

Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

Opinión Técnica

Solicitud de Migración de las Asignaciones

**A-0063-M-Campo Cárdenas y**

**A-0226-M-Campo Mora**

a un Contrato para la Exploración y  
Extracción

Septiembre 2015

APP  
*[Handwritten signature]*

## Contenido

<b>CONTENIDO</b> .....	<b>2</b>
<b>I. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>3</b>
<b>II. IDENTIFICACIÓN DE LA ASIGNACIÓN A MIGRAR</b> .....	<b>4</b>
A) DESCRIPCIÓN DE LA ASIGNACIÓN .....	4
B) UBICACIÓN .....	4
<b>III. JUSTIFICACIÓN DE LA CONVENIENCIA DE LA MIGRACIÓN PARA LA NACIÓN</b> .....	<b>6</b>
A) PRODUCCIÓN BASE E INCREMENTAL DE HIDROCARBUROS .....	6
B) INCORPORACIÓN DE RESERVAS ADICIONALES.....	14
C) ESCENARIO DE GASTOS, COSTOS E INVERSIONES NECESARIOS PARA UN DESARROLLO EFICIENTE .....	16
<b>IV. ESCENARIOS DE PRECIOS UTILIZADOS</b> .....	<b>26</b>
<b>V. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL ÁREA</b> .....	<b>28</b>
<b>VI. CALIDAD, CONTENIDO DE AZUFRE Y GRADOS API DE LOS HIDROCARBUROS</b> .....	<b>30</b>
<b>VII. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE DENTRO Y ALREDEDOR DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN</b> .....	<b>31</b>
A) INFRAESTRUCTURA DENTRO DE LA ASIGNACIÓN.....	31
B) INFRAESTRUCTURA ALREDEDOR DE LA ASIGNACIÓN.....	31
<b>VIII. MANIFESTACIÓN DEL INTERÉS DE CELEBRAR ALIANZA O ASOCIACIÓN CON PERSONAS MORALES</b> .....	<b>33</b>
<b>IX. SENTIDO DE LA OPINIÓN</b> .....	<b>34</b>

APP

## I. Introducción

El 11 de agosto de 2014, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación, entre otros, los decretos por los que se expidieron las leyes de Hidrocarburos y de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como aquél por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

Como parte de las nuevas atribuciones conferidas, Secretaría de Energía (en adelante, Sener), con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión), adjudicó a Petróleos Mexicanos diversas asignaciones en el marco del transitorio Sexto del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013.

En términos de los artículos 12 de la ley de Hidrocarburos; 29 y 30 fracción II de su Reglamento, las empresas productivas del Estado titulares de una Asignación podrán solicitar a la Sener la migración de sus Asignaciones a un contrato para la exploración y extracción, debiendo resolver con la asistencia técnica de la Comisión. En este sentido y como titular de las Asignaciones A-0063-Campo Cárdenas y A-0226-Campo Mora, Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP), envió a la Sener mediante oficio PEP-152-2015 de fecha 22 de abril de 2015, la solicitud de migración de dichas Asignaciones a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Con fecha 14 de mayo de 2015, mediante oficio 500.DGCP.443/15, la Sener requirió a PEP información adicional respecto de la solicitud presentada para la migración de las Asignaciones A-0063-Campo Cárdenas y A-0226-Campo Mora. Mediante oficio PEP-DDP-SAP-007-2015, de fecha 23 de julio de 2015, PEP hizo entrega de la documentación que le fue requerida por Sener. En consecuencia, mediante oficio 500.DGCP.529/15 recibido en esta Comisión el 29 de julio de 2015, la Sener solicitó a esta Comisión su opinión técnica respecto de la procedencia de la migración de las Asignaciones mencionadas.

Posteriormente, la Sener mediante oficio 500.DGCP.547/15 recibido el 11 de agosto de 2015, hizo del conocimiento de esta Comisión la suspensión del procedimiento para resolver sobre la procedencia de la migración de las Asignaciones A-0063-Campo Cárdenas y A-0226-Campo Mora a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos, hasta en tanto la propia Sener modificara y expidiera los nuevos Títulos de Asignación respectivos.

Con fecha 01 de septiembre de 2015, y una vez expedidos los nuevos Títulos de Asignación correspondientes, PEP presentó mediante oficio PEP-DDP-SAP-050-2015 a la Sener la actualización de la solicitud de migración de las Asignaciones A-0063-M-Campo Cárdenas y A-0226-M-Campo Mora, manifestando su interés de continuar con la solicitud de migración de las dichas Asignaciones y el interés de integrar las dos Asignaciones a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Como consecuencia de lo anterior, mediante oficio 500.DGCP.589/15 recibido en esta Comisión el 07 de septiembre de 2015, la Sener solicitó a esta Comisión su opinión técnica respecto de la procedencia de las solicitudes de migración de las Asignaciones A-0063-M-Campo Cárdenas y A-0226-M-Campo Mora a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Recibida la información de referencia, se procedió a analizar de manera integral el contenido de la misma para la emisión de la opinión técnica a la Sener, en términos de los dispuesto en los artículos 12 de la Ley de Hidrocarburos y 29 y 30 fracción II, de su Reglamento.

## II. Identificación de la Asignación a migrar

### *a) Descripción de la Asignación*

Las asignaciones A-0063-Campo Cárdenas y A-0226-Campo Mora fueron otorgadas a Petróleos Mexicanos en el marco de la Ronda Cero. Posteriormente el 17 de agosto de 2015 dichos títulos se modificaron a las asignaciones A-0063-M-Campo Cárdenas y A-0226-M-Campo Mora para ajustar el área y la actividad física, de las actividades de extracción de hidrocarburos. Ambas asignaciones modificadas tienen una vigencia de 20 años contados a partir de la emisión de los títulos de asignación A-0063-Campo Cárdenas y A-0226-Campo Mora, el cual podrá prorrogarse hasta en dos ocasiones por un periodo adicional de hasta 5 años, previa aprobación de la Sener.

El campo Cárdenas está conformado por tres yacimientos, uno de ellos de edad Plioceno Superior compuesto por arenas, y los yacimientos de Cretácico Inferior y Jurásico Superior Kimmeridgiano, compuestos por calizas y dolomías. El campo Mora está conformado por dos yacimientos de edades Cretácico Inferior y Jurásico Superior Kimmeridgiano formado por calizas. La estructura del campo Cárdenas y Mora es paralela al alineamiento estructural Noreste-Suroeste con producción en Cretácico Inferior.

En el campo Cárdenas actualmente se está llevando a cabo una prueba piloto en el yacimiento JSK ejecutando la inyección de aire que pretende recuperar un volumen adicional, de ser exitosa la recuperación adicional con la inyección de aire se planea masificarla a otros yacimientos.

El aceite producido en Cárdenas es un aceite volátil y cuenta con una densidad de 40 °API en JSK y 37 °API en KI, mientras que el campo Mora produce aceite volátil y cuenta con una densidad de 36 °API.

Los títulos de asignación, otorgan a Petróleos Mexicanos el derecho para realizar actividades de extracción en las formaciones geológicas Plioceno Superior, KI, JSK para Cárdenas y KI, JSK para el campo Mora; de igual manera, en la migración de estas asignaciones se consideran las formaciones KI y JKS de ambos campos.

En ninguno de los yacimientos de los campos Cárdenas y Mora se cuenta con la presencia de condensado, o gas natural no asociado.

### *b) Ubicación*

El campo Cárdenas, que corresponde a la Asignación A-0063-M-Campo Cárdenas, geográficamente se encuentra en el estado de Tabasco, a 36 km al sureste de la ciudad de Comalcalco y a 7 km de la ciudad de Cárdenas, el área de la Asignación abarca 104.00 km<sup>2</sup>. El campo Mora, que corresponde a la Asignación A-0226-M-Campo Mora, se localiza en la parte suroeste del estado de Tabasco, en el municipio de Cárdenas, aproximadamente a 12 km al norte de la ciudad de Cárdenas y a 29 km de la ciudad de Comalcalco, el área de la Asignación abarca 64.15 km<sup>2</sup>. En la Fig. 1 se muestra la ubicación y áreas de las Asignaciones A-0063-M-Campo Cárdenas y A-0226-M-Campo Mora.

APP

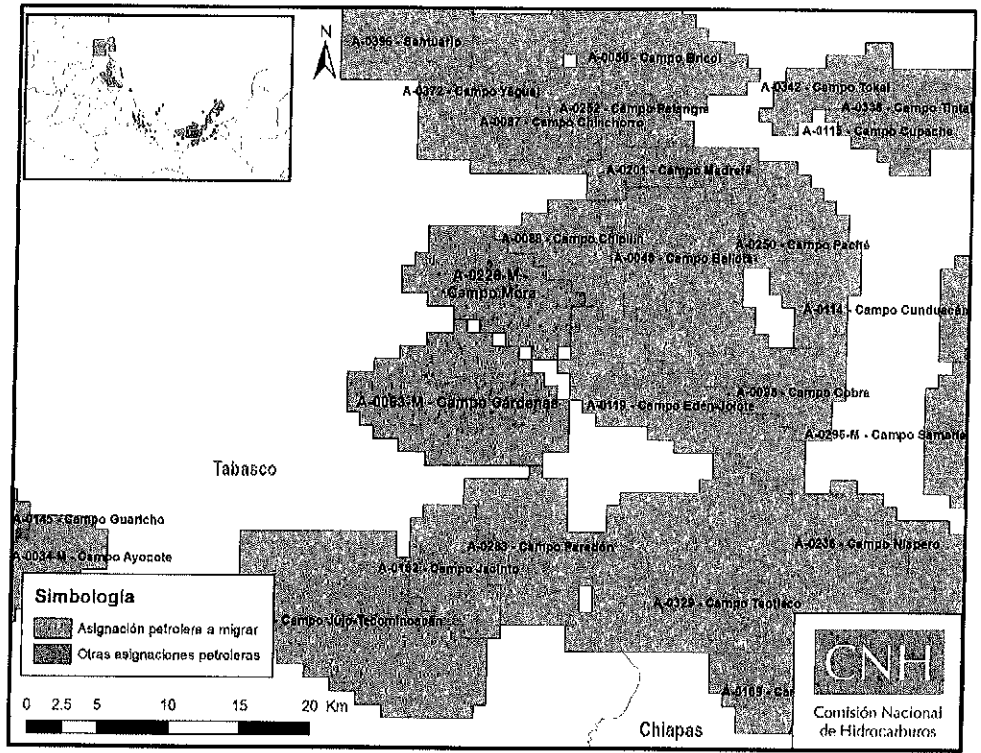


Fig. 1. Ubicación geográfica de las Asignaciones A-0063-M-Campo Cárdenas y A-0226-M-Campo Mora  
 (Fuente: CNH con datos de PEP)

DRP.

### III. Justificación de la conveniencia de la migración para la Nación

La solicitud de migración presentada por PEP considera tres escenarios de producción; el escenario Base Ronda Cero, denominado en el documento como "Escenario Base"; el escenario "Base Modificado", el cual es una actualización del Escenario Base y el "Escenario Incremental", el cual incluye propuestas adicionales. A continuación se describen los principales elementos de los tres escenarios antes mencionados, elementos tales como producción de hidrocarburos, los gastos e inversiones necesarias para el desarrollo de los campos, actividades a realizarse así como la incorporación de reservas adicionales o en su caso, reclasificación de reservas.

#### *a) Producción base e incremental de hidrocarburos*

Los pronósticos de producción presentados por PEP fueron generados mediante el uso de modelos de simulación numérica del yacimiento de los campos Cárdenas y Mora, basados en los modelos geológicos, en los cuales se representan las características del yacimiento tales como: estructura del yacimiento, límites, distribución de propiedades, modelado de la interacción roca – fluidos; esto con la finalidad de reproducir las condiciones de presión-producción del yacimiento.

Los pronósticos de producción documentados en esta sección corresponden a tres escenarios presentados por PEP, mismos que se describen a continuación:

#### **Escenario Base-Ronda Cero**

Este escenario incluye la actividad, inversión y gastos de operación aprobados para el otorgamiento de las Asignaciones en el proceso denominado Ronda Cero. El plan de desarrollo contemplaba lo siguiente para para cada campo el periodo 2016-2045:

Para el campo Cárdenas:

- Perforación de cuatro pozos de desarrollo en Cretácico Inferior en la reserva 1P.
- Una reparación mayor.
- Prueba piloto de inyección de aire Bloque Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) y prueba piloto de recuperación adicional en Cretácico Inferior Noreste (KINE) y Cretácico Inferior Suroeste (KISW).

Para el campo Mora:

- Perforación de cuatro pozos de desarrollo en Cretácico Inferior en la reserva 1P
- Una reparación mayor.
- Prueba piloto de recuperación adicional de mantenimiento de presión mediante la inyección de gas y/o agua

La Tabla 1 muestra los pronósticos de producción de aceite del Escenario Base Ronda Cero.

