión a ejecutar respecto al Plan de Desarrollo vigente y la presente modificación, lo cual actualiza el supuesto del artículo 62, capítulo II, fracción III de los lineamientos, al tener aprobado 76.8 MMUSD en Plan Vigente y proponer como materia de la presente modificación 127.2 MMUSD, ambos montos correspondientes a inversiones.

La ejecución del Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018 se ha llevado a cabo mediante actividades de operación y mantenimiento, así como reparaciones mayores (Sidetrack en Mora-25A) y limpiezas espumadas. En ese sentido, para continuar con la extracción de las reservas a 2019, equivalente a 34.78 MMb de aceite y 78.32 MMMpc de gas, cuya equivalencia en barriles de petróleo crudo equivalente es de 48.71 MMBPCE. Se proponen las siguientes actividades de desarrollo adicionales:



Pozo	Tipo de Intervención	Inicio	Fin	Entrada en Producción	Costo Estimado (USD)
Cárdenas 107B	RMA con equipo	15/10/2019	15/12/2019	16/12/2019	4,074,443
Cárdenas 114B	RMA con equipo	16/12/2019	15/03/2020	16/03/2020	5,564,243
Cárdenas 142 S	Perforación	16/03/2020	26/11/2020	27/11/2020	24,600,000
Mora 5	RMA con equipo	01/12/2020	01/03/2021	02/03/2021	4,317,929
Cárdenas 162 S	Perforación	02/03/2021	02/11/2021	03/11/2021	24,600,000
Cárdenas 164 E	Perforación	03/11/2021	01/07/2022	02/07/2022	24,769,043
Cárdenas 439	Sidetrack	02/07/2022	29/11/2022	30/11/2022	10,000,000
Cárdenas 109	RMA con equipo	30/11/2022	01/02/2023	02/02/2023	4,500,000

Tabla 3. Intervenciones con equipo durante la modificación al Plan de Desarrollo. Fuente: PCM.

Para llevar a cabo las actividades anteriores, se requiere de una inversión de 127.2 MMUSD, así como un gasto de operación total de 1,029.82 MMUSD, lo cual permitirá eficientizar los costos operativos respecto del Plan de Desarrollo vigente, principalmente a través de la instauración de un sistema de Bombeo Neumático Autoabastecido (BNA), el cual disminuye el rubro de Compra de Gas para Bombeo Neumático, el valor más alto que integra el Costo Operativo, y por ende se cuenta con un Valor Presente Neto mayor al implementar un Sistema de BNA.

Así mismo, se elimina la dependencia del Suministro de Gas de Bombeo Neumático, cuya disponibilidad es incierta, asimismo, se reduce la incertidumbre generada por la fluctuación de precios debida a la inyección de GNL en la Red Nacional de Bombeo Neumático de Pemex.

c) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

El Área Contractual tiene una producción acumulada al 06 de marzo de 2019 de 605.51 MMb de aceite (604.1 MMb al inicio del Plan de Desarrollo) y 1178.47 MMMpc de gas (1175.16 MMMpc al inicio del Plan de Desarrollo); El Plan de Desarrollo propuesto por el Operador pretende recuperar durante la vigencia del Contrato, un volumen de 34.78 MMb de aceite y de 78.32 MMMpc de gas, asociados a las reservas del Área Contractual, documentadas en la modificación del Plan de Desarrollo.

Los nuevos volúmenes a recuperar han sido cuantificados de acuerdo con las actividades del presente Plan de Desarrollo Modificado, una vez aprobado deberán ser actualizados y certificados en el Proceso de Cuantificación y Certificación.

Campo	Yacimiento	Tipo de yacimiento	Volumen original		Factor de Recuperación Final		Reservas al límite económico	
			Aceite	Gas natural	Aceite	Gas natural	Aceite	Gas natural
Cárdenas	KINE	Aceite Volátil	298.00	554.65	54.19%	56.67%	8.89	12.78
Cárdenas	KISW	Aceite Volátil	157.38	306.61	55.15%	66.01%	6.37	21.85
Cárdenas	JSK	Aceite Volátil	863.24	1605.51	28.11%	30.04%	9.26	17.91
Cárdenas		Aceite Volátil	1318.62	2466.77	-	-	24.52	52.54
Mora	KI	Aceite Volátil	242.6	366.35	48.24%	57.04%	9.12	24.18
Mora	JSK	Aceite Volátil	152.85	234.23	21.15%	20.83%	1.14	1.59
Mora		Aceite Volátil	395.45	600.58	-	-	10.26	25.78
Cárdenas-Mora		Aceite Volátil	1714.07	3067.35	-	-	34.78	78.32

Tabla 4. Reservas al 01 de junio de 2019. Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018. Fuente: PCM

De la tabla anterior, se define el hecho de que el horizonte geológico con mayor factor de recuperación (FR) se tiene en la formación de edad Cretácico Inferior (KI) del campo Cárdenas, con un promedio de 54.67 % en aceite y 61.34% en gas.

Por otro lado, en la formación de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) tanto para el campo Cárdenas como para Mora, se tienen factores de recuperación que representan un área de oportunidad para desarrollo de nuevas operaciones de optimización del JSK en ambos campos, tal y como ha sido planteado por el Operador en la presente modificación, al planificar la perforación de 3 pozos nuevos con objetivo en la formación de edad JSK. En el Plan vigente se planteaba llegar a una producción acumulada para tal campo de 237.49 MMB, actualmente, se planifica producir 242.65 MMB hacia el límite económico (coincidente con el Contractual).

Lo anterior, coadyuva a incrementar el FR proyectado del horizonte de edad JSK en el campo Cárdenas, de 27.51% a 28.11% sin variaciones en la estimación del volumen original en el tiempo de cálculo de dichos factores de recuperación.



Figura 3. Evolución de las reservas de aceite y gas. Fuente: Base de datos de reservas de la CNH.

d) Comparativo de la Actividad Física del Plan Vigente contra la solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo

En la Tabla 5 se presenta un comparativo de la actividad física aprobada en el plan vigente y la actividad física propuesta por PCM a ejecutarse en la presente solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo.

Del análisis de la actividad física ejecutada contra la aprobada en el Plan Vigente principalmente se define el hecho de que el Plan de Desarrollo Vigente para el Área Contractual no contemplaba la realización de perforaciones de pozos. La presente modificación incrementa la actividad física asociada a la perforación y terminación de 3 pozos, estimando recuperar en el periodo 2019 - 2043 volúmenes de producción de 34.78 MMB de aceite y 78.32 MMMpc de gas.

Concepto	Unidades	Plan Vigente	Plan Propuesto
		2019-2043	2019-2043
Perforación y Terminación		0	3
Ductos		0	6
RMA con equipo (C/E)		4	4
RMA Sidetrack		4	1
RMA Sin equipo (S/E)		0	6
RME Sin Equipo (S/E) ^{a)}	número	53	22
Toma de información		391	160
Toma de información especial		-	5
Caracterización de fluidos		216	202
Inyección de químicos		460	7
Limpiezas ^{b)}		941	755
Estimulación		331	12
Reservas	1P	44.64	45.24
	2P	44.64	48.72
	3P	44.64	48.72
Volumen de aceite a extraer	MMb	32.86	34.78
Volumen de gas a extraer	MMMpc	70.89	78.32
Inversión		76.8	127.2
Gasto de operación	MMUSD	731	902.5

^{a)} se concibe la reparación menor sin equipo (RME S/E) como un cambio (sustitución) de Tubería Flexible colgada dada la descripción de la actividad del Operador.

^{b)} Se proponen en la modificación 314 Limpiezas circuladas y 441 Limpiezas con TF.

Tabla 5.- Resumen de la comparación entre actividades físicas Plan Vigente y Plan Propuesto en el periodo 2019 -2043, Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018 . Fuente: PCM/CNH.

Aunado a las anteriores actividades físicas, el Operador contempla la Certificación de Reservas (Opex) como una actividad con periodicidad anual desde 2019 hasta el fin del Contrato (2043). Así mismo, el Operador prevé la ejecución de un estudio de Recuperación Mejorada (EOR) en 2019 como parte del escrutinio del potencial de métodos de recuperación adicional al proyecto.

Ductos a construirse

Los ductos que se planifican construir como parte de la presente modificación, tienen como objeto el inicio de las obras en enero 2021 y finalización (e inicio de operaciones) entre octubre a diciembre 2021. Los ductos planifican tener una vida operativa hacia el fin del Contrato.

Campo	Servicio	Longitud [km.]	Diámetro [pg.]	Comentarios adicionales
Mora	Línea de descarga	1.400	10	LDD P MRA 13A-BAT MRA 10"X1.400 km
Mora	Línea de descarga	2.400	10	LDD P MRA 5-BAT MRA 10"X2.400 km
Cárdenas	Línea de descarga	1.400*	8	LDD P CARDENAS NUEVO 2 -CAB CRD SUR 8"X1.400 km
Cárdenas	Línea de bombeo neumático	1.400*	4	LBN P CARDENAS NUEVO 2 4"X1.400 km
Cárdenas	Línea de descarga	1.500*	8	LDD P CARDENAS NUEVO 3 -CAB CRD SUR 8"X1.500 km
Cárdenas	Línea de bombeo neumático	1.500*	4	LBN P CARDENAS NUEVO 3 4"X1.500 km

Tabla 6.- Resumen de los ductos a construirse durante la modificación del Plan de Desarrollo .
Fuente: PCM/CNH.* Longitud estimada.