ARR

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Cárdenas	3.5	4.9	6.2	5.9	4.8	3.9	3.0	2.4	1.9	1.5	1.2	1.0	0.9	1.8	2.6	2.2	1.9	1.6
Mora	5.3	4.5	4.2	4.8	5.0	4.3	3.5	2.9	4.7	4.2	3.5	2.8	2.0	1.5	1.2	1.0	0.9	0.7
Agrupación Cárdenas- Mora	8.8	9.4	10.4	10.7	9.8	8.2	6.6	5.3	6.6	5.7	4.6	3.8	2.9	3.4	3.8	3.3	2.8	2.4

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	Total
Cárdenas	1.4	1.2	0.9	0.6	0.5	0.4	0.4	0.3	0.3	0.2	0.1	0.0	21.0 mmb
Mora	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	21.8 mmb
Agrupación Cárdenas- Mora	2.0	1.7	1.3	0.9	0.7	0.6	0.5	0.5	0.4	0.3	0.1	0.0	42.9 mmb

Tabla 1. Pronósticos de producción de aceite - Escenario Base Ronda Cero en mbd (Fuente: PEP).

La Tabla 2 muestra los pronósticos de producción de gas del Escenario Ronda Cero.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Cárdenas	23.4	22.3	23.1	20.2	16.4	13.0	9.3	7.3	5.7	4.4	3.5	3.1	2.7	21.5	25.7	22.4	19.5	16.9
Mora	13.8	11.4	10.1	10.6	12.3	10.6	8.6	6.3	26.0	25.3	21.1	17.3	13.7	11.2	9.3	7.8	6.5	5.5
Agrupación Cárdenas- Mora	37.2	33.7	33.2	30.9	28.7	23.6	17.9	13.6	31.6	29.8	24.6	20.4	16.4	32.8	35.0	30.2	26.0	22.4

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	Total
Cárdenas	14.6	12.6	9.8	7.0	4.9	4.3	3.8	3.3	2.9	2.6	0.8	0.2	119.46 mmmpc
Mora	4.6	3.9	3.2	2.6	2.2	1.8	1.5	1.3	1.1	0.6	0.0	0.0	91.41 mmmpc
Agrupación Cárdenas- Mora	19.2	16.5	13.0	9.6	7.0	6.1	5.3	4.6	4.0	3.2	0.8	0.2	210.87 mmmpc

Tabla 2. Pronósticos de producción de gas - Escenario Base Ronda Cero en mmppcd (Fuente: PEP).

### Escenario Base-Modificado

El escenario Base Modificado refleja la situación y disponibilidad de recursos actual para las asignaciones, PEP generó una nueva distribución de sus inversiones y actividades en el plan de desarrollo de los campos Cárdenas y Mora. Las premisas del ajuste de este escenario consideran principalmente.

Para el campo Cárdenas:

- Perforación y terminación de 4 pozos de la reserva 1P en Cretácico Inferior
- Cinco reparaciones mayores, cuatro más que en Ronda Cero
- Operación y mantenimiento de la producción base

- Abandono de 27 pozos y sus ductos asociados

Para el campo Mora:

- Perforación y terminación de 4 pozos de la reserva 1P en Cretácico Inferior
- Cinco reparaciones mayores (cambios de intervalo), cuatro más que en Ronda Cero
- Operación y mantenimiento de la producción base
- Abandono de 15 pozos y sus ductos asociados

La Tabla 3 muestra los pronósticos de producción de aceite del Escenario Base Modificado.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Cárdenas	3.4	3.9	4.5	4.4	3.9	3.4	2.9	2.6	2.3	2.0	1.8	1.6	2.0	2.7	4.2	3.7	3.2	2.9
Mora	4.7	4.8	5.0	5.5	5.7	5.3	4.4	3.6	3.0	2.4	1.9	1.4	1.0	0.8	0.6	0.5	0.4	0.3
Agrupación Cárdenas-Mora	8.1	8.8	9.5	10.0	9.6	8.7	7.3	6.2	5.3	4.5	3.7	3.0	3.0	3.5	4.8	4.2	3.6	3.2

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
Cárdenas	2.6	2.3	2.0	1.8	1.6	1.4	1.1	0.9	0.8	0.6	0.5	0.4	0.4	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1
Mora	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Agrupación Cárdenas-Mora	2.8	2.5	2.2	2.0	1.7	1.5	1.2	0.9	0.8	0.6	0.5	0.4	0.4	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1

	2052	2053	Total
Cárdenas	0.0	0.0	26.5 mmb
Mora	0.0	0.0	19.2 mmb
Agrupación Cárdenas-Mora	0.0	0.0	45.8 mmb

Tabla 3. Pronósticos de producción de aceite - Escenario Base-Modificado en mbd (Fuente: PEP).

La Tabla 4 muestra los pronósticos de producción de gas del Escenario Base Modificado.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Cárdenas	11.1	11.6	12.4	13.5	12.3	10.6	9.4	8.3	7.3	6.5	5.8	5.8	14.0	22.1	27.5	24.2	21.3	18.8
Mora	6.9	10.3	12.0	10.8	9.3	8.0	6.8	5.9	5.2	4.5	3.5	2.7	2.5	2.4	2.0	2.6	3.3	4.3
Agrupación Cárdenas-Mora	18.0	21.9	24.4	24.3	21.6	18.6	16.2	14.2	12.5	11.0	9.3	8.5	16.5	24.6	29.5	26.8	24.6	23.1

APP



	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
Cárdenas	16.6	14.7	13.0	11.5	10.2	8.9	7.0	5.9	4.9	3.7	3.2	2.8	2.5	2.1	1.8	1.6	1.1	0.8
Mora	5.7	7.6	10.1	13.4	17.9	23.8	31.6	17.1	4.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Agrupación Cárdenas-Mora	22.3	22.3	23.1	25.0	28.0	32.7	38.6	23.0	9.5	3.7	3.2	2.8	2.5	2.1	1.8	1.6	1.1	0.8

	2052	2053	Total
Cárdenas	0.1	0.0	129.6 mmmpc
Mora	0	0	85.8 mmmpc
Agrupación Cárdenas-Mora	0.1	0.1	215.5 mmmpc

Tabla 4. Pronósticos de producción de gas - Escenario Base-Modificado en mmmpcd (Fuente: PEP).

### Escenario Incremental

El escenario Incremental refleja el plan a seguir si la procedencia de migración se da en sentido positivo. Para este caso, el planteamiento con ajustes para este escenario considera esencialmente:

Para el Campo Cárdenas:

- Masificación de la prueba piloto de recuperación adicional en caso de obtener resultados favorables
- Adelantar la perforación y terminación de 2 pozos en el 2016 y 2 pozos en el 2017
- Infraestructura para reducir la contrapresión en la red superficial de recolección
- Abandono de 40 pozos y sus ductos asociados

Para el Campo Mora:

- Masificación de la prueba piloto de recuperación adicional de mantenimiento de presión mediante la inyección de gas y/o agua en caso de obtener resultados favorables
- Adelantar la perforación y terminación de 2 pozos en el 2016 y 2 en el 2017
- Infraestructura para reducir la contrapresión en la red superficial de recolección
- Abandono de 15 pozos y sus ductos asociados
- Actualmente en campo Mora para el yacimiento de Jurásico no se cuenta con actividad alguna, en caso de contar con un socio se realizaría una reinterpretación del yacimiento para poder descubrir áreas que no se hayan drenado y plantear una estrategia de explotación e incorporación de reservas.

La Tabla 5 muestra los pronósticos de producción del Escenario Incremental.

ARP

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Cárdenas	3.5	4.9	4.7	4.3	3.8	3.2	2.9	3.0	3.3	3.7	4.2	4.3	4.9	6.6	8.6	8.0	7.2	6.8
Mora	4.8	5.6	5.1	5.4	5.6	5.2	4.3	3.6	3.0	2.5	2.0	1.7	1.4	1.2	1.0	0.9	0.8	0.7
Agrupación Cárdenas-Mora	8.2	10.5	9.8	9.6	9.3	8.4	7.2	6.5	6.3	6.3	6.2	6.0	6.7	7.8	9.6	8.9	8.0	7.5

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
Cárdenas	6.5	5.9	5.3	4.4	4.0	3.7	3.3	3.1	2.7	2.2	1.7	1.3	0.9	0.4	0.2	0.2	0.1	0.1
Mora	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.4	0.4	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Agrupación Cárdenas-Mora	7.1	6.5	5.9	4.9	4.5	4.1	3.7	3.4	2.7	2.2	1.7	1.3	0.9	0.4	0.2	0.2	0.1	0.1

	2052	2053	Total
Cárdenas	0.0	0.0	48.9 mmb
Mora	0.0	0.0	21.44 mmb
Agrupación Cárdenas-Mora	0.0	0.0	70.5 mmb

Tabla 5. Pronósticos de producción de aceite - Escenario Incremental en mbd (Fuente: PEP).

La Tabla 6 muestra los pronósticos de producción de gas del Escenario Incremental.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Cárdenas	11.4	14.0	13.0	13.1	11.9	10.4	9.2	9.3	9.6	10.0	11.6	10.0	19.1	28.2	34.2	30.8	27.6	24.9
Mora	7.2	12.7	11.9	10.3	9.0	7.7	6.6	5.8	5.2	4.8	3.8	3.6	3.7	3.8	3.7	4.4	5.3	6.5
Agrupación Cárdenas-Mora	18.6	26.7	24.9	23.4	20.9	18.0	15.8	15.1	14.8	14.7	15.4	13.6	22.9	32.0	37.9	35.2	32.8	31.4

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
Cárdenas	22.5	19.9	17.6	15.5	13.8	12.2	10.3	9.3	7.5	5.4	4.5	3.8	3.0	2.2	1.8	1.6	1.1	0.8
Mora	8.1	10.2	13.0	16.5	20.9	26.7	34.1	19.0	5.8	0.7	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Agrupación Cárdenas-Mora	30.7	30.2	30.6	31.9	34.7	38.9	44.4	28.3	13.4	6.1	4.8	3.9	3.0	2.2	1.8	1.6	1.1	0.8

	2052	2053	Total
Cárdenas	0.1	0.0	164.8 mmmpc
Mora	0.0	0.0	99.1 mmmpc
Agrupación Cárdenas-Mora	0.1	0.0	264 mmmpc

Tabla 6. Pronósticos de producción de gas - Escenario Incremental en mmpcd (Fuente: PEP).

ARP

### Comparativo de los escenarios de producción

A continuación se presenta el comparativo de los pronósticos de producción de aceite y gas de los distintos escenarios y para las asignaciones separadas y en agrupación. En las Fig. 2 y 3 se observa la comparación de los perfiles de producción de aceite y de gas, respectivamente, para los tres escenarios considerados en el campo Cárdenas.

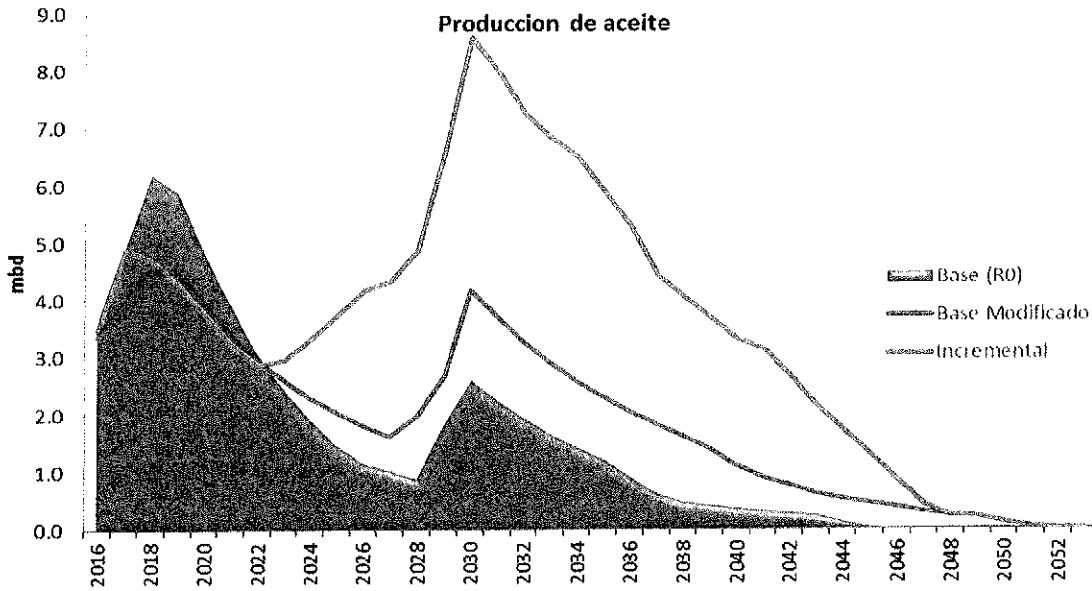


Fig. 2. Perfiles de producción de aceite del campo Cárdenas, Yacimientos KI y JSK (Fuente: PEP).

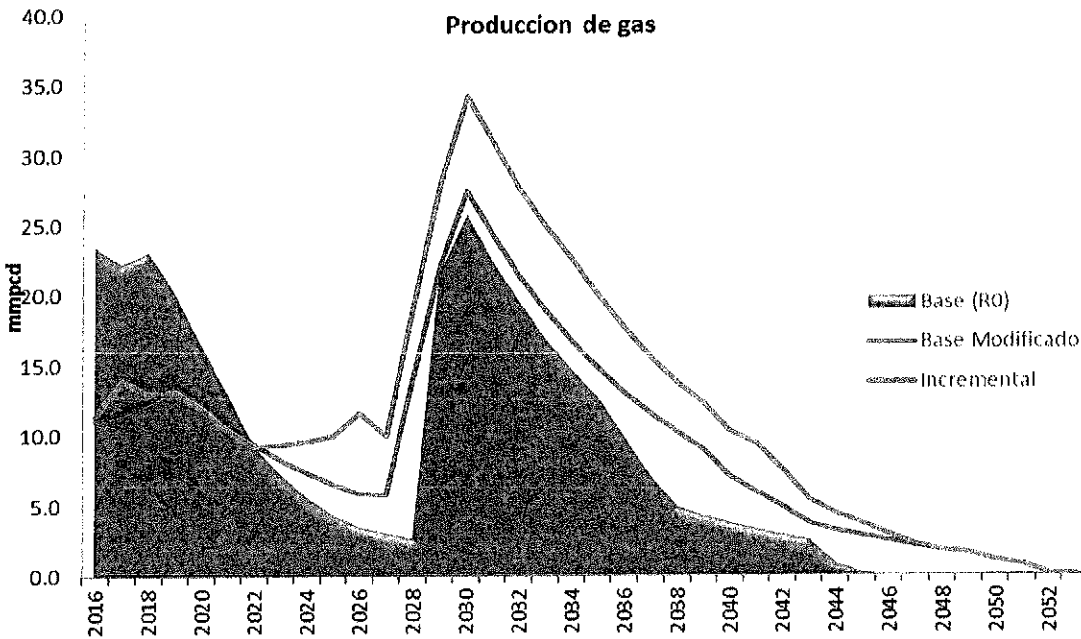


Fig. 3. Perfiles de producción de gas natural asociado del campo Cárdenas, Yacimientos KI y JSK (Fuente: PEP).

ARP

En las Fig. 4 y 5 se presentan los pronósticos de producción de aceite y gas, respectivamente, para los tres escenarios del campo Mora. Se puede observar que en el escenario Base Modificado se aplazan actividades relacionadas con la perforación y terminación de pozos con respecto al Base Ronda Cero y a su vez se incluyen actividades para los escenarios Base Modificado e Incremental, lo que se ve reflejado en la recuperación final estimada de producción.

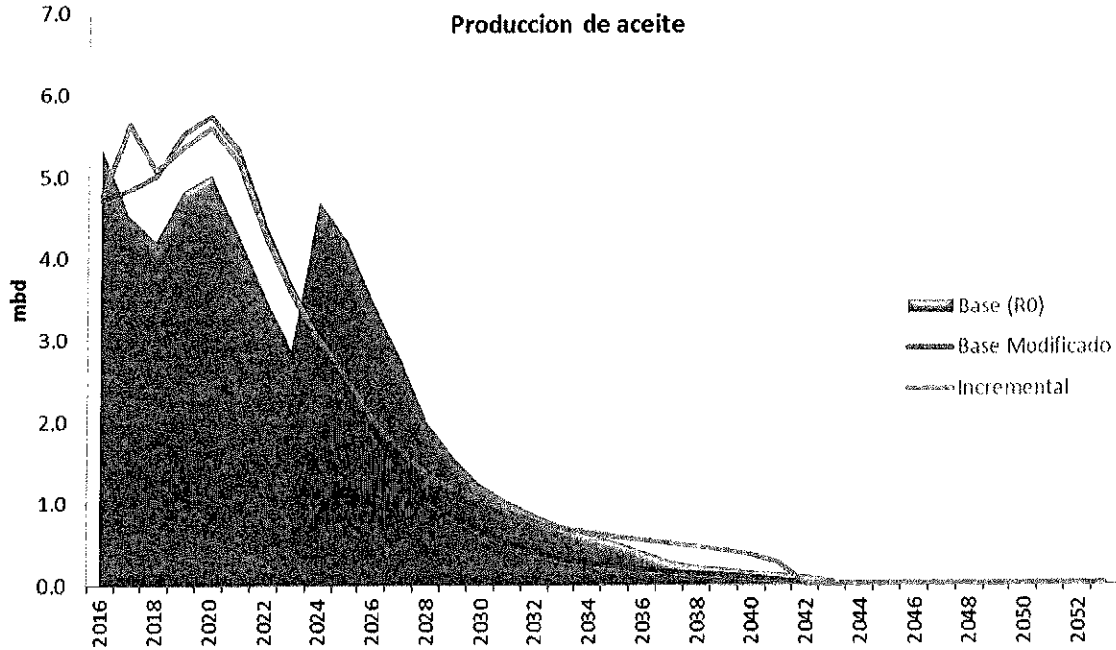


Fig. 4. Perfiles de producción de aceite del campo Mora, Yacimiento KI (Fuente: PEP).

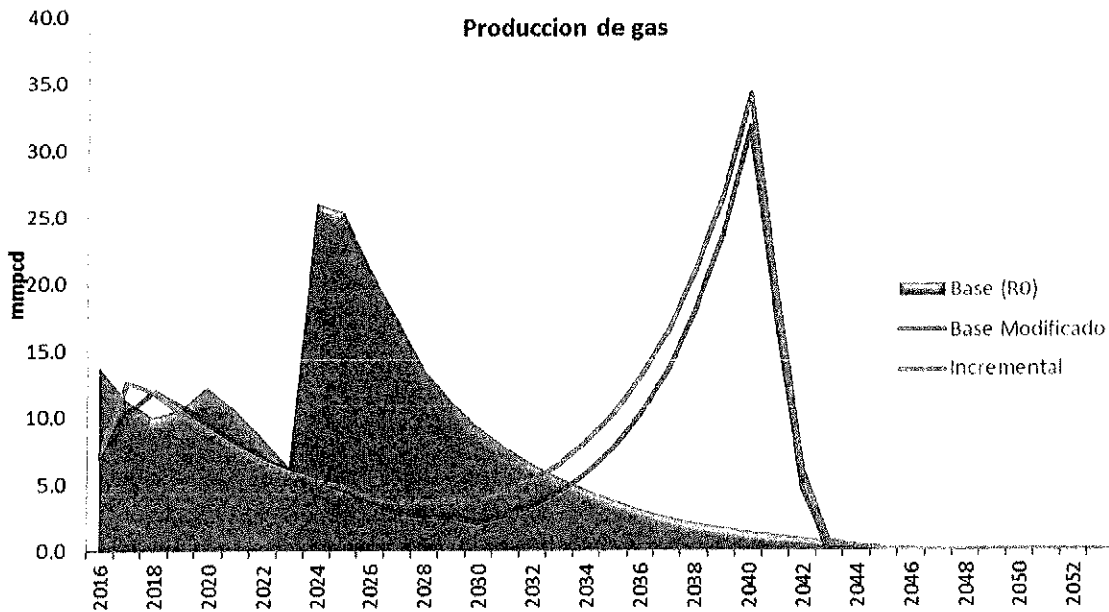


Fig.5. Perfiles de producción de gas natural asociado del campo Mora, Yacimiento KI (Fuente: PEP).

ARP

En las Fig. 6 y 7 se presentan los pronósticos de producción de aceite y gas, respectivamente, para los tres escenarios de la agrupación Cárdenas – Mora. Se observa que el escenario incremental tiene una producción mayor con respecto al escenario Base Ronda Cero y Base Modificado, esto derivado del plan de PEP para masificar los métodos de recuperación adicional y el beneficio que proyectan que obtener al aplicar dichos métodos.

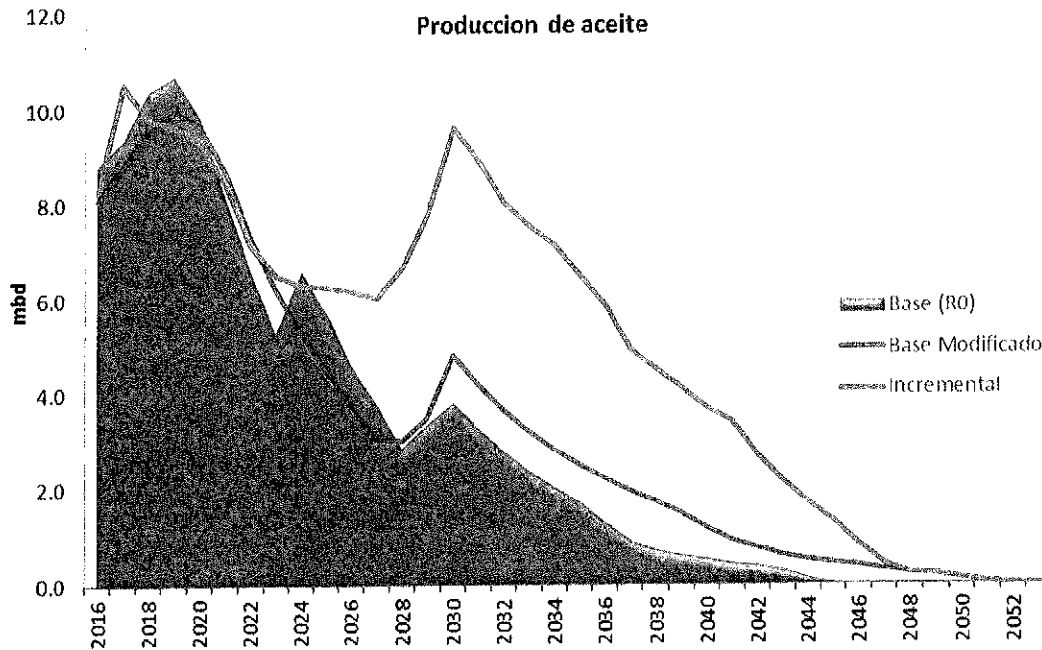


Fig. 6. Perfiles de producción de aceite de la agrupación Cárdenas-Mora (Fuente: PEP).

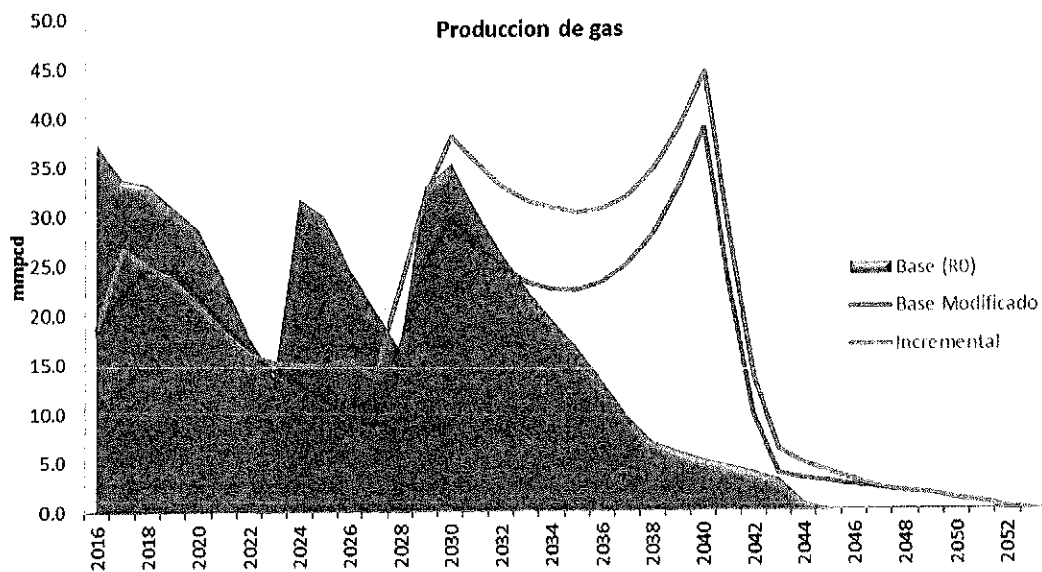


Fig. 7. Perfiles de producción de gas natural asociado de la agrupación Cárdenas-Mora (Fuente: PEP).

En la Fig. 8 se muestra el comparativo de los volúmenes de hidrocarburos a recuperar considerando cada uno de los escenarios de cada asignación y en agrupación. El volumen acumulado se considera a partir del 2016 en todos los escenarios. Se observa que de los tres escenarios, el escenario incremental es el que presenta mejores estimados de recuperación de hidrocarburos, teniendo en cuenta el éxito en las pruebas piloto de los métodos de recuperación incremental a ser aplicadas.