Para las localizaciones a perforarse (Cárdenas 142S, Cárdenas 162S y Cárdenas 164E) se considera la construcción de líneas de Descarga para todos excepto para el pozo a perforarse Cárdenas 142S debido a que se encuentra contiguo el pozo Cárdenas 142, el cual se encuentra fuera de operación. Igualmente, se incluye la construcción de las líneas de descarga asociadas a los Pozos Mora 13A (candidato a perforación ácida, la cual tiene por objeto la creación de pequeños túneles formados por disolución e impacto hidráulico de ácido en pozos terminados en agujero descubierto) y Mora 5 (candidato a cambio de aparejo en 2021), que son Pozos fuera de operación que serán intervenidos, y que según los registros históricos del campo, estos últimos no contaron con Ductos propios,

RMA con equipo (C/E)

Abarca el uso de fluidos espumados para intervención como solventes y ácidos, normalmente a través de tubería flexible y uso de nitrógeno en el sistema espumado, molienda con motor de fondo para ejecución de trabajos de control de agua o cementaciones, toma de información, disparos, estimulaciones, inducciones entre otros procedimientos. Así mismo, incluye la recuperación del aparejo de producción, pesca de empacadores de producción, molienda con tubería de trabajo, introducción de empacadores, aparejo de producción y colocación de tuberías flexibles colgadas entre otros procedimientos.

RMA Sidetrack (S/T)

Este tipo de intervenciones se realiza con Equipo de perforación o reparación con el objetivo de agregar una ventana con hasta tres etapas, liner de producción más cementación y complementos de tuberías de revestimiento.

Reparaciones Mayores Sin Equipo - RMA (S/E)

Abarcan generalmente el uso de fluidos espumados para intervención como solventes y ácidos, normalmente a través de tubería flexible y uso de nitrógeno en el sistema espumado, molienda con motor de fondo para ejecución de trabajos de control de agua o cementaciones, toma de información, disparos, estimulaciones, inducciones entre otros procedimientos.

Reparaciones Menores Sin Equipo - RME (S/E)

Las RME (S/E) contemplan la sustitución de la tubería flexible colgada por mantenimiento con base en el periodo de vida útil de la misma. Incluye la toma de información para la medición de los puntos óptimos para inyección de gas para Bombeo Neumático. De acuerdo con los requerimientos específicos para los pozos candidatos, pueden implementarse intervenciones con motor de fondo y molino para eliminar restricciones por acumulación de orgánicos e inorgánicos.

Toma de información (T/I)

La toma de información implica la toma de presión y temperatura a diferentes profundidades a través de registros a pozos a través de sonda. Por otro lado, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo plantea la reducción de actividades de toma de información – de 391 a 159 – derivado del hecho que el Operador ha logrado identificar pozos que serán usados como testigos de presión-temperatura, a manera de optimizar el número de Tomas de Información, dichos pozos permiten el monitoreo de la Presión de los Yacimientos sin diferir Producción.

Toma de información Especial (T/I)

Para tal rubro, el Operador ha planificado la toma de registros de saturación para zonas de baja porosidad, con herramienta de neutrones pulsados para la medición de interacciones inelásticas detrás de la tubería de revestimiento. Lo anterior para la localización de zonas con potencial de albergar hidrocarburo previamente no cuantificado con técnicas convencionales.

Así mismo, el Operador contempla el uso de registros de tipo molinete con el objetivo de analizar el desempeño dinámico del pozo, a través de las diferentes zonas y así conocer las zonas de flujo preferencial de la columna productora.

Caracterización de fluidos

Se planifica una técnica convencional a condiciones estándar para la adquisición de muestras de fluidos. Así mismo, con dicha información, se tiene el potencial de realizar un mapeo de zonas productoras de fluidos y sus características.

Inyección de Químicos

El objetivo es la reducción de la presencia de asfaltenos y parafinas. Dada la reducción de actividades – de 460 en el Plan Vigente a 7 – en la presente modificación, es que se realizaría la inyección de químicos a tres pozos como prueba piloto y con base a los resultados observados, se estudiaría la masificación de la inyección de químicos por mayor tiempo y en una mayor cantidad de pozos.

Limpiezas

Se utilizan fluidos espumados como son solventes y ácidos con uso de nitrógeno y son introducidas a través de tubería flexible o en boca de pozo.

Estimulación

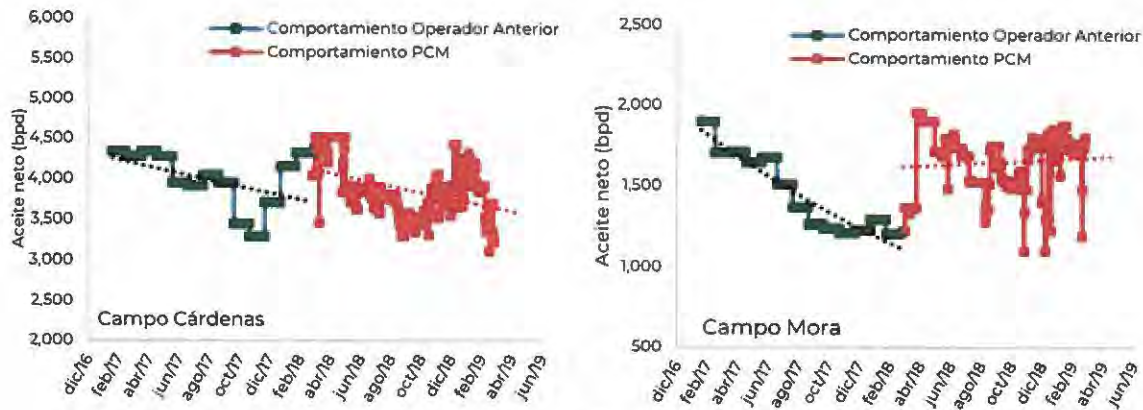
El objetivo de la presente actividad es mantener las condiciones de flujo en la vecindad del pozo, con un radio de investigación limitado a una ligera estimulación del yacimiento a través del uso de ácidos y solventes espumados.

La reducción de actividades de estimulación de – 331 en el Plan Vigente a 12 –, se debe a que a partir del comportamiento que se ha observado en el campo, se considera que no es necesario ejecutar la cantidad de estimulaciones contempladas inicialmente y que gran parte de estas actividades puede sustituirse por limpiezas circuladas o con TF, la cuales han tenido resultados favorables en el mantenimiento de la Producción.

Tomando en cuenta los volúmenes de hidrocarburos a recuperar con la presente propuesta de modificación para 2019 - 2043 y considerando la producción real de aceite neto durante el periodo 2017-2019, se presenta un incremento significativo respecto de lo obtenido por el Operador anterior, principalmente en cuanto a disminución de la tendencia de declinación de la producción tanto en el campo Cárdenas como en el campo Mora.

La presente estrategia de desarrollo objeto de la modificación, se ha concebido del punto de vista de mejora en la rentabilidad de las inversiones del valor del proyecto, a través de 4 vertientes principales las cuales son definidas como: mantenimiento de la producción actual, incremento de la producción, estudios para optimización de recursos y visualización de alternativas de producción, así como la toma de información en los campos del Área Contractual.

Como parte del mantenimiento de la producción actual, se conciben las limpiezas a pozos, reparaciones menores sin equipo (RME S/E), estimulaciones e inyección de químicos, las cuales han tenido un importante éxito volumétrico en términos de producción de aceite neto, con el objeto de integrar a producción volúmenes importantes a la corriente de venta de Cárdenas Mora.



Contrato Cárdenas Mora - CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018

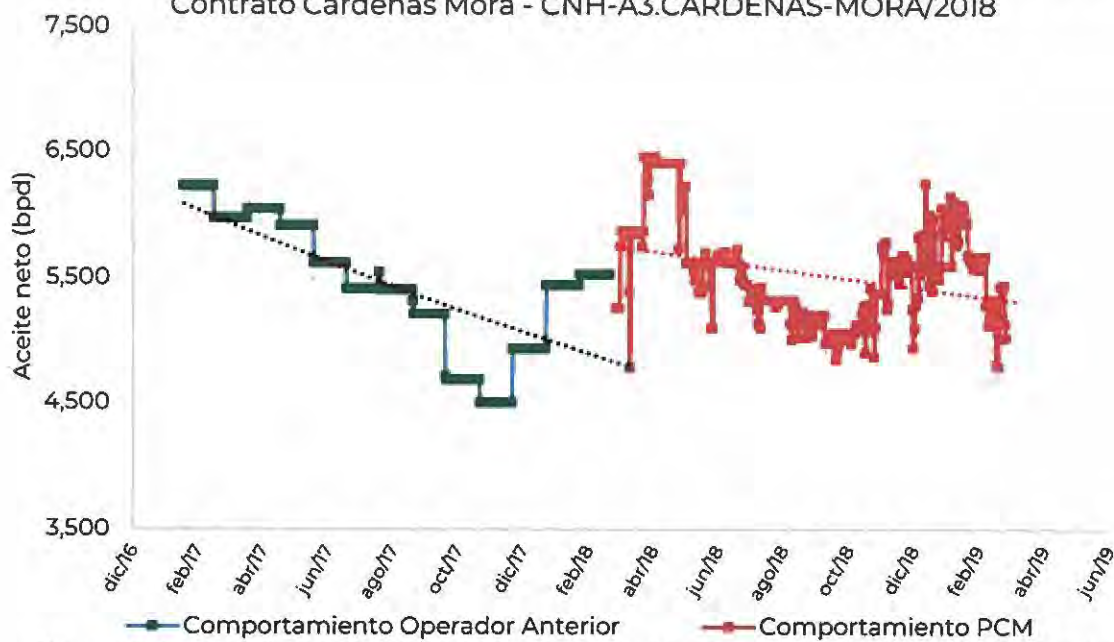


Figura 4. Producción histórica del Operador anterior y Producción histórica del presente Operador. Fuente: Base de datos de producción/PCM.