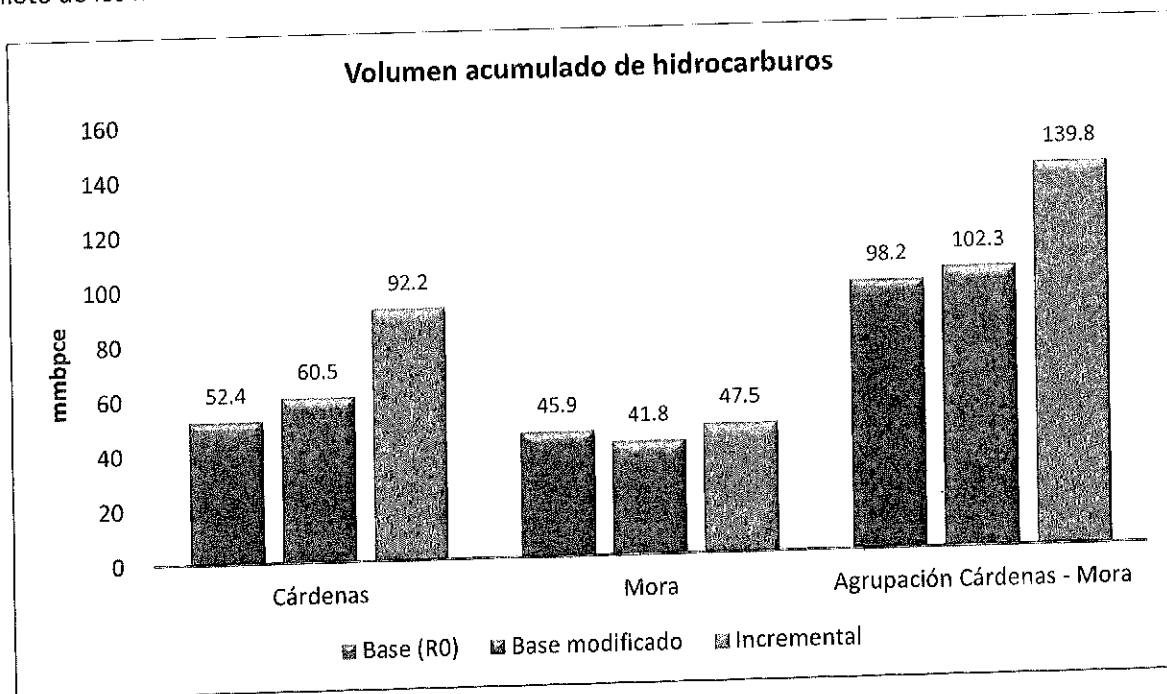


Fig. 8. Comparativo de volúmenes de hidrocarburos a recuperar en los horizontes presentados de los campos Cárdenas y Mora, así como su agrupación (Fuente: CNH con datos de PEP).

### b) Incorporación de reservas adicionales

La Tabla 7 muestra los volúmenes originales de aceite y gas al 1 de enero de 2015.

Campo	Aceite	Gas
	mmb	mmmpc
Cárdenas	1,318.62	2,466.77
Mora	395.46	600.58
Cárdenas-Mora	1,714.08	3,067.35

Tabla 7. Volúmenes originales de aceite y gas al 1 de enero de 2015 (Fuente: PEP).

ARP

Las Tablas 8 y 9 muestran las reservas remanentes de aceite, gas y PCE para las diferentes categorías (1P, 2P y 3P) al 1 de enero de 2014 y 2015, respectivamente.

Campo	Categoría	Aceite	Gas	PCE
		mmb	mmmpc	mmb
Cárdenas	1P	31.87	153.62	71.66
	2P	43.23	170.47	87.38
	3P	54.58	187.32	103.09
Mora	1P	28.68	108.38	56.85
	2P	31.25	122.81	63.16
	3P	31.25	122.81	63.16
Agrupación Cárdenas - Mora	1P	60.56	262.00	128.51
	2P	74.48	293.28	150.54
	3P	85.83	310.13	166.26

Tabla 8. Reservas remanentes de aceite, gas y PCE al 1 de enero de 2014 (Fuente: PEP).

Campo	Categoría	Aceite	Gas	PCE
		mmb	mmmpc	mmb
Cárdenas	1P	28.64	137.73	64.76
	2P	39.92	155.21	80.62
	3P	51.20	172.78	96.51
Mora	1P	21.06	87.84	44.15
	2P	23.32	101.19	49.92
	3P	23.32	101.19	49.92
Agrupación Cárdenas - Mora	1P	49.70	225.57	108.91
	2P	63.24	256.40	130.54
	3P	74.52	273.97	146.43

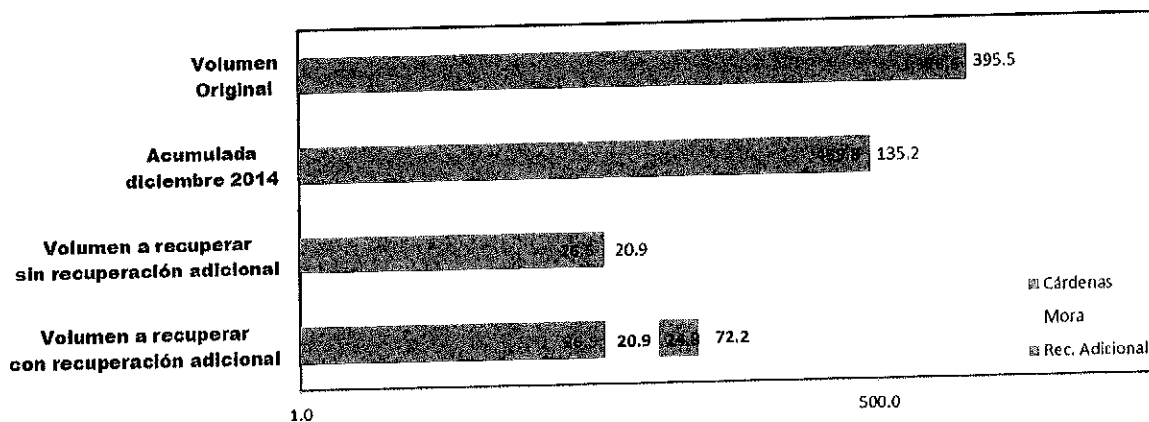
Tabla 9. Reservas remanentes de aceite, gas y PCE al 1 de enero de 2015 (Fuente: PEP).

Los tres escenarios Base Ronda Cero, Base Modificado e Incremental, no prevén un incremento en la reserva ya que consideran alcanzar el total de la reserva 2P, sin embargo, el Escenario Incremental permitirá acelerar la recuperación de dicha reserva y, además permitirá reclasificar las reservas en dichos campos.

La extracción de las reservas requiere inversiones para las estrategia de explotación documentadas en los campos como la perforación y terminación de pozos, la realización de reparaciones mayores, la implementación de sistemas artificiales de producción, la aplicación de procesos de recuperación secundaria y mejorada, y la construcción y optimización de infraestructura e instalaciones superficiales, entre otros elementos.

APP

### Aceite (MMb)



### Gas (MMMpc)

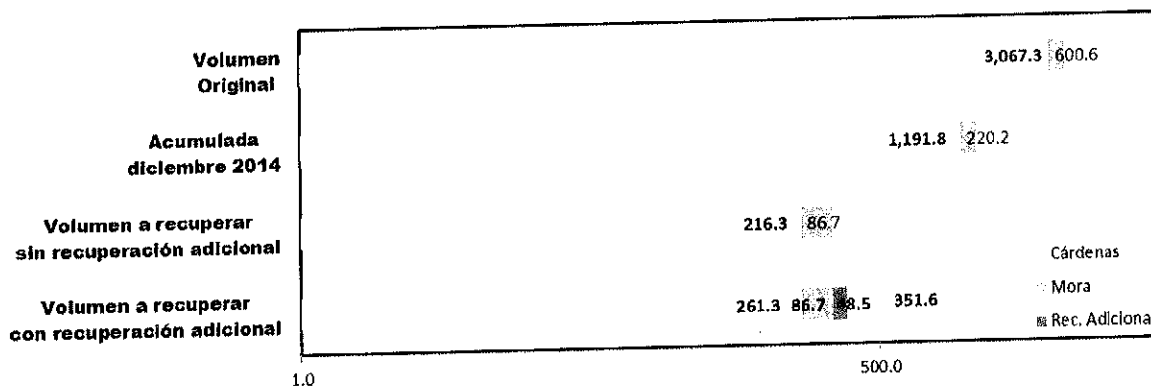


Fig. 9. Volumen original vs volumen recuperado clúster Cárdenas – Mora (escala logarítmica) (Fuente: PEP).

Ahora bien, con la participación de un socio se tendrá acceso a tecnologías de punta y procedimientos de nueva generación, así como prácticas operativas optimizadas, de tal manera que se incrementen los valores de factor de recuperación de hidrocarburos.

### c) Escenario de gastos, costos e inversiones necesarios para un desarrollo eficiente

De acuerdo a la información presentada por PEP, el gasto de operación que se incluye en los escenarios se divide en programable y no programable, los cuales están conformados por los siguientes conceptos:

- Programable: Mano de obra, Materiales y Servicios generales
- No Programable: Reserva laboral y Servicios corporativos

Para estimar los gastos de operación programable y no programable de los escenarios, PEP consideró los datos reales de los últimos tres años del proyecto al cual está asociado al campo. Adicionalmente, se consideró la producción en petróleo crudo equivalente para determinar un costo unitario, dicho costo se multiplicó por el perfil de producción de cada escenario, generando el perfil correspondiente del gasto de operación.



PEP tiene un interés creciente en aquellos mecanismos y estrategias que le ayuden a reducir los montos de gastos de operación y costos que deban ser devengados, el escenario incremental sugiere que a través de la participación de un socio que comparta su experiencia en materia de procura y construcción, la empresa pueda ejercer mecanismos competitivos que le ayuden a mejorar, optimizar y aumentar aún más su capacidad de ejecución. En este sentido, PEP espera que a través de la alianza con un socio, los costos a ejercerse tiendan a reducirse en un 10% debido a la optimización, integración y simplificación de actividades productivas, para la operación del campo.

Respecto a las inversiones, la metodología para la estimación de la inversión en infraestructura, utilizada por PEP, se realiza mediante una predicción de costos basada en la información disponible: 1) contratos vigentes de obras y servicios de campos vecinos e 2) información histórica de costos registrada de campos o proyectos existentes. Dependiendo del tipo y cantidad de información que se tenga de un proyecto se realizan en algunas ocasiones estimaciones análogas, esto es, por comparación de valores y parámetros como el alcance, el costo, tamaño y la complejidad del proyecto anterior similar, como base para utilizar el mismo parámetro o medida en el proceso.

Otra forma en que PEP realiza la estimación del costo de inversión cuando el desarrollo del campo está más definido o se cuenta con mayor información del mismo de forma paramétrica, utiliza la relación estadística de los datos históricos. En caso de que las nuevas obras contengan equipos o sistemas que no han sido anteriormente utilizados o de los cuales no se cuente con referencias históricas realizan análisis de mercadeo para conocer costos de los mismos y de esta manera poder integrarlos al presupuesto total del proyecto.

Para el caso del costeo de pozos, PEP utiliza su herramienta institucional "Modulo de información de costos programados" (MICOP). Dicha herramienta utiliza información de precios unitarios y unidades de medida de contratos vigentes en PEP, así como estimaciones de tiempo, equipo, materiales y servicios que requerirá el pozo del cual se requiere estimar su costo.

A continuación, se presenta la relación de metas físicas así como los gastos operativos y las inversiones relacionadas para cada uno de los escenarios ya mencionados.

ADD

## Escenario Base-Ronda Cero

La Tabla 10 muestra el calendario actividad física del Escenario Ronda Cero.

Concepto	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024+	Total
<b>Pozos de Desarrollo</b>											
Perforación		2	1	3	1	1					8
Terminación		2	1	3	1	1					8
<b>Pozos Inyectores</b>											
Perforación											
Terminación											
<b>Reparaciones Mayores</b>				1						1	
Pozo Productor											
Conv. a Pozo Inyector											
Conv. a Pozo Extractor											
<b>Infraestructura compartida con Cárdenas-Mora</b>											
Ductos (núm)											
Líneas de descarga*(núm)		2	1	3	1	1					8

\* 4 para Mora contados a partir de 2018.

Tabla 10. Actividad física - Escenario Base Ronda Cero (Fuente: PEP).

La Tabla 11 muestra la inversión del Escenario Base Ronda Cero, usando la paridad 12.9 (pesos/usd).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Cárdenas	63.2	66.1	42.8	23.0	15.7	17.0	17.6	19.2	15.1	9.2	8.7	9.5	8.2	14.4	0.0	0.0	0.0	0.0
Mora	22.6	29.1	61.5	55.0	22.4	18.0	15.5	17.4	18.6	9.5	9.4	9.4	4.9	4.9	0.0	0.0	0.0	0.0
Agrupación Cárdenas-Mora	85.8	95.2	104.2	78.0	38.1	35.0	33.2	36.6	33.7	18.7	18.1	19.0	13.0	19.3	0.0	0.0	0.0	0.0

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	Total
Cárdenas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	329.86
Mora	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	298.4
Agrupación Cárdenas-Mora	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	628.3

Tabla 11. Inversión - Escenario Base Ronda Cero en mmUSD (Fuente: PEP).