La vertiente de incremento de producción contempla la perforación de pozos, RMA Sidetrack S/T, RMA Con Equipo (C/E) y RMA Sin Equipo (S/E). Por su parte, los estudios para optimización de recursos y visualización de alternativas de producción son concebidos con la finalidad de optimizar recursos para la mejora de la rentabilidad operativa, los cuales son el manejo del gas de bombeo neumático y evaluación de alternativas de métodos de recuperación mejorada.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

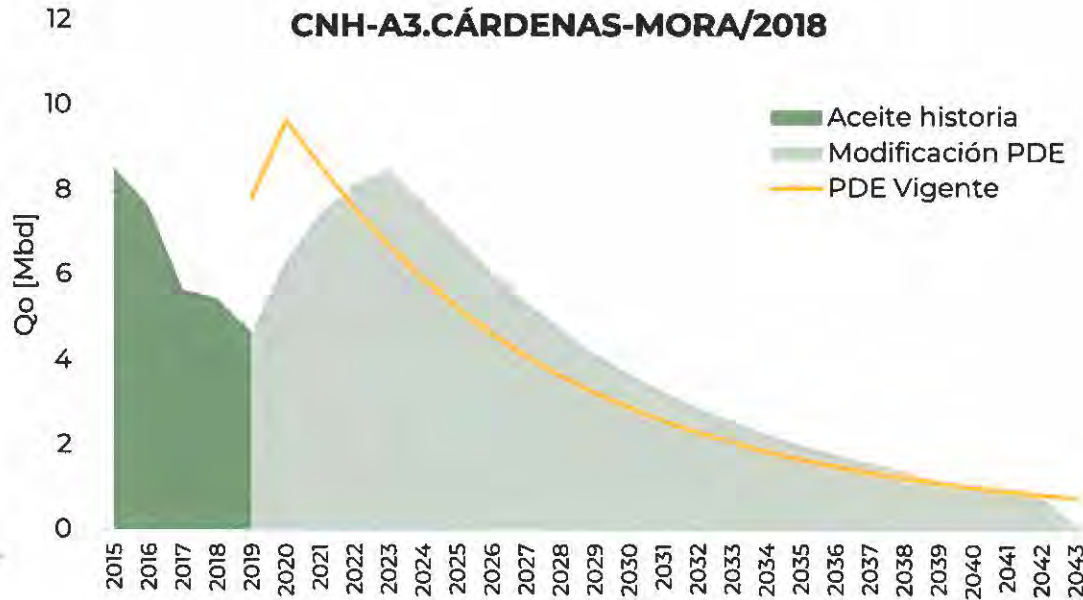


Figura 5. Pronóstico de producción de aceite. Fuente: PCM/CNH

Para la elaboración de los pronósticos de producción del campo, el Operador analizó el comportamiento histórico de los pozos en producción y se estimaron con parámetros operativos (instalaciones de producción, contrapresiones, etc.) así como las reservas a desarrollar para cada pozo.

Para los nuevos pozos a desarrollar, el Operador construyó un cálculo de las áreas de drenaje de los pozos existentes y para tal volumen, de acuerdo con los parámetros técnicos de declinación y comportamiento de la producción, se ejecuta el análisis de declinación y ritmos de explotación de los campos.

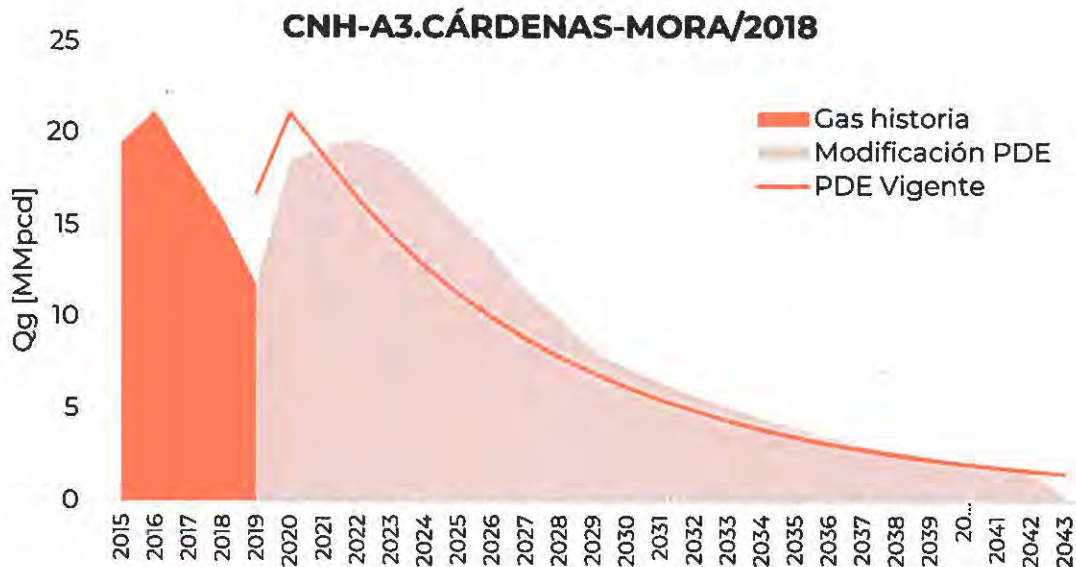


Figura 6. Pronóstico de producción de gas. Fuente: PCM/CNH

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018

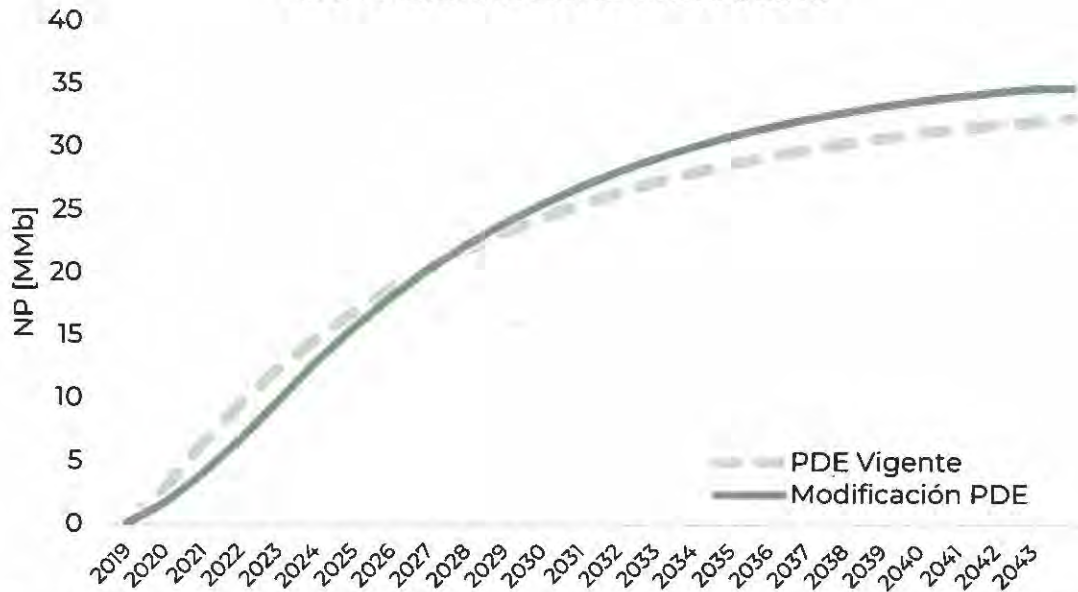


Figura 7. Producción acumulada de aceite. Plan vigente Vs. Modificación. Fuente: PCM/CNH

Para la delineación de los objetivos a desarrollar con los pozos a perforarse en la modificación del Plan, el Operador visualizó a través de atributos sísmicos, zonas de interés a lo cual denomina "áreas fracturadas" en el cubo sísmico. La adición de dichos pozos a la presente modificación a decir del Operador, obedece a la problemática para la realización de los tres sidetrack propuestos en el plan anterior, donde su ejecución implicaba un gran riesgo en la construcción del agujero por ausencia de herramientas direccionales para diámetros reducidos.

CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018

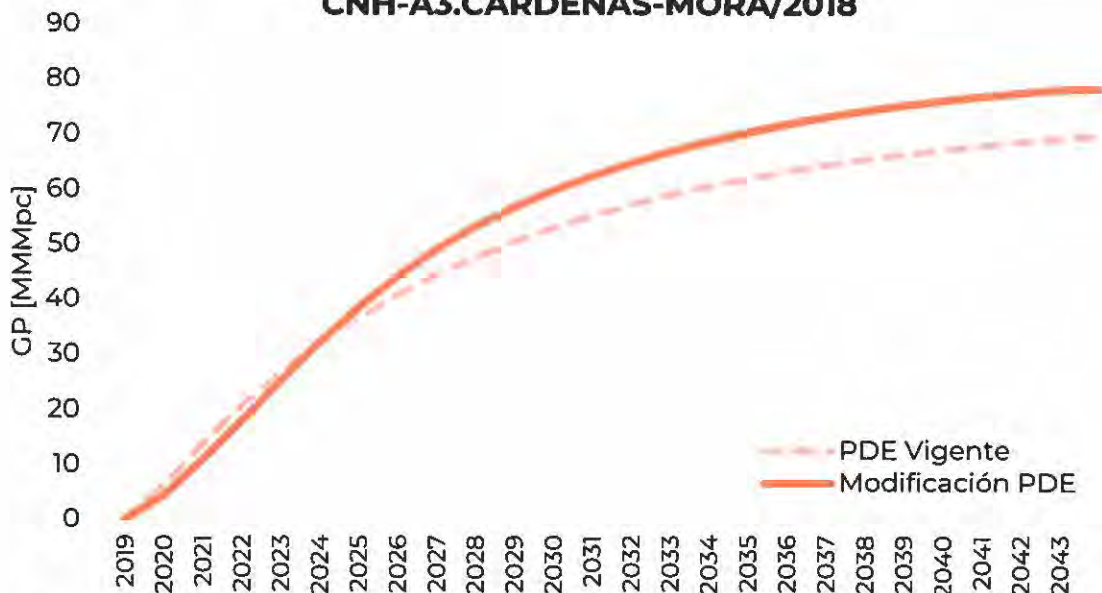


Figura 8. Producción acumulada de gas. Plan vigente Vs. Modificación. Fuente: PCM/CNH

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number '17' and a circled mark.

e) Comparativo de las Alternativas evaluadas para la modificación del Plan de Desarrollo

Con el objetivo de proponer la alternativa que logre los mejores indicadores de rentabilidad, y que asimismo reduzca el potencial riesgo en la problemática actual para la compra de gas para BN, ya que el Operador tiene plena dependencia del suministro, calidad, logística, variación de precios, desabastecimiento de gas y capacidades de transporte provistas por parte de Pemex, puesto que no existe sistema secundario para continuar con la explotación del campo ante una falla o cambio en el suministro de gas.

El Operador realizó la evaluación técnico-económica de cada una de las alternativas a través de la evaluación del Valor Presente Neto (VPN), se elige la alternativa con mejores indicadores económicos como son: VPN antes y después de impuestos, eficiencia de la inversión (VPN/VPI) antes y después de impuestos, así como Relación Beneficio-Costo (RBC) antes y después de impuestos. Como punto en común, todas las alternativas tienen uniformemente el mismo pronóstico de producción y actividades físicas, la variación entre las alternativas es en cuanto a la rentabilidad económica del proyecto.

Alternativa 1 (alternativa seleccionada)

Considera la construcción de un sistema de bombeo neumático autoabastecido, con los retos de la compresión de gas amargo y la integridad de tuberías de revestimiento, los cuales pueden ser solventados con equipos especiales para servicio amargo y la inyección de inhibidores de corrosión en tuberías). Considera una inversión de 127.23 MMUSD y gasto operativo de 902.59 MMUSD. Costo total de 1,029.82 MMUSD.

Alternativa 2

Considera la construcción de un proceso de endulzamiento de gas amargo, el cual conlleva a inversiones en capital mayores dada la infraestructura necesaria, operación y mantenimiento, aunado a la generación de residuos peligrosos y la eficiencia dependiente de la calidad del gas a usarse. Dicha alternativa comprende la derivación de los pozos de Cárdenas a Mora (batería Mora, activo perteneciente al Contrato en cuestión), lo cual implica una disminución de la producción. Considera una inversión de 194.17 MMUSD y gasto operativo de 967.62 MMUSD. Costo total de 1,161.79 MMUSD.

Alternativa 3

Considera la compra de gas para BN en todo el horizonte del proyecto, es decir, continuidad operativa del proyecto, lo cual utiliza una pequeña parte como combustible a boca de pozo para compresores y el resto es inyectado para levantamiento artificial de producción. Considera una inversión de 127.23 MMUSD y gasto operativo de 2,053.66 MMUSD. Costo total de 2,180.89 MMUSD.

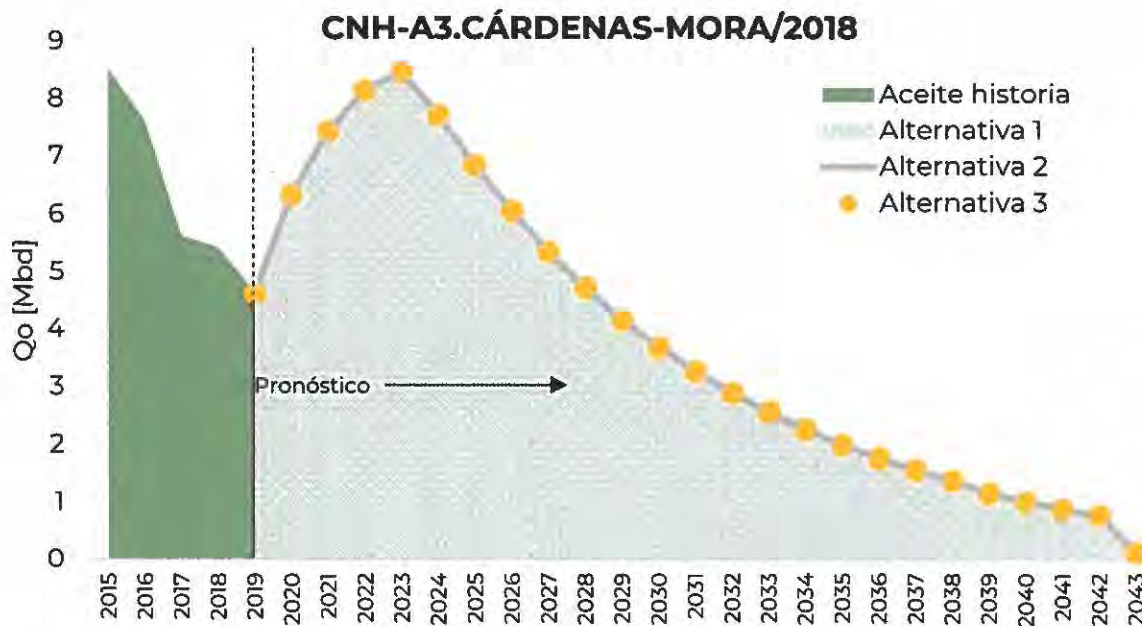


Figura 9. Pronóstico de producción Alternativas de desarrollo. Fuente: PCM/CNH

Derivado de los pronósticos de producción asociados a las alternativas de desarrollo analizadas, el Operador presenta las siguientes evaluaciones económicas donde se detallan las características de rentabilidad, inversión y gastos de operación de las tres alternativas que fueron evaluadas y presentadas como parte de la presente modificación al Plan de Desarrollo. Cabe destacar el hecho de que las alternativas comparten en común las actividades técnicas.

Características	Alternativa 1 (Alternativa seleccionada)	Alternativa 2 Anillo BN	Alternativa 3 Compra de gas
Proyecto			
Gastos de operación (MMUSD)	902.59	967.62	2053.66
Inversiones (MMUSD)	127.23	194.17	127.23
Indicadores económicos			
VPN AI (MMUSD)	649.37	619.23	608.43
VPN DI (MMUSD)	272.47	249.75	243.80
VPI (MMUSD)	104.38	158.39	104.38
VPN/VPI AI	6.22	3.91	5.83
VPN/VPI DI	2.61	1.58	2.34

Tabla 7. Características de las alternativas de producción para la modificación. Fuente: PCM

Como se puede observar en la Tabla 7, la opción que presenta un balance entre inversión y promesa de valor como proyecto, es la **Alternativa 1**, que apunta al desarrollo de las reservas 1P y 2P. Para dicha alternativa, durante el periodo 2019-2043 se plantean flujos de inversión de \$127.23 MMUSD sumados a gastos de operación de \$902.59 MMUSD.

f) Análisis técnico de la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo

Con base en la información remitida por PEP, esta Comisión procedió al análisis de la ubicación preliminar de las localizaciones a perforar por parte del Operador.

En el periodo 2020 – 2022 se detalla la programación del Cronograma de perforación de las localizaciones propuestas:

	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20
2020		Perforación Cárdenas-142S										Terminación Cárdenas-142S
	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21
2021		Perforación Cárdenas-162S									Terminación Cárdenas-162S	Perforación Cárdenas-164E
	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22
2022	Perforación Cárdenas-164E						Terminación Cárdenas-164E					

En conjunto sumarán 677 días en perforación para las localizaciones de desarrollo con un promedio de 225 días por cada una. Para el caso de las terminaciones propuestas, se contemplan 21 días en promedio para todas.