La Tabla 12 muestra los gastos de operación del Escenario Base Ronda Cero, usando la paridad 12.9 (pesos/usd).

APP

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Cárdenas	40.2	37.4	35.7	31.2	25.5	21.1	17.1	13.8	11.3	9.2	7.7	6.6	5.2	14.9	17.0	14.7	12.7	11.0
Mora	36.9	34.0	31.7	27.1	22.9	19.2	16.2	13.4	24.9	23.0	18.7	15.3	12.5	10.4	8.8	7.4	6.1	4.8
Agrupación Cárdenas-Mora	77.1	71.4	67.3	58.3	48.4	40.3	33.2	27.2	36.2	32.2	26.4	21.9	17.7	25.3	25.8	22.0	18.8	15.8

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	Total
Cárdenas	9.4	8.1	6.3	4.6	3.4	3.0	2.4	1.9	1.6	1.4	0.5	0.1	374.9
Mora	3.7	3.1	2.3	1.8	1.4	1.0	0.9	0.7	0.6	0.4	0.0	0.0	349.2
Agrupación Cárdenas-Mora	13.1	11.2	8.6	6.4	4.9	4.0	3.3	2.7	2.2	1.8	0.5	0.1	724.1

Tabla 12. Gastos de operación - Escenario Base Ronda Cero en mmUSD (Fuente: PEP).

### Escenario Base-Modificado

La Tabla 13 muestra el calendario actividad física del Escenario Base Modificado.

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025+	Total
<b>Pozos de Desarrollo</b>											
Perforación	2	4	2								8
Terminación	2	4	2								8
<b>Reparaciones Mayores</b>	1			3	2	1			3		10
<b>Infraestructura compartida con Cárdenas-Mora</b>											
Ductos			1								1
Líneas de descarga	2	4	2								8

Tabla 13. Actividad física - Escenario Base Modificado Cárdenas-Mora (Fuente: PEP).

La Tabla 14 muestra la inversión del Escenario Base Modificado, usando la paridad 14.3 (pesos/usd).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Cárdenas	50.0	57.9	40.8	20.7	19.6	15.9	11.3	7.7	5.8	4.3	4.2	4.9	5.0	9.4	4.1	4.0	4.0	3.9
Mora	37.0	58.2	44.0	22.0	17.5	14.4	12.4	11.2	9.7	3.7	3.3	2.8	2.1	0.7	0.7	0.7	0.4	0.4
Agrupación Cárdenas-Mora	87.1	116.2	84.9	42.6	37.2	30.3	23.6	18.9	15.5	8.0	7.5	7.7	7.1	10.1	4.8	4.7	4.3	4.3

APP

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
Cárdenas	3.9	3.8	3.8	3.7	3.7	3.7	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
Mora	0.3	0.3	0.4	0.4	0.3	0.4	0.5	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Agrupación Cárdenas- Mora	4.1	4.1	4.1	4.1	4.0	4.1	4.2	3.9	3.7	3.6	3.6	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5

	2052	2053	Total
Cárdenas	3.5	0.0	342.3
Mora	0.0	0.0	244.3
Agrupación Cárdenas- Mora	3.5	0.0	586.6

Tabla 14. Inversión - Escenario Base Modificado en mmUSD (Fuente: PEP).

La Tabla 15 muestra los gastos de operación del Escenario Base Modificado usando la paridad 14.3 (pesos/usd).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Cárdenas	25.8	5.4	26.4	26.7	26.4	5.1	4.8	4.5	4.2	4.0	1.5	1.5	3.6	5.6	7.0	6.2	5.4	4.8
Mora	17.4	11.4	17.4	16.9	11.1	5.3	4.7	4.3	2.5	2.1	1.7	1.3	1.2	1.1	0.9	1.1	1.4	1.8
Agrupación Cárdenas- Mora	43.3	16.8	43.8	43.6	37.5	10.4	9.5	8.7	6.7	6.2	3.2	2.8	4.7	6.7	7.9	7.3	6.8	6.6

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
Cárdenas	4.2	3.7	3.3	2.9	2.6	2.3	1.8	1.5	1.3	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.5	0.4	0.3	0.2
Mora	2.4	3.2	4.2	5.6	7.5	9.9	13.2	7.1	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Agrupación Cárdenas- Mora	6.6	6.9	7.5	8.5	10.0	12.2	15.0	8.6	3.2	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.5	0.4	0.3	0.2

	2052	2053	Total
Cárdenas	0.0	0.0	197.5
Mora	0.0	0.0	158.7
Agrupación Cárdenas- Mora	0.0	0.0	356.2

Tabla 15. Gastos de operación - Escenario Base Modificado en mmUSD (Fuente: PEP).

APP

## Escenario Incremental

La Tabla 16 muestra el calendario actividad física del Escenario Incremental.

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024+	Total
<b>Pozos de Desarrollo</b>										
Perforación	4	4								8
Terminación	4	4								8
<b>Reparaciones Mayores</b>	1			3	2	1			3	10
<b>Infraestructura compartida con Cárdenas-Mora</b>										
Ductos			1							1
Líneas de descarga	4	4								8

Tabla 16. Actividad física - Escenario Incremental Cárdenas-Mora (Fuente: PEP).

La Tabla 17 muestra la inversión del Escenario Incremental, usando la paridad 14.3 (pesos/usd).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Cárdenas	62.4	51.4	21.8	20.4	19.4	24.0	19.4	15.9	14.1	12.6	12.6	13.3	13.4	17.8	12.5	12.5	4.1	4.0
Mora	49.3	51.7	23.7	21.2	16.8	15.9	13.8	12.8	11.3	5.8	5.4	4.9	4.3	2.9	0.8	0.8	0.6	0.6
Agrupación Cárdenas-Mora	111.8	103.2	45.5	41.5	36.2	39.8	33.1	28.7	25.4	18.4	18.1	18.2	17.7	20.7	13.3	13.3	4.6	4.6

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
Cárdenas	4.0	3.9	3.9	3.8	3.8	3.8	3.7	3.7	3.7	3.6	3.6	3.6	3.6	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
Mora	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.3	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Agrupación Cárdenas-Mora	4.5	4.4	4.4	4.4	4.2	4.2	4.1	4.0	3.8	3.7	3.6	3.6	3.6	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5

	2052	2053	Total
Cárdenas	3.5	0.0	421.4
Mora	0.0	0.0	246.4
Agrupación Cárdenas-Mora	3.5	0.0	667.7

Tabla 17. Inversión - Escenario Incremental en mmUSD (Fuente: PEP).

La Tabla 18 muestra los gastos de operación del Escenario Incremental, usando la paridad 14.3 (pesos/usd).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Cárdenas	25.5	5.5	26.1	26.1	25.8	35.9	35.6	35.6	35.7	35.8	33.9	33.6	35.5	37.5	38.9	38.1	6.2	5.6
Mora	17.4	12.3	17.1	16.5	10.8	15.4	14.9	14.5	12.8	12.6	12.2	12.0	12.0	12.0	1.6	1.9	2.2	2.7
Agrupación Cárdenas-Mora	42.9	17.8	43.2	42.6	36.6	51.3	50.5	50.1	48.5	48.4	46.0	45.6	47.6	49.6	40.5	40.0	8.4	8.3

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051
Cárdenas	5.1	4.5	4.0	3.5	3.1	2.8	2.3	2.1	1.7	1.3	1.0	0.9	0.7	0.5	0.4	0.3	0.2	0.2
Mora	3.3	4.2	5.2	6.6	8.4	10.7	13.7	7.6	2.3	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Agrupación Cárdenas-Mora	8.4	8.7	9.2	10.1	11.5	13.5	16.0	9.8	4.1	1.6	1.2	0.9	0.7	0.5	0.4	0.3	0.2	0.2

	2052	2053	Total
Cárdenas	0.0	0.0	551.6
Mora	0.0	0.0	263.6
Agrupación Cárdenas-Mora	0.0	0.0	815.2

Tabla 18. Gastos de operación - Escenario Incremental en mmUSD (Fuente: PEP).

### Comparativo de escenarios

En esta sección se presenta el comparativo de las metas físicas y de los escenarios de gastos, costos e inversiones. El escenario Base Modificado reprograma las actividades que no fueron realizadas durante los años 2014 y 2015 y aplaza algunas actividades consideradas en el escenario Base Ronda Cero. Los cambios del escenario incremental con respecto al Base Modificado son

- Anticipación de la actividad Física

En las Fig. 10 y 11 se puede observar el comparativo de las actividades físicas para pozos de desarrollo y reparaciones mayores en los diferentes escenarios de producción considerando la agrupación Cárdenas - Mora.

APP

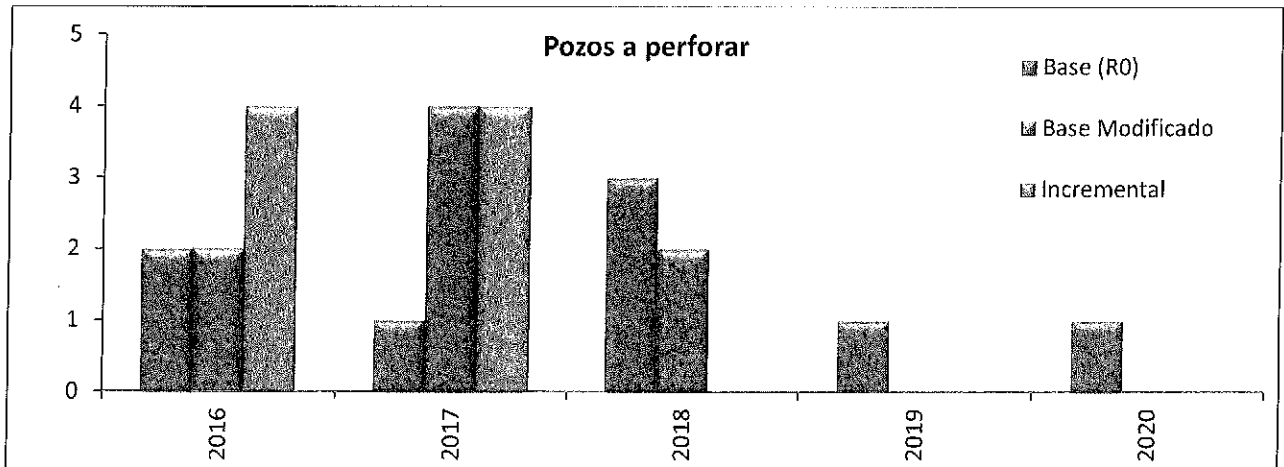


Fig. 10. Comparativo de actividades de perforación para los 3 escenarios (Fuente: CNH con PEP)

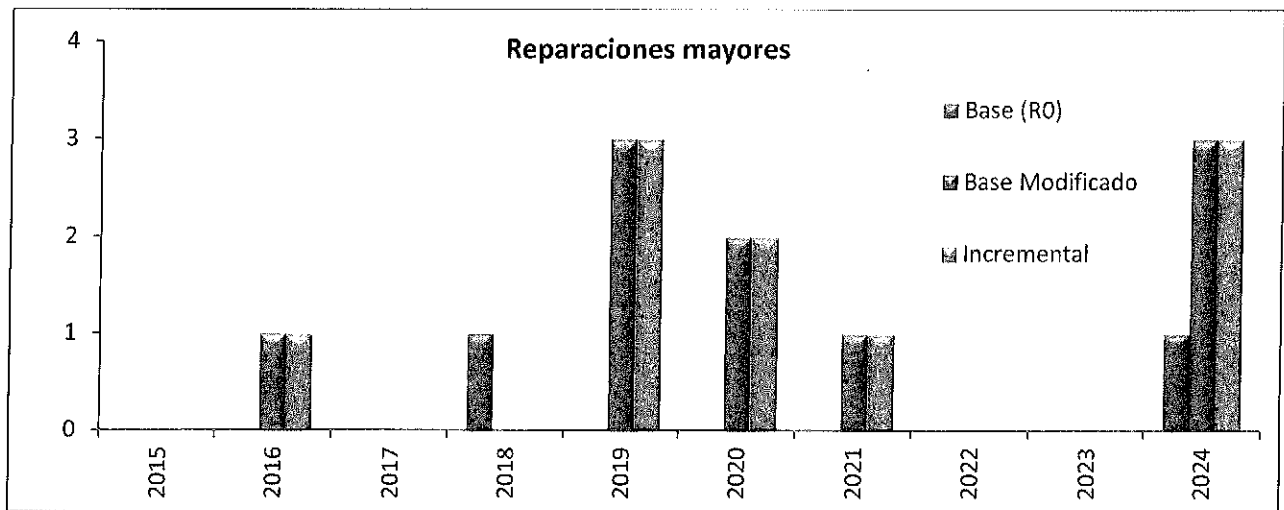


Fig. 11. Reparaciones mayores en el yacimiento KI (Fuente: PEP)

De las actividades físicas mostradas, se puede comentar que los Escenarios Base Modificado e Incremental no incluyen un programa de trabajo adicional respecto al Escenario Base de Ronda Cero, solo se considera adelantar las actividades en los Escenario modificado e incremental con respecto al Escenario Base, lo cual se traduce en una recuperación de hidrocarburos en el Escenario Incremental en el corto plazo a la considerada en el Escenario Base.