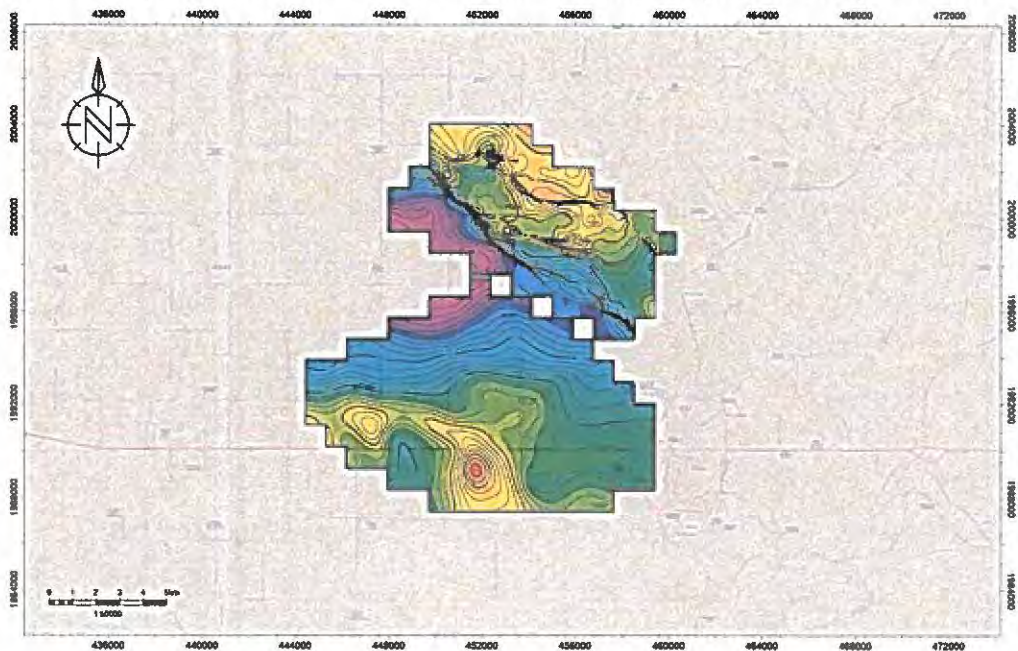


Figura 10. Polígonos del Área Contractual Cárdenas Mora Fuente: PCM/CNH

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

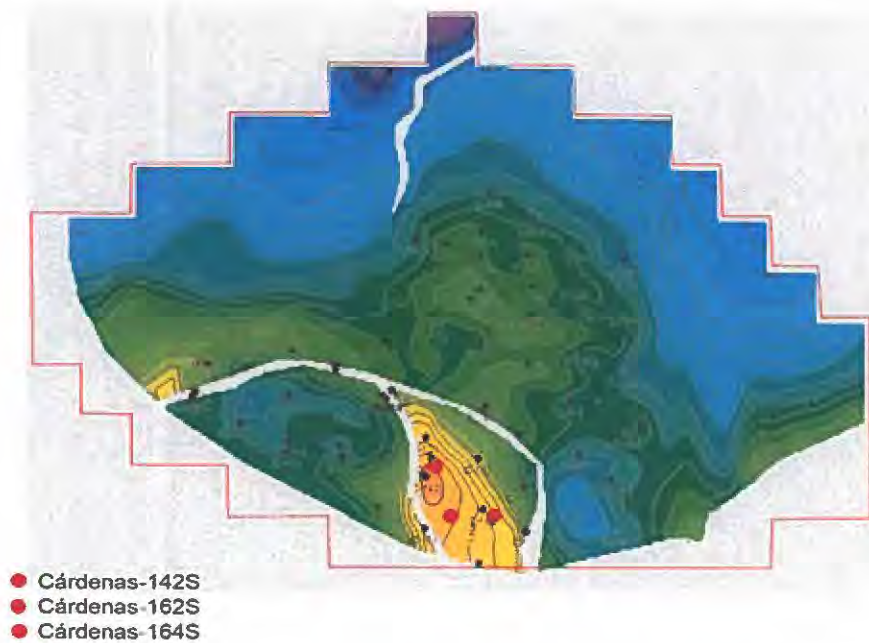


Figura 11. Ubicación de las localizaciones a perforar en la modificación. Campo Cárdenas.
Fuente: PCM/CNH

En la presente modificación, el Operador define el marco estructural de la configuración de la cima del horizonte de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano como el área a desarrollar. Dada la definición de los objetivos de las localizaciones, el Operador realizó un estudio de caracterización del yacimiento con atributos de inversión sísmica para todos los pozos en KI y JSK en Cárdenas-Mora con el propósito de definir las propiedades petrofísicas y entender el modelo de discontinuidades usando todos los registros de pozos disponibles, descripciones de núcleos, descripciones de recortes y desempeño de producción, así como comportamiento dinámico.

El Operador usó estos datos para definir las zonas con mayor densidad de discontinuidades con base a los parámetros petrofísicos y mecánicos, ayudándose de atributos geométricos para definir las tendencias de fracturamiento para después correlacionar con atributos de porosidad y así, delinear las localizaciones óptimas de los objetivos a perforar.

En cuanto a propiedades petrofísicas, el Operador buscó que los parámetros petrofísicos correlacionaran: alto porcentaje de dolomía, porosidades altas y saturaciones de agua bajas.

Los parámetros de física de la roca buscados son:

- Baja relación de velocidad de onda compresional y de cizalla (V_p/V_s)
- Baja impedancia acústica
- Bajo módulo de Young

[Handwritten signatures and marks in blue ink, including a large signature at the top and several smaller ones below.]

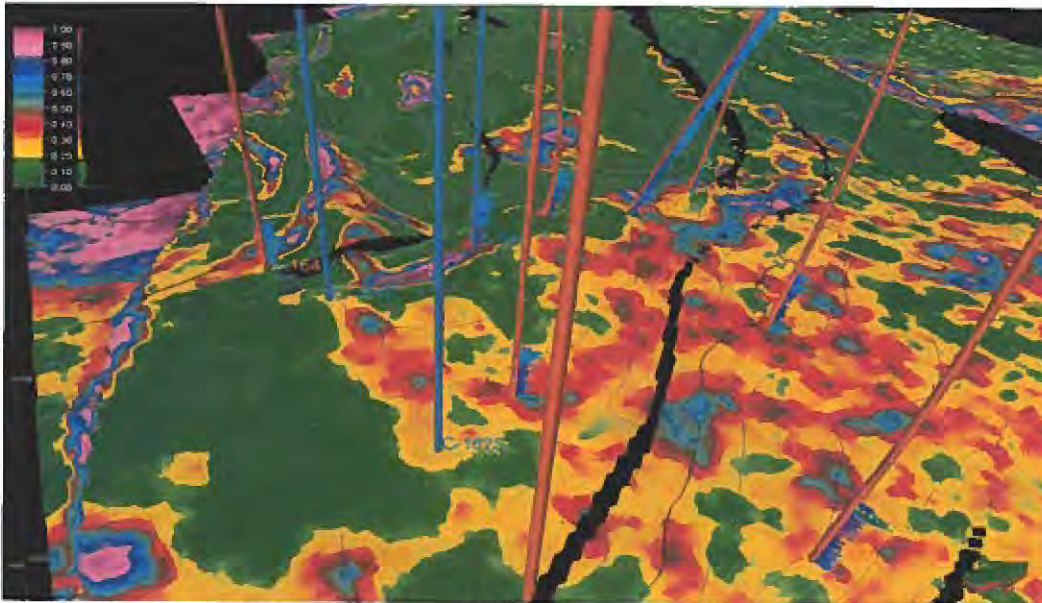


Figura 12. Inversión sísmica para delineación de localizaciones. Fuente: PCM

g) Medición de Hidrocarburos

Una vez revisada la información documentada por el Operador, éste ha corroborado que la implementación de los Mecanismos de Medición y los aspectos de la Comercialización de la Producción no son objeto de modificación, por lo que la medición y comercialización de la producción se mantiene en los términos aprobados en el Plan de Desarrollo mediante la resolución CNH.E.15.002/19 con fecha del 5 de marzo de 2019, y es viable que continúe midiendo a través de las etapas y los Puntos de Medición aprobados mediante dicha resolución.

h) Análisis económico

La opinión económica referente a la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato CNH-A3.Cárdenas-Mora/2018 se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente y considerando la información presentada por el Operador como parte de la Solicitud del Plan de Desarrollo:

1. El desglose del Programa de Inversiones;
2. La consistencia entre la información económico-financiera, y
3. Una evaluación económica del proyecto de desarrollo.

Lo anterior, con base en lo establecido en los numerales 4.5 y 4.6, del Apartado I. PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN, Anexo II de los LINEAMIENTOS; así como en los artículos 58 y 62 de los mismos.

Es así como, en cumplimiento al mandato legal establecido; a continuación, se presentan los resultados del análisis económico.

1.-Desglose del Programa de Inversiones

Como parte de la Solicitud de Aprobación del Plan de Desarrollo, el Operador considera costos totales del orden de 1,029.82 millones de dólares, correspondientes al período 2019 a 2043, de los cuales:

- 127.23 millones de dólares (12.35% del total) corresponden a inversiones, y
- 902.59 millones de dólares (87.65% del total) corresponden a gastos operativos.

A continuación se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la Solicitud de modificación elaborado por el Operador, desglosado por "Actividad" y "Sub Actividad", de conformidad con lo establecido en los "Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos; de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público" (los Lineamientos de Costos). Publicados en el Diario Oficial de la Federación el 6 de marzo de 2015 y reformados el 6 de julio de 2015 y 28 de noviembre de 2016.

Los 1,029.82 millones de dólares, contenidos en el Programa de Inversiones del Plan de Desarrollo, se distribuyen en 3 Actividades, de conformidad con lo siguiente: Desarrollo (13.69%); Producción (82.56%), y Abandono (3.75%). Las siguientes figuras muestran al Programa de Inversiones desglosado por Actividad petrolera, y a su vez, cada una de ellas por Sub Actividad Petrolera.

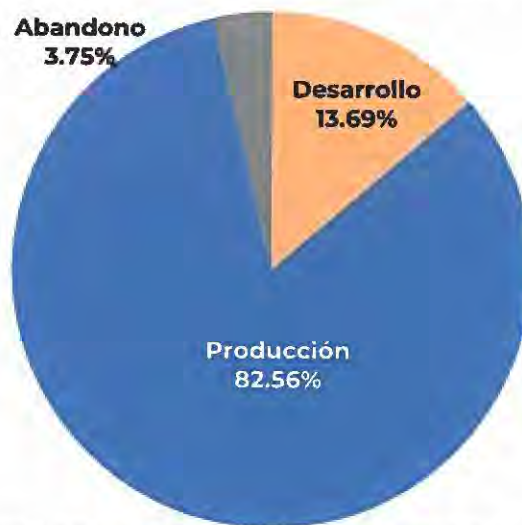


Figura 13. Distribución de Programa de Inversiones total, por Actividad Petrolera
(Fuente: Comisión con información presentada por el Operador)

El Operador presenta montos por un total de 7.22 millones de dólares los cuales son materia de exclusión de la aprobación del Plan Desarrollo.

Actividad Petrolera	Sub-Actividad Petrolera	Total (Millones de Dólares)
Desarrollo	General ^a	9.85
	Perforación de Pozos	73.97
	Intervención de Pozos	47.40
	Otras Ingenierías	0.46
	Construcción Instalaciones	5.40
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	3.87
Producción	General ^b	127.78
	Pruebas de Producción	22.46
	Construcción Instalaciones	6.89
	Intervención de Pozos	138.65
	Operación de Instalaciones de Producción	510.78
	Ductos	33.76
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	9.94
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones ^c	38.63 ^d
Total		1,029.82

Tabla 8. Desglose del Programa de Inversiones
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Notas:

- Las sumas pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo.
- Las actividades contempladas en la Actividad Petrolera de General corresponden a gastos operativos.
 - Las actividades contempladas en la Actividad Petrolera de General corresponden a gastos operativos.
 - Corresponde al monto presentado por el Operador dentro del Programa de Inversiones referente a la estimación de las aportaciones al Fideicomiso de Abandono; el costo total de abandono de pozos e instalaciones estimado por el Operador es de 41.9 MMUSD. Los montos anuales para el período de 2019 a 2043 que corresponden a la aportación al Fideicomiso de Abandono, deberán determinarse de conformidad con la Cláusula 16.4 del Contrato, toda vez que éstos no son materia de aprobación del presente Dictamen.

2.- Consistencia de la información económico-financiera

Derivado del análisis realizado por la Comisión, se corroboró que la información económico-financiera presentada como parte de la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo es consistente con las actividades físicas propuestas en el mismo. Asimismo, el Operador presentó dicha información de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Costos emitidos por la Secretaría de Hacienda.

3.-Evaluación económica del proyecto de desarrollo

h.1. Premisas de la evaluación económica

En este apartado se presentan los indicadores económicos calculados por la Comisión, a partir de las premisas presentadas en la Tabla 9, así como los flujos de costos y de producción propuestos por el Operador. Conforme a lo

establecido en el Plan de Desarrollo, la alternativa seleccionada por el Operador y evaluada en este análisis, permite maximizar la recuperación del factor de recuperación de Hidrocarburos.

Premisas	Valor	Unidades
Producción de aceite	34.78	millones de barriles
Producción de gas	78.32	miles de millones de pies cúbicos
Gas transferido ^a	98.15	miles de millones de pies cúbicos
Precio del aceite ^b	52.59	dólares por barril
Precio del gas ^c	3.89	dólares por mil pies cúbicos
Valor de la regalía adicional	13.0	%
Tasa de descuento	10	%
Tipo de cambio	20.0	pesos / dólar

Tabla 9. Premisas de la evaluación económica
(Fuente: Información presentada por PCM)

Notas:

- a. Gas producido más gas adicional
- b. Promedio simple del perfil de 2019 a 2043 de precios del aceite manifestado por PCM.
- c. Promedio simple del perfil de 2019 a 2043 de precios del gas manifestado por PCM.

h.2 . Resultados de la evaluación económica

Como resultado de la evaluación económica realizada por la Comisión respecto a la modificación del Plan de Desarrollo, se observa que, asumiendo una tasa de descuento del 10%, el valor presente neto (VPN) del proyecto antes del pago de derechos e impuestos, es equivalente a un total de **602.51** millones de dólares, mientras que el valor presente de las inversiones (VPI) es equivalente a **107.95** millones de dólares. Lo anterior representa una relación de VPN/VPI² de **5.58** y una RBC³ de **2.00**.

Una vez incorporado las 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, y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, el VPN para el Operador es de **355.01** millones de dólares; en ese sentido, bajo las premisas económicas utilizadas como parte de la evaluación, se espera que PCM obtenga una relación VPN/VPI equivalente a **3.29** así como una RBC de **1.42**.

Finalmente, como parte de la evaluación económica se hizo una estimación del VPN del Operador, asumiendo el pago del Impuesto sobre la Renta (ISR) bajo las reglas establecidas en la LISH y la Ley del ISR. Bajo dicho ejercicio, el Operador obtiene un VPN **241.98** millones de dólares, lo que significa que el Estado captará cerca del 60% de los flujos remanentes asociados con la modificación

² Valor Presente Neto entre el Valor Presente de la Inversión.

³ Relación Beneficio-Costo.

del Plan de Desarrollo lo que representa una relación VPN/VPI de **2.24**, así como una RBC de **1.25**.

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 Contraprestaciones a favor del Estado ⁴	Valor Después de Impuestos y de contraprestaciones a favor del Estado ⁵	Unidades
VPN*	602.51	355.01	241.98	millones de dólares
VP Inversión		107.95		millones de dólares
VPN/VPI	5.58	3.29	2.24	USD/USD
RBC	2.00	1.42	1.25	USD/USD
TIR	Indeterminada**	Indeterminada**	231	%

*En el ejercicio de evaluación económica llevado a cabo por la Comisión se consideraron los montos correspondientes a las aportaciones proyectadas por el Operador al Fideicomiso de Abandono.

**No fue posible determinar la TIR, debido a que todos los flujos de efectivo son positivos.

Tabla 10. Resultados de la evaluación económica
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por PCM)

h.3. Consideraciones

Con base en los resultados del análisis realizado, se destaca que, bajo los supuestos discutidos anteriormente y bajo las disposiciones previstas en la LISH y demás normativa aplicable, el proyecto analizado resulta viable y supone un flujo de recursos para el Estado durante el periodo de 2019 a 2043.

A partir de la información presentada en esta sección Análisis económico considerando las premisas expuestas, se concluye que los montos estimados permitirían realizar las actividades contempladas en el Plan de Desarrollo bajo condiciones económicamente viables considerando el régimen fiscal aplicable.

i) Programa de Aprovechamiento de Gas Natural

El aprovechamiento de Gas durante la modificación al Plan de Desarrollo se da a través de la captación del gas producido por los pozos que actualmente se encuentran operando en los Campos Cárdenas y Mora.

⁴ 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 y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

⁵ 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.

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'J' at the top and several other marks below.]

Las premisas del Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado son, garantizar la continuidad operativa tanto de los pozos existentes como de los nuevos pozos, así como también continuar con el envío del gas producido hacia la Estación Cárdenas Norte. No se tienen contemplado ni venteo, ni quema de gas durante la vigencia del Contrato.

PCM entrega todo el gas a Pemex mediante un contrato de Compra-Venta entre el Consorcio y Pemex que se encuentra en el Anexo H, del Acuerdo de Operación Conjunta (AOC) "Términos y Condiciones aplicables para opción prevista en la Cláusula 9.5 para la disposición temporal del gas". Por consiguiente, el total de la fracción de gas producida es transferida, y se destina a su aprovechamiento.



Figura. 14. Programa de aprovechamiento de gas natural asociado. Fuente: PCM.

j) Cumplimiento Contractual

1. Área de Extracción

De conformidad con la Cláusula 4.2 "Plan de Desarrollo" del Contrato, dicho Plan deberá de contemplar la totalidad del Área de Desarrollo. Así mismo, dado que el Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018 es un Contrato para la Extracción de Hidrocarburos, y de conformidad con el Anexo II numeral 4.1 Determinación del Área de Extracción, de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, publicados el 12 de abril de 2019 en el Diario Oficial de la Federación (DOF), se entenderá que el Área de Extracción corresponde con la totalidad del Área Contractual, misma que es de 103.999 km² para Cárdenas y de 64.147 km² para Mora, de acuerdo con el Anexo 1 del Contrato.

2. 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

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

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 Operador 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
- 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, quinto párrafo de la Resolución CNH.E.08.001/2017, aprobada mediante Órgano de Gobierno de esta Comisión el día 14 de marzo de 2017.