Respecto a los gastos de operación asociados a cada escenario, en las Tablas 12,15 y 18, se puede observar que durante el período de vida del campo, el gasto de operación es mayor en el Escenario incremental para la agrupación con respecto al escenario base Ronda Cero y Base. Las Fig. 12 y 13 muestran de forma gráfica el comparativo de los gastos de operación de cada uno de los escenarios.

ADP

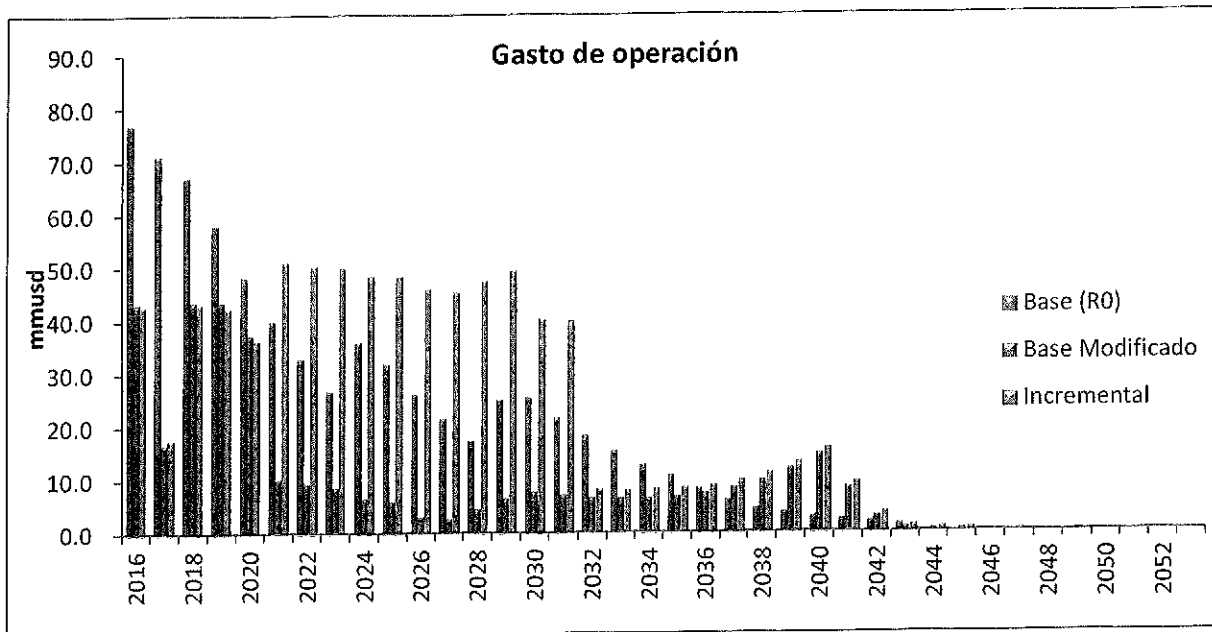


Fig. 12. Comparativo de Gastos de operación del campo para los diferentes escenarios (Fuente: PEP)

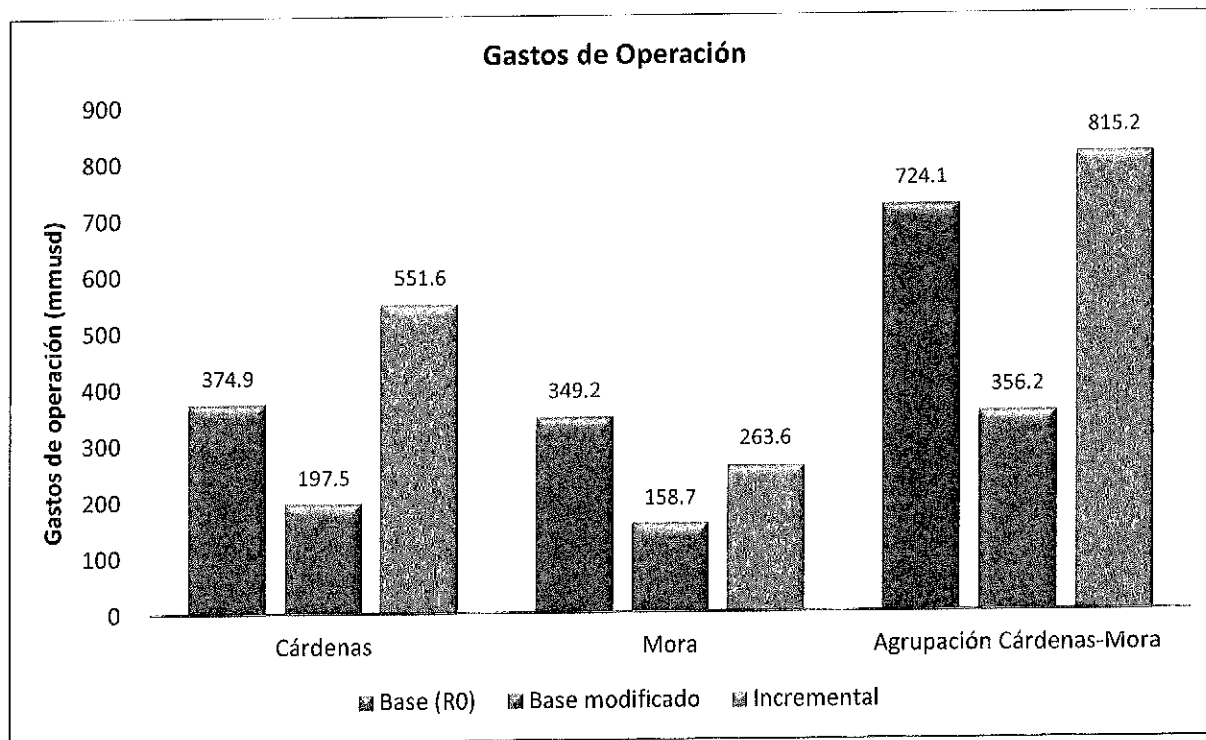


Fig. 13. Comparativo de Gasto total de operación para los diferentes escenarios (Fuente: PEP)

Las Tablas 11, 14 y 17 muestran las inversiones que se tienen consideradas en cada escenario de producción para cada uno de los campos y para su asociación. Se puede observar que la inversión total más elevada para la agrupación Cárdenas-Mora se presenta en el caso Incremental, mientras que la inversión total menor se tiene en el escenario Base Modificado, aun cuando las actividades físicas son similares para el escenario Base e Incremental y sólo se anticipan.

ARP

*[Handwritten signature]*



En las Fig. 14 y 15 se muestran los comparativos de inversiones para los diferentes escenarios considerados. El periodo considerado para calcular la inversión total es a partir del 2016.

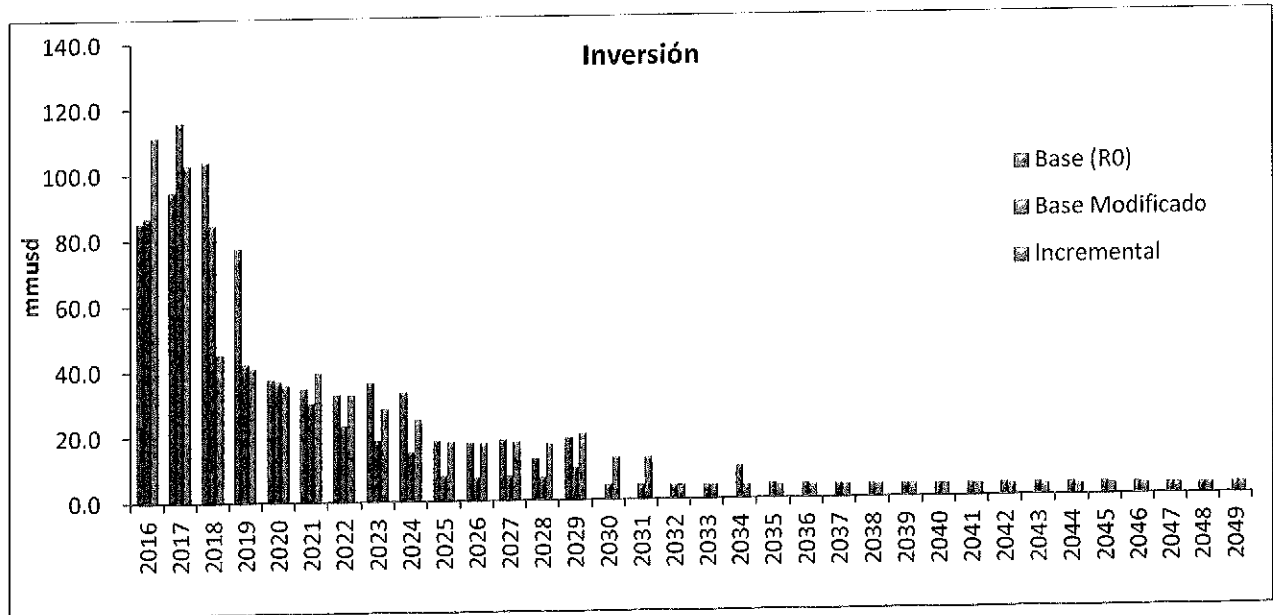


Fig. 14. Comparativo de Inversiones de la asociación para los diferentes escenarios (Fuente: PEP).

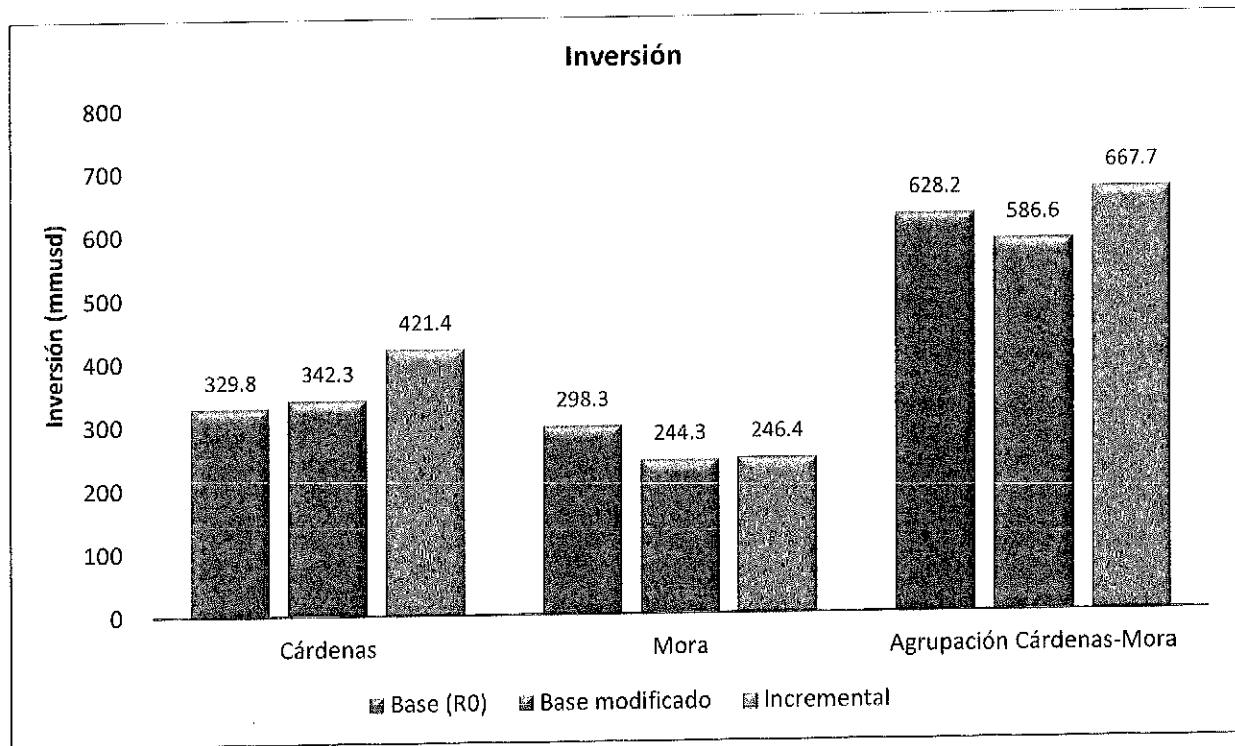


Fig. 15. Comparativo de Inversión total para los diferentes escenarios (Fuente: PEP).

APP

## IV. Escenarios de precios utilizados

### Precio del crudo a nivel de campo

Para calcular el precio de crudo a nivel de campo, PEP realiza el siguiente procedimiento:

- Dadas las referencias de las mezclas Maya (22°API), Istmo (33.6°API) y Olmeca (39.3°API), primero se ubica en qué intervalo se encuentra la calidad C de dicho campo (entre 22 y 33.6 o bien entre 33.6 y 39.3).
- El precio de dicho crudo se calcula como el valor en la recta que une los puntos de las referencias que contienen dicha calidad C.