Derivado de lo anterior y para dar cumplimiento al PMT, el Operador plantea dentro de la Modificación al Plan de Desarrollo realizar las siguientes actividades para poder acreditar las UT comprometidas:

Sub Actividad	Descripción	Plan Provisional			Año 1			Año 2		
		Cantidad	UT	Total	Cantidad	UT	Total	Cantidad	UT	Total
Sub Actividad	Limpieza, registros, disparos, estimulación e inducción	1	100	100	3	100	300	1	100	100
Sub Actividad	Cambio de TF colgadas	0	100	0	3	100	300	1	100	100
Sub Actividad	Limpieza circulada	24	30	720	18	30	540	31	30	930
Sub Actividad	Limpieza con TF	5	30	150	43	30	1290	40	30	1200
Sub Actividad	Toma de información	15	4	60	10	4	40	9	4	36
Sub Actividad	Toma de Información Especial	0	0	0	800	0.08	64	0	0	0
Sub Actividad	Estimulación	0	100	0	4	100	400	7	100	700
Sub Actividad	Cambio de intervalo	0	100	0	0	100	0	0	100	0
Sub Actividad	Perforación acida	0	100	0	1	100	100	0	100	0

Sub Actividad	Pozo nuevo	0	0	0	0	0	0	1	13900	13900
Sub Actividad	RMA ST	0	600	0	1	600	600	0	600	0
Sub Actividad	RMA C/E	0	600	0	1	600	600	1	600	600
				1030			4,234			17,566
	Total									22,830

Tabla 11. Actividades Físicas y Unidades de Trabajo

(Fuente: Datos de PCM)

Por lo anterior y derivado de la revisión realizada conforme al Anexo 5 del Contrato, numeral 9, se observa que la acreditación de Unidades de Trabajo se efectuaría de la siguiente manera:

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	1	0	-	600	-	
	Reparación mayor sin equipo	Limpieza, registros, disparos, estimulación e inducción	Por actividad	100	1	3	1	100	300	100	
	Reparación mayor con equipo	RMA C/E	Por actividad	600	0	1	1	-	600	600	
	Reparación menor sin equipo	Estimulación	Por actividad	30	0	4	7	-	120	210	
	Reparación mayor sin equipo	Perforación Ácida	Por actividad	100	0	1	0	-	100	-	
	Reparación menor sin equipo	Limpieza circulada	Por actividad	30	24	18	31	720	540	930	
	Reparación menor sin equipo	Limpieza con TF	Por actividad	30	5	43	40	150	1,290	1,200	
	Reparación menor sin equipo	Cambio TF Colgada	Por actividad	30	0	3	1	-	90	30	
Estudios	Toma de información	Toma de información	Unitario	4	15	10	9	60	40	36	
	Toma de información	Toma de información Especial	metros de registro	0.08	0	800	0	-	64	-	
Perforación de Pozos	Perforación	Perforación	Metros (5,950)	13,790	0	0	1	-	-	13,790	
								Sub-Total	1,030	3,744	16,896
								Total	21,670		

Tabla 12. Actividades Físicas y Unidades de Trabajo

(Fuente: Comisión con datos de PCM)

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

No obstante, a lo anterior se informa que la acreditación de UT correspondientes a la Toma de información Especial deberá de cumplir con lo establecido con las Actividades establecidas en el numeral 9, del Anexo 5 del Contrato.

3. 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 Operador tiene considerado realizar las siguientes actividades físicas de acuerdo con el siguiente cronograma:

Descripción Sub-Tarea	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Sidetrack	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RMA C/E	1	1	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Terminación	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RMA S/E	4	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Perforación	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Estimulación	5	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Limpieza circulada	15	27	25	25	24	29	25	25	14	13	13	12	9
Limpieza TF	43	42	48	45	49	44	33	27	14	13	11	10	9
Toma de Información	10	9	8	8	9	9	7	7	8	6	6	6	6
Toma de Información Especial	4	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Caracterización de fluidos	12	11	12	11	11	11	11	10	11	10	9	9	7
Iny. Quím	2	2	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RME S/E	3	1	0	0	4	3	0	0	3	2	1	0	1
Certificación de reservas	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Estudios de EOR	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Descripción Sub-Tarea	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	Total
Sidetrack	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
RMA C/E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4
Terminación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
RMA S/E	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6
Perforación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Estimulación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12
Limpieza circulada	8	7	7	5	5	5	5	5	4	3	3	1	314
Limpieza TF	9	8	7	6	6	4	4	4	3	1	1	0	441
Toma de Información	5	6	5	6	5	6	5	6	5	6	5	1	160
Toma de Información Especial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
Caracterización de fluidos	7	7	7	6	7	3	7	2	6	0	5	10	202
Iny. Quím	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7
RME S/E	2	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	22
Certificación de reservas	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	24
Estudios de EOR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1

Tabla 13. Cronograma de Actividad Física para el Plan de Desarrollo.
(Fuente: Datos de PCM)

4. Actividades ejecutadas

En relación con la Cláusula 4.1 "Programa Provisional", dicho programa se aprobó mediante Resolución CNH.E.11.001/18 del 1º de marzo de 2018 y fue modificado mediante Resolución CNH.E.70.002/18 el 11 de noviembre 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 Operador, a febrero de 2019 se realizaron las siguientes actividades asociadas al Programa Provisional:

Actividad	Sub_ actividad	Tarea	Programa Provisional												Total
			mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	ene-19	feb-19	
Producción	Pruebas de Producción	Cromatografías en Mora	0	4	6	8	8	6	6	10	10	9	5	7	79
		Cromatografías en Cárdenas	0	8	11	10	11	9	10	17	15	6	15	8	120
		Análisis de porcentaje de aceite, agua y sedimento, salinidad en agua.	0	0	23	0	19	15	16	20	22	15	20	15	165
		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	7	77
	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 14. Actividades Físicas reportadas dentro de los reportes mensuales.
(Fuente: Comisión con datos de PCM)

De acuerdo con los reportes mensuales presentados por el Operador, a octubre de 2019 se han realizado las siguientes actividades asociadas al Plan de Desarrollo:

Actividades Físicas Programadas en el Plan de Desarrollo	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	Total
RMA Sidetrack							1		1
Estimulación	1		1						2
Limpieza Circulada			1		2		1	1	4
Limpieza TF	2	4	1	1	5	2	4	3	19
Cambio/Recuperación de TF Colgada					1			1	1
Toma de Información					2	3		3	5
Caracterización de Fluidos	25	22	23	23	29	20	25	25	167
Muestréos	28	28	29	17	29	18	18	18	167

Tabla 15. Actividades Físicas reportadas dentro de los reportes mensuales.
(Fuente: Comisión con datos del Operador)

De las Actividades ejecutadas que se muestran en las tablas anteriores, algunas de ellas fueron consideradas por el Operador como parte del PMT, como se describió anteriormente.

5. Abandono:

En atención a la Cláusula 16.1, el Operador ha incluido en el Plan de Desarrollo una sección relacionada con el Abandono y Desmantelamiento, 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 Operador indica que el costo total de abandono asociado a los 38 Pozos, 41 ductos y 2 Instalaciones (materiales existentes y contemplados dentro de la modificación del Plan de Desarrollo), del Área Contractual, corresponde aproximadamente a 41.900 MMUSD.

Respecto de los montos anuales correspondientes a las Aportaciones Anuales al Fideicomiso de Abandono, deberán de 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 de forma anual por el Operador.

6. 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, mediante escritos No. OE-PCM-077-11-18 y OE-PCM-112-07-19, el Operador entregó a la Comisión la

documentación de la utilidad de 35 (LDD, LBN, GDO, OLEO Y OLG), de los cuales 31 fueron clasificados como útiles, así mismo 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 6.

Pozo
Cárdenas 122
Cárdenas 308
Cárdenas 338

Tabla 16. Pozos documentados útiles que no forman parte del Anexo 9, Cárdenas Mora.
(Fuente: Comisión con datos de PCM)

Así mismo el Plan de Desarrollo presentado por el Operador, contempla actividades sobre un total de 35 pozos, mismas que no consideran los 3 adicionales antes mencionados. Al respecto, se advierte que, si el Operador desea 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 del 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 Tabla 17 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme al artículo 1 fracción VI y Título VI de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 43 fracción III de la Ley de Hidrocarburos y artículo 102, fracciones a), b), c), d), e), f) y g) y 103 fracción I de los Lineamientos:

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 programas en el año
Unidad de medida	Porcentaje	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPP = \frac{PPreal - PPplan}{PPplan} * 100$	$DTP = \frac{PPreal - PPplan}{PPplan} * 100$
Frecuencia de medición	Trimestral	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Trimestral

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	$\frac{TP=(TP_{real}-TP_{plan})}{(TP_{plan})} * 100$	$\frac{TRP=(TRP_{real}-TRP_{plan})}{(TRP_{plan})} * 100$
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	Semestral	Semestral

Característica	Tasa de éxito de perforación para los pozos de desarrollo
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de pozos de desarrollo exitoso con respecto al número total de pozos de desarrollo perforados. El éxito se considera cuando el pozo contribuye a la producción del yacimiento
Unidad de medida	Porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$TEPD = \frac{\text{Pozos delimitadores exitosos}}{\text{Total de Pozos del desarrollo}} * 100$
Frecuencia de medición	Al finalizar la perforación y prueba de un pozo
Periodo de reporte a la Comisión	Al finalizar la perforación y prueba 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	$TER = \frac{\text{Reparaciones exitosas}}{\text{Total de reparaciones}} * 100$	$DRMA = \frac{RM_{real}-RM_{plan}}{RM_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral

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	$DPA = \frac{PAreal - PPplan}{PAplan} * 100$	$DGO = \frac{GOreal - GOplan}{GOplan} * 100$
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral

Característica	Desarrollo de reservas
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DDR = \frac{DRreal - DRplan}{DRplan} * 100$
Frecuencia de medición	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral

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	$DFR = \frac{FRreal - FRplan}{FRplan} * 100$	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral

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	$DCN = \frac{CNreal - CNplan}{CNplan} * 100$	$DAGN = \frac{AGNreal - AGNplan}{AGNplan} * 100$
Frecuencia de medición	Semestral	Semestral
Periodo de reporte a la Comisión	Semestral	Semestral

Tabla 17. Indicadores de desempeño.