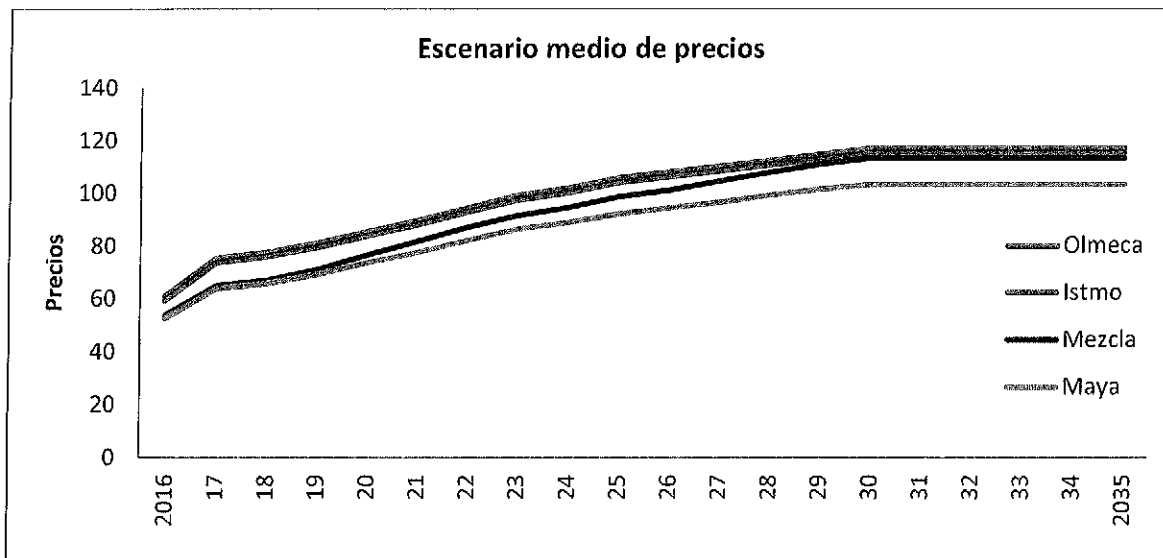


Fig. 16. Precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (Fuente: PEP).

Por ejemplo, para el campo Cárdenas que tiene una calidad de 41.06 °API, superior a la calidad del Olmeca, primero hallamos la ecuación de la línea recta que une las referencias del Istmo y el Olmeca, posteriormente prolongamos esa línea recta para valores API superiores a 39.3 °API. En este caso, la recta que une dichas referencias tiene por ecuación.

$$P = m * (C - C_1) + P_1,$$

El cuál tiene la pendiente  $m = \frac{P_2 - P_1}{C_2 - C_1}$ ; las calidades  $C_1, C_2$  y precios  $P_1$  y  $P_2$ . En este caso tenemos  $C_1 = 33.6$ ,  $C_2 = 39.3$ , y para el año 2016 tenemos  $P_1 = 59.35$ ,  $P_2 = 61.25$  (en dólares por barril) y  $m = 0.3333$ . Por lo que

$$P = (0.3333)(41.06 - 33.6) + 59.35 = 61.83$$

APP

## Precio del gas a nivel de campo

Para calcular el precio del gas a nivel de campo, PEP realiza el siguiente procedimiento

- Utiliza el precio del gas natural como precio de referencia cuyo poder calorífico es de 1000 BTU (por sus siglas en inglés, British Thermal Unit)
- Dependiendo del poder calorífico del campo se hace una correspondencia proporcional y posteriormente, hace un ajuste por calidad y finalmente obtiene el precio del al nivel del campo, es decir, penaliza al precio de referencia multiplicando al factor de proporcionalidad un porcentaje que considera el contaminante CO<sub>2</sub>

Por ejemplo, para el campo Cárdenas con un poder calorífico de 1,215.06 BTU/Mpc y un 0.51% de CO<sub>2</sub> tiene un factor de proporcionalidad de 1.215. Por tanto, el precio de campo Cárdenas en el año 2016 se calcula por la fórmula:

$$P = P_1 * f * (1 - \%CO_2),$$

Donde  $P_1$  es el precio del gas natural en el año 2016 (en dólares por millar de pies cúbicos),  $f = 0.90113$ , y  $\%H_2S = 26.87/100$ .

$$P = 3.31 * 1.215 * (1 - 0.0051) = 4.01$$

La Fig. 17 muestran los comportamientos esperados de los crudos marcadores con respecto a los pronósticos de precios.

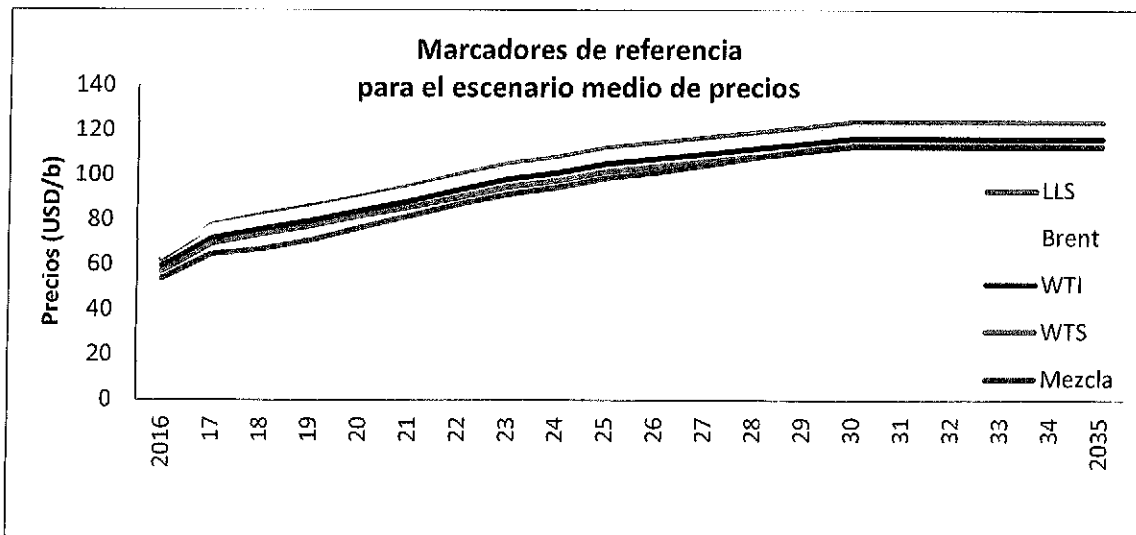


Fig. 17. Marcadores de referencia, USD/barril (Fuente: PEP).

PEP consideró los siguientes escenarios de precios del aceite y del gas para la evaluación del campo, se consideraron los precios a nivel de yacimiento para la evaluación económica del campo. Los precios se encuentran referenciados al escenario medio del segundo trimestre de 2015.

ARR

## V. Características geológicas del área

La estructura de los yacimientos en las asignaciones A-0063-M Campo Cárdenas y A-0226-M Campo Mora, el campo Cárdenas cuenta con una versión de migración preapilado en profundidad de buena calidad. Estructuralmente a nivel del mesozoico el campo Cárdenas se interpreta como una estructura anticlinal asimétrica con rumbo general Noroeste-Sureste, donde el fallamiento inverso tiene rumbo noreste-suroeste y el fallamiento normal tiene el rumbo preferencial este-oeste, con una componente de tectónica salina. La falla principal que delimita el campo hacia el sur y oeste viene representada por una gran falla inversa de 1,100 m de salto en promedio (Fig. 18)

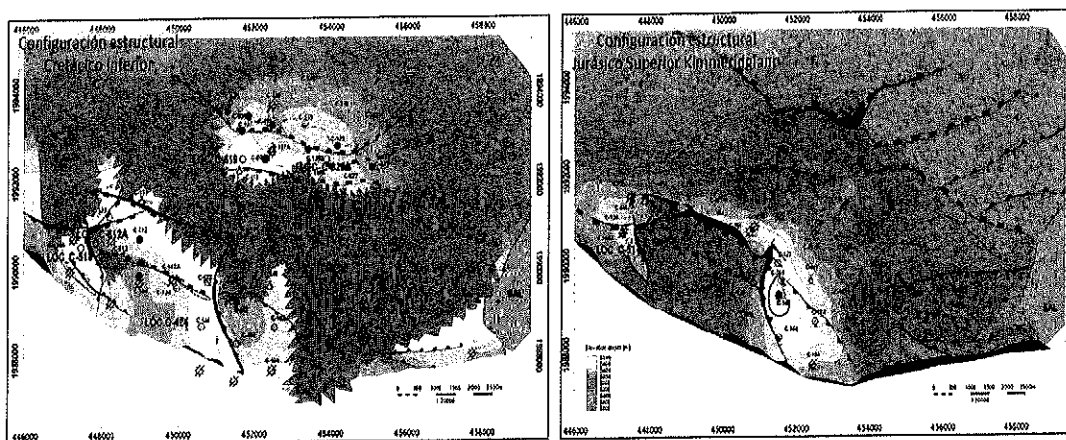


Fig. 18. Mapa estructural del KI y JSK, campo Cárdenas (Fuente: PEP).

El área ha sido afectada por tectónica salina que ha tenido un papel importante en el control de la distribución de sedimentos, reconociéndose 3 bloques; alto entorno al pozo Cárdenas 142 (bloque JSK), alto entorno al pozo Cárdenas 134 (bloque KISW) y en el norte donde se ubica el pozo Cárdenas 137 (bloque KINE). La estructura del campo es paralela al alineamiento estructural de rumbo Noroeste-Sureste de los campos Mora y Edén, que se localizan al sur de Cárdenas, los que también producen en el Cretácico Inferior (Fig. 19).

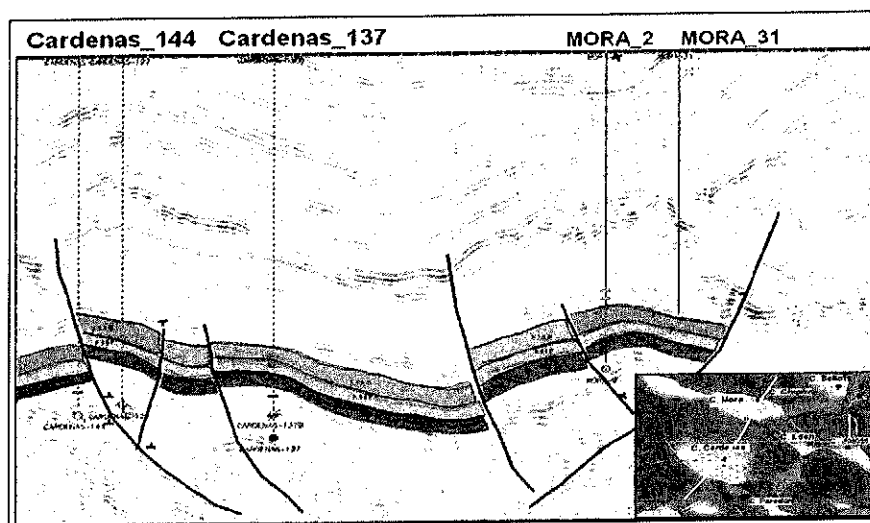


Fig. 19. Sección sísmica y estructural, campo Cárdenas (Fuente: PEP).

Para el campo Mora se tiene información sísmica de regular a buena resolución en el yacimiento nivel Cretácico. La estructura del campo Mora (Fig. 20) corresponde a un anticlinal asimétrico alargado en su parte central, con orientación noroeste-sureste, cuyos flancos se encuentran truncados por dos fallas inversas que corren paralelas al eje del pliegue. Dicha estructura se encuentra basculada hacia la parte Sur del campo, haciendo que el flanco menor se extienda hacia el Norte y el mayor hacia el Sur.

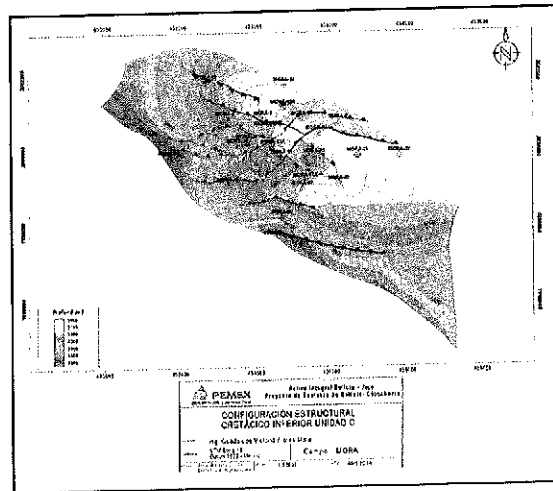


Fig. 20. Configuración estructural, campo Mora (Fuente: PEP).

En términos generales, la columna sedimentaria de los campos Cárdenas y Mora muestra cierta variabilidad relacionada con el tipo y calidad de roca. Desde el punto de vista estrictamente litológico, a nivel del Jurásico Superior Kimmeridgiano, Cárdenas se compone por rocas carbonatadas que se intercalan con paquete de rocas terrígenas, mientras que en Mora las rocas son dolomías calcáreas con presencia de fracturas naturales; el yacimiento en Cretácico Inferior lo constituyen calizas dolomitizadas en ambos campos. En la Fig. 21 se muestra la columna estratigráfica representativa de las Asignaciones.

Unidad Estratigráfica	Figura 19	Litología
3,9 Plioceno	111	Arenas y Lutita
Mioceno	110	
	100	Arenas y Lutita
	920	
25	720	
	140	Lutita
34	140	Lutita
	616	Lutita
	216	Lutita
	189	Marga y Caliza
	07	Caliza
	28	Caliza
	76	Caliza y Dolomita
	141	Caliza Dolomitizada
	156	Caliza y Dolomita

Fig. 21. Columna estratigráfica de los campos Cárdenas y Mora (Fuente: PEP).

APP

## VI. Calidad, contenido de azufre y grados API de los hidrocarburos

El aceite producido en el yacimiento JSK del campo Cárdenas corresponde a un aceite ligero, con una densidad entre 36.6 °API, el gas natural asociado tiene un poder calorífico de 1035 BTU, mientras que las impurezas contenidas en el gas producido son de 2.75% de CO<sub>2</sub>. Para el caso del yacimiento KI, el aceite producido es aceite ligero de 39.8 °API, el gas natural asociado producido tiene un poder calorífico 1,090 BTU, mientras que las impurezas contenidas en el gas son de 0.69% de CO<sub>2</sub>.

El aceite producido en el campo Mora corresponde a un aceite ligero, con una densidad de 36.4 °API y el gas natural asociado producido tiene un poder calorífico de 1,129 BTU, mientras que las impurezas contenidas en el gas son de 1.28% de CO<sub>2</sub>.

ARP

## VII. Descripción de la infraestructura existente dentro y alrededor del área de asignación

### a) Infraestructura dentro de la asignación

La infraestructura de producción instalada en las asignaciones A-0063-M-Campo Cárdenas y A-0226-M-Campo Mora consta con tres baterías, tres estaciones de compresión (Mora comparte una con el campo Paredón), ocho oleoductos, seis gasoductos, ocho oleogasdutos que transportan la producción desde los cabezales de recolección hasta las baterías y cuentan con red de bombeo neumático.

Separación	Separadores		Rectificadores	
	Instalada		Rectificación	Instalada
	Núm		Núm	
Mora	4	Rectificador horizontal de baja presión	1	
Cárdenas	7	Rectificador vertical (BP)	2	
Total	11		3	

Tabla 19. Infraestructura instalada en los campos Cárdenas-Mora (Fuente: PEP).

La Medición de los pozos productores de las asignaciones se realiza con medidores máscos/multifásicos tipo coriolis y V-Cone. En el caso del gas el porcentaje de incertidumbre es de +/- 8 % en la batería Mora, mientras que para la medición del aceite los porcentajes de incertidumbre  $\pm 5\%$  para los Campos Cárdenas y Mora respectivamente.

Para el campo Cárdenas PEP documenta contar con un solo equipo de medición (Coriolis) el cual se encuentra en operación, para el caso del gas se mide con placa de orificio.

### b) Infraestructura alrededor de la asignación

La producción de las asignaciones es transportada por ductos que a su vez es enviada a compresora Paredón, donde es enviada al complejo Cactus, el aceite se transporta por oleoductos de la batería Mora a Cárdenas, donde es enviada al complejo Cactus para tratamiento y finalmente se envía al centro de comercialización de crudos Palomas. En la Fig. 22 se muestra la infraestructura alrededor de las asignaciones.

APP

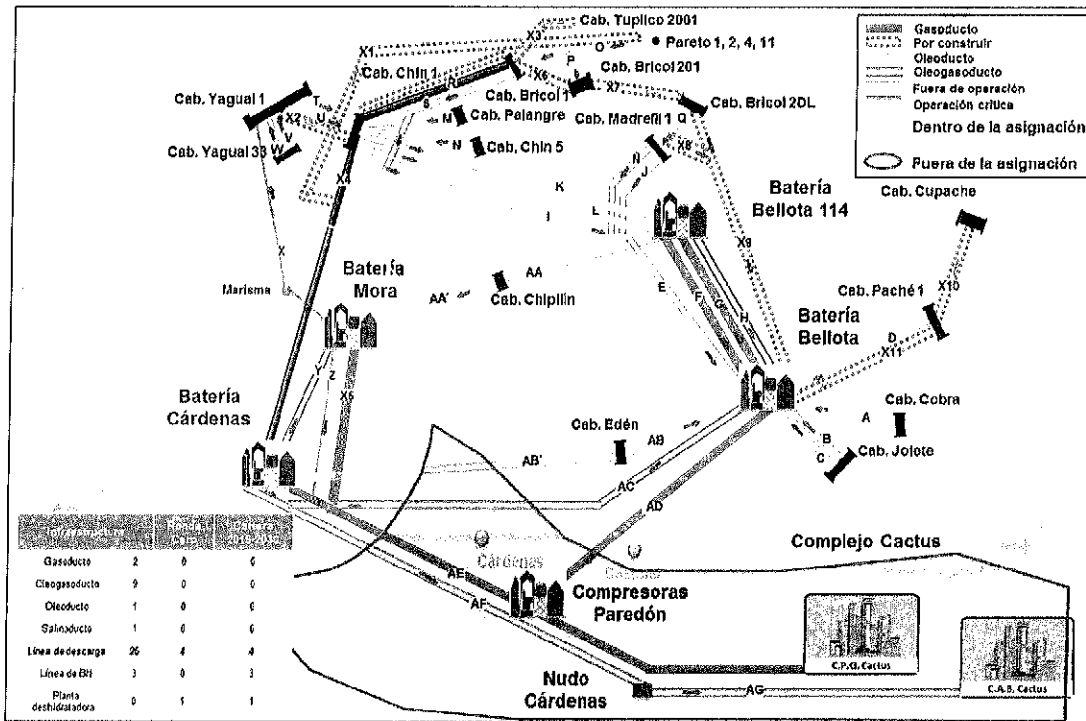


Fig. 22. Infraestructura actual en las asignaciones A-0063-M-Campo Cárdenas y A-0256-M-Campo Mora (Fuente: PEP).

RRR



## VIII. Manifestación del interés de celebrar Alianza o Asociación con Personas Morales

El interés de PEP de extraer hidrocarburos en asociación con un socio los campos Cárdenas y Mora es de carácter financiero y técnico. Los beneficios que espera PEP son los siguientes:

- Compartir y adquirir nuevas habilidades técnicas para mejorar el diseño e implementación de los planes de explotación en yacimientos naturalmente fracturados para el Mesozoico.
- Compartir y adquirir nuevas habilidades técnicas en cuanto al diseño, instalación y operación de la planta de tratamiento de gas.
- Identificar mejores prácticas en procesos de recuperación secundaria y mejorada en yacimientos naturalmente fracturados en cuanto al esquema de inyección de gas y aire (volúmenes inyectados, patrones de inyección, etc.).
- Identificar mejores prácticas y tecnologías para el control de la producción de agua de formación.
- Desarrollar habilidades en la perforación y terminación especial de pozos no convencionales y multilaterales en yacimientos altamente depresionados.
- Mejorar la eficiencia de las operaciones de las instalaciones de generación eléctrica, mezcla de hidrocarburos, etc.
- Mejorar la eficiencia de la explotación de los campos y con ello maximizar la recuperación final de hidrocarburos.
- Aumentar el factor de recuperación en un 1.45% con la incorporación de un socio altamente calificado en procesos de recuperación adicional en yacimientos naturalmente fracturados.
- Compartir el riesgo tecnológico, financiero asociado a la explotación de los campos.

APP

## IX. Sentido de la Opinión

Derivado del análisis de la información remitida por la Sener en términos de la solicitud de migración presentada por PEP ante esa Secretaría, así como la remitida por PEP mediante oficio PEP-DDP-SAP-050-2015, dentro de la que se incluyen los escenarios de Extracción Base de Ronda Cero, Escenario Base-Modificado y Escenario Incremental, esta Comisión opina que técnicamente resulta conveniente para la Nación la migración de las Asignaciones Petroleras A-0063-M-Campo Cárdenas y A-0226-M-Campo Mora a un solo Contrato para la Exploración y Extracción de acuerdo con el Escenario Incremental presentado por PEP.

Lo anterior en virtud de que PEP presentó satisfactoriamente la solicitud de migración en términos de lo previsto en el artículo 29 del Reglamento de Ley de Hidrocarburos, a decir:

**I. La identificación de la Asignación a migrar;**

La documentación presentada por PEP es consistente con las Asignaciones A-0063-M-Campo Cárdenas y A-0226-M-Campo Mora otorgadas por la Secretaría de Energía.

**II. La justificación de la conveniencia de la migración para la Nación en términos de:**

**a. La producción base e incremental de Hidrocarburos, desglosada en Petróleo, Gas Natural Asociado, Gas Natural no Asociado y condensados;**

Existe un incremento en la producción base de hidrocarburos del escenario incremental en comparación al escenario Base Ronda Cero, esto es resultado de actividades adicionales de perforación, terminación y reparación de pozos reflejado en el Escenario Incremental, como resultado del ajuste de las actividades perforación, terminación y reparación de pozos. En la documentación presentada por PEP sólo se analiza el caso sin riesgo. Los campos Cárdenas y Mora no cuentan con la presencia de gas natural no asociado y condensados.

**b. La incorporación de Reservas adicionales;**

Considerando que las asignaciones A-0063-M-Campo Cárdenas y A-0226-M-Campo Mora otorgan derechos para realizar actividades de extracción de hidrocarburos, se advierte que la actividad de perforación sí permitirá la reclasificación de reservas, tomando en consideración que la incorporación de reservas únicamente podría darse si la asignación permitiera actividades de exploración.

**c. El escenario de gastos, costos e inversiones necesarios para un desarrollo eficiente desde un punto de vista técnico, que incluya un programa adicional de trabajo con respecto al original;**

De acuerdo a la información presentada por PEP, las inversiones del Escenario Incremental para la Agrupación Cárdenas-Mora son mayores con respecto al Escenario Base Modificado y al Escenario Base Ronda Cero.

Los gastos de operación correspondientes al Escenario Incremental de la Asignación A-0063-M-Campo Cárdenas y de la agrupación Cárdenas-Mora son mayores que los del Escenario Base Ronda Cero y Escenario Base Modificado.

Se espera que con la agrupación de las asignaciones en un solo contrato se observe un beneficio por economía de escala, el cual deberá verse plasmado en el plan de desarrollo que presente PEP con su socio, posterior de la firma del contrato.

ARP

**III. Los escenarios de precios utilizados;**

Con respecto a la información presentada por PEP en cumplimiento con esta fracción, se observa que la metodología para la estimación de precios está sustentada, no obstante, es necesario estar en continua actualización de precios de acuerdo al comportamiento del mercado.

**IV. Las características geológicas del área;**

De acuerdo a la información presentada por PEP, se han realizado trabajos que permiten tener un entendimiento geológico aceptable. Esas actividades incluyen interpretación sísmica, evaluación petrofísica, caracterización estática y dinámica de los yacimientos dentro de la Asignación.

**V. La calidad, el contenido de azufre y grados API de los Hidrocarburos, según corresponda, desglosada en Petróleo, Gas Natural Asociado, Gas Natural no Asociado y condensados;**

La producción de este tipo de hidrocarburos ha sido manejada por el operador de manera adecuada, por lo que se espera que siga operando eficientemente. Los campos Cárdenas y Mora no cuentan con la presencia de gas natural no asociado y condensados.

**VI. La descripción de la infraestructura existente dentro y alrededor del Área de Asignación;**

Los Campos de la agrupación cuentan con infraestructura propia y con infraestructura que comparten para la producción y transporte de hidrocarburos. En este sentido la agrupación de las Asignaciones parece adecuada, sin embargo, se deberá trabajar en la parte de optimización de gastos para la infraestructura.

Así mismo, se recomienda vigilar que las actividades relacionadas con la medición de hidrocarburos y con el aprovechamiento de gas, se realicen con estricto apego a la regulación vigente emitida por la Comisión.

**VII. En su caso, la manifestación del interés de celebrar una alianza o asociación con Personas Morales**

PEP manifiesta el interés de celebrar alianza y señala las características del posible socio, esta Comisión considera que esas características son acordes con las asignaciones en las cuales se desea trabajar.

**Elaboró:**



**ING. MAURO JAIR TORRES AGUIRRE**

Subdirector de Área

**Revisó:**



**ING. ALFONSO REYES PIMENTEL**

Director General Adjunto de Dictámenes de Extracción

**Autorizó:**



**ING. GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ**

Director General de Dictámenes de Extracción