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 31 fracciones VI y VIII de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la LORCME, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Operador, 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 18.

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Perforación y terminación	3		
Ductos	6		
RMA Con equipo	4		
RMA Sidetrack	1		
RMA Sin equipo	6		
RME Sin equipo	22		
Toma de información	160		
Toma de información especial	5		
Caracterización de fluidos	202		
Inyección de químicos	7		
Limpiezas	755		
Estimulación	12		

Tabla 18. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer para la modificación
Fuente: PCM

- 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 19.

Actividad Petrolera		Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo				
I	General	\$ 9.85		
II	Perforación de pozos	\$ 73.97		
III	Intervención de pozos	\$ 47.40		
IV	Otras Ingenierías	\$ 0.46		
V	Construcción Instalaciones	\$ 5.40		
VI	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$ 3.87		

[Handwritten signatures and marks]

Producción				
VII	General	\$	127.78	
VIII	Pruebas de producción	\$	22.46	
IX	Construcción Instalaciones	\$	6.89	
X	Intervención de Pozos	\$	138.65	
XI	Operación de Instalaciones de Producción	\$	510.78	
XII	Ductos	\$	33.76	
XIII	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$	9.94	
Abandono				
XIV	Desmantelamiento de Instalaciones	\$	38.63	
Total		\$	1,029.82	

Tabla 19. Programa de inversiones desglosado por subactividad petrolera. Fuente: CNH.

- iii) Las actividades Planeadas por el Operador están encaminadas a la producción de hidrocarburos en el Área Contractual, misma que está condicionada 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.

Fluido	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Producción de aceite programada (mbd)	4.64	6.34	7.43	8.15	8.47	7.72	6.85	6.06	5.35
Producción de aceite real (mbd)									
Porcentaje de desviación									
Producción de gas programada (mmpcd)	11.80	18.50	19.28	19.66	18.93	17.29	15.39	13.66	11.48
Producción de gas real (mmpcd)									
Porcentaje de desviación									

Fluido	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Producción de aceite programada (mbd)	4.73	4.15	3.68	3.26	2.89	2.56	2.27	2.00	1.77	1.56
Producción de aceite real (mbd)										
Porcentaje de desviación										
Producción de gas programada (mmpcd)	9.89	8.12	7.21	6.40	5.69	5.05	4.49	3.96	3.52	3.12
Producción de gas real (mmpcd)										
Porcentaje de desviación										

Fluido	2038	2039	2040	2041	2042	2043	Total
Producción de aceite programada (mbd)	1.38	1.16	1.01	0.88	0.77	0.12	34.78 (mmb)
Producción de aceite real (mbd)							
Porcentaje de desviación							

Producción de gas programada (mmpcd)	2.76	2.40	2.12	1.84	1.62	0.24	78.32 (mmpcd)
Producción de gas real (mmpcd)							
Porcentaje de desviación							

Tabla 20. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada. (Fuente: Comisión con datos del Operador).

El Operador deberá presentar a la Comisión aquellos reportes que permitan dar seguimiento y verificar el cumplimiento de la ejecución del Plan de Desarrollo, en los términos que establecen el artículo 43 de los Lineamientos, así como el artículo 24 de las Disposiciones.

vi. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional y Capacitación y Transferencia Tecnológica

Mediante oficios 250.778/2019 y 250.757/2019 con fechas 4 de diciembre de 2019 y 21 de noviembre de 2019, respectivamente; la Comisión solicitó a Economía emitir opinión sobre el programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional y el programa de capacitación y transferencia tecnológica.

Lo anterior en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos y tomando en consideración la competencia material de la Secretaría de Economía en materia de Contenido Nacional.

En el supuesto de que la Secretaría de Economía emita una opinión en sentido no favorable a dichos programas, el Operador estará obligado a presentar una modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción.

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la solicitud de aprobación de la modificación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato, 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 presente Plan.

vii. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018, 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 PDE.

Por oficio 250.702/2019 del 30 de octubre de 2019, la Comisión remitió a la Agencia la información asociada a la Solicitud en términos del artículo 8 de los Lineamientos, a fin de que fuera considerada en los trámites o autorizaciones

iniciados por el Operador, relacionados con el Sistema de Administración de Riesgos, sin que a la fecha exista el pronunciamiento de la Agencia.

Cabe hacer mención que mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0238/2018 del 7 de marzo de 2018, la Agencia otorgó al Operador el Sistema de Administración de Riesgos identificado con el número ASEA-PEC18003C.

Cabe señalar que el presente Dictamen se emite sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la Normativa emitida por la Agencia, lo anterior atendiendo al esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

viii. Recomendaciones

Con base en la información remitida por el Operador en relación con la modificación del Plan de Desarrollo del Contrato y derivado del análisis que se efectuó en esta Comisión, se emiten las siguientes recomendaciones:

1. Dado el corte de agua de los campos del Contrato, en específico el campo Cárdenas, se recomienda evaluar el potencial de tecnologías para incrementar la vida productiva de los pozos asociados.
2. Evaluar el potencial de nuevos desarrollos en el campo Mora, lo anterior dado el hecho de que las reservas indican un 21% de factor de recuperación al final del Contrato.
3. Se recomienda la toma de una campaña de tapones (testigos) de formación a través de herramienta de cable en las nuevas localizaciones a perforarse en la presente modificación, con el objetivo de conocer propiedades petrofísicas actuales y saturaciones de fluidos acorde a la edad de explotación del campo en estudio.

ix. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan presentado por el Operador de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la LORCME, así como los artículos 21, 22, 25, 59 fracciones I, II, III, IV, V, 62 fracción III de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable y al Contrato.

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

La toma de información propuesta por el Operador como continuidad operativa, así como la toma de información durante la perforación de los pozos y toma de información especial como son los registros de neutrón pulsado y los registros de flujo de tipo molinete, coadyuvará a mejorar el nivel de detalle de las unidades de flujo, en especial en yacimientos naturalmente fracturados en donde nuevos desarrollos implican retos tecnológicos en función de la heterogeneidad de propiedades. En virtud de lo anterior, el conocimiento del desarrollo de los campos Cárdenas y Mora coadyuva a acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero.

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

El desarrollo del campo propuesto en la presente modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción consiste en la perforación y terminación de 3 pozos, 4 RMA con equipo, 1 RMA Sidetrack, 6 RMA sin equipo, y 22 RME sin equipo, así como 7 inyecciones de químicos y 12 estimulaciones. Las actividades físicas tienen proyectado recuperar una producción de 34.78 MMb de aceite y 78.52 MMMpc de gas; lo anterior equivale a obtener los factores de recuperación de aceite de 37% a 40% y de gas de 41% a 44.9%, incrementando así los factores de recuperación para aceite y para gas.

c) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación

Cárdenas y Mora son campos con un comportamiento dinámico aparente de soporte de energía hidráulico, en el cual, producen 10 pozos aproximadamente. De ese modo, se prevé el desarrollo de reservas con una categoría 2P con una estrategia de desarrollo del campo a través de la perforación y terminación de 3 pozos en el campo Cárdenas.

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

Las actividades planteadas por PCM para llevar a cabo dentro del Área Contractual durante la ejecución de la modificación del Plan de Desarrollo consisten la perforación y terminación de 3 pozos, 4 RMA con equipo, 1 RMA Sidetrack, 6 RMA sin equipo, y 22 RME sin equipo, así como 7 inyecciones de químicos y 12 estimulaciones. Por lo anterior, se determina que la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción promueve el desarrollo de las actividades de extracción y así, se considera viable continuar la producción de hidrocarburos a través de las actividades planteadas.

e) La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables



Una vez analizada la información remitida por el Operador, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar en el ámbito de desarrollo del campo, como son: Limpiezas espumadas, fluido de perforación espumado, bombeo neumático autoabastecido, e inyección de químicos para prevenir incrustaciones entre otras, son adecuadas para realizar las actividades de Extracción de Hidrocarburos en el Área Contractual, las cuales, contribuirán a maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables.

f) El programa de aprovechamiento del Gas Natural

El Operador presentó en la modificación al Plan, el PAGNA, el cual fue analizado por esta Comisión y se concluye que la solicitud no considera modificación respecto de dicha actualización, por lo que se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión, por lo anterior, se presenta como referencia el contenido general del PAGNA aprobado por esta Comisión.

g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

Una vez revisada la información documentada por el Operador que éste ha corroborado que la implementación de los Mecanismos de Medición y los aspectos de la Comercialización de la Producción no son objeto de modificación, por lo que la medición y comercialización de la producción se mantiene en los términos aprobados en el Plan de Desarrollo mediante la resolución CNH.E.15.002/19 con fecha del 5 de marzo de 2019, y es viable que continúe midiendo a través de las etapas y los Puntos de Medición aprobados mediante dicha resolución.

ELABORÓ

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

ELABORÓ

ING. JOSÉ ALFREDO FUENTES SERRANO
Subdirector de Área
Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción

ELABORÓ

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

REVISÓ

LIC. LUIS MORALES VALLES
Director General
Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción

REVISÓ

MTRO. JORGE LUIS PÉREZ-OLEA
Director General
Dirección General de Prospectiva y
Evaluación Económica

REVISÓ

MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PAEZ
Director General
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

AUTORIZÓ

Ing. Julio César Trejo Martínez
Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos publicado en el Diario Oficial de la Federación el 27 de junio de 2019, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-A3.CÁRDENAS-MORA/2018.