

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Opinión Técnica

Solicitud de Migración de las Asignaciones
A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam
a un Contrato para la Exploración y Extracción

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'ARIP', located in the lower right quadrant of the page.

Septiembre 2015

Contenido

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN	3
II. IDENTIFICACIÓN DE LAS ASIGNACIONES A MIGRAR	4
A) DESCRIPCIÓN DE LAS ASIGNACIONES	4
B) UBICACIÓN	4
III. JUSTIFICACIÓN DE LA CONVENIENCIA DE LA MIGRACIÓN PARA LA NACIÓN	6
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
IV. ESCENARIOS DE PRECIOS UTILIZADOS	26
V. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL ÁREA	31
VI. CALIDAD, CONTENIDO DE AZUFRE Y GRADOS API DE LOS HIDROCARBUROS	34
VII. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE DENTRO Y ALREDEDOR DE LAS ÁREAS DE ASIGNACIÓN	35
A) INFRAESTRUCTURA DENTRO DE LAS ASIGNACIONES	35
B) INFRAESTRUCTURA ALREDEDOR DE LAS ASIGNACIONES.....	37
VIII. MANIFESTACIÓN DEL INTERÉS DE CELEBRAR ALIANZA O ASOCIACIÓN CON PERSONAS MORALES	38
IX. SENTIDO DE LA OPINIÓN	40

ARP
*

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-0120- Campo Ek y A-0039- Campo Balam, Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP) envió a la Sener mediante oficio PEP-100-2015 del 26 de marzo de 2015, la solicitud de migración de la Asignación A-0120- Campo Ek a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Con fecha 13 de abril de 2015, mediante oficio 500.DGCP.404/15, la Sener requirió a PEP información adicional respecto de la solicitud presentada para la migración de la Asignación A-010- Campo Ek. Mediante oficio SPE-225-2015 de fecha 08 de julio de 2015, la Subdirección de Planeación y Evaluación de PEP hizo entrega de la documentación que le fue requerida por Sener. En consecuencia, mediante oficio 500.DGCP.503/15 recibido en esta Comisión el 14 de julio de 2015, la Sener solicitó a esta Comisión su opinión técnica respecto de la procedencia de la migración en cita.

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 la Asignación A-0120-Campo Ek a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos, hasta en tanto la propia Sener modificara y expidiera el nuevo Título de Asignación.

Con fecha 28 de agosto de 2015, PEP presentó mediante oficio PEP-DDP-SAP-045-2015 a la Sener la actualización de la solicitud de migración de la Asignación A-0120-M-Campo Ek y la solicitud inicial de la migración de la Asignación A-0039-M-Campo Balam solicitando se considere la integración de las dos asignaciones a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Como consecuencia de lo anterior, mediante oficio 500.DGCP.570/15 recibido en esta Comisión el 31 de agosto de 2015, la Sener solicitó a esta Comisión su opinión técnica respecto de la procedencia de las solicitudes de migración de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam 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 respecto de la procedencia de la migración de las Asignaciones a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos, en términos de los dispuesto en los artículos 12 de la Ley de Hidrocarburos y 29 y 30 fracción II, de su Reglamento.

ARR - 

II. Identificación de las Asignaciones a migrar

a) Descripción de las Asignaciones

Las asignaciones A-0120-Campo Ek y A-0039-Campo Balam 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-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam 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-0120-Campo Ek y A-0039-Campo Balam, el cual podrá prorrogarse hasta en dos ocasiones por un periodo adicional de hasta 5 años, previa aprobación de la Sener.

Cada una de las asignaciones se conforman por dos yacimientos, una correspondiente a arenas eólicas del Jurásico Superior Oxfordiano (JSO) y la otra formada por brechas dolomitizadas y fracturadas del Cretácico Superior (BKS). Los yacimientos jurásicos de ambos campos son separados por un cuerpo intrusivo de sal, al este de este se encuentra el campo Balam y al oeste Ek. Los yacimientos del cretácico no fueron intrusionados por el cuerpo de sal, pero presentan fallas asociadas a esta.

Los yacimientos del JSO tienen una porosidad y permeabilidad promedio de 22% y 400 mD, respectivamente, y producen aceite intermedio con una densidad de 27 °API. Mientras que los yacimientos del BKS tienen una porosidad y permeabilidad promedio de 8% y 2000 mD, respectivamente, y producen aceite presado de 12 °API.

Los yacimientos correspondientes al JSO son de tipo volumétrico y presentan un acuífero asociado de baja energía, por lo que actualmente presentan depresionamiento. Se considera la inyección de agua como mecanismo para mantenimiento de la presión. Estos mismos yacimientos presentan problemas de producción de arena, lo que en ocasiones atasca y/o obtura las bombas de los equipos para Bombeo Electrocentrífugo (BEC). Para evitar este problema es necesaria la aplicación de controles de arena.

Los títulos de asignación, otorgan a Petróleos Mexicanos el derecho para realizar actividades de extracción en las formaciones geológicas JSO y BKS de los campos Ek y Balam; de igual manera, en la migración de estas asignaciones se consideran las formaciones JSO y BKS de ambos campos.

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

Al mes de mayo de 2015, el campo Ek tiene una producción promedio de 30.5 mbd de aceite y 1.9 mmpcd de gas. Al mes de mayo de 2015, el campo Balam tienen una producción promedio de 13.7 mbd de aceite y 3.7 mmpcd de gas.

b) Ubicación

Las asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam, se localizan en aguas territoriales del Golfo de México a 95 Km al Noreste de Ciudad del Carmen Campeche en un tirante de agua de 50-55 m. El área de asignación del campo Ek es de 24 km² y de la asignación Balam de 39 km². En la Fig. 1 se puede observar la ubicación geográfica de las asignaciones y la superficie asignada.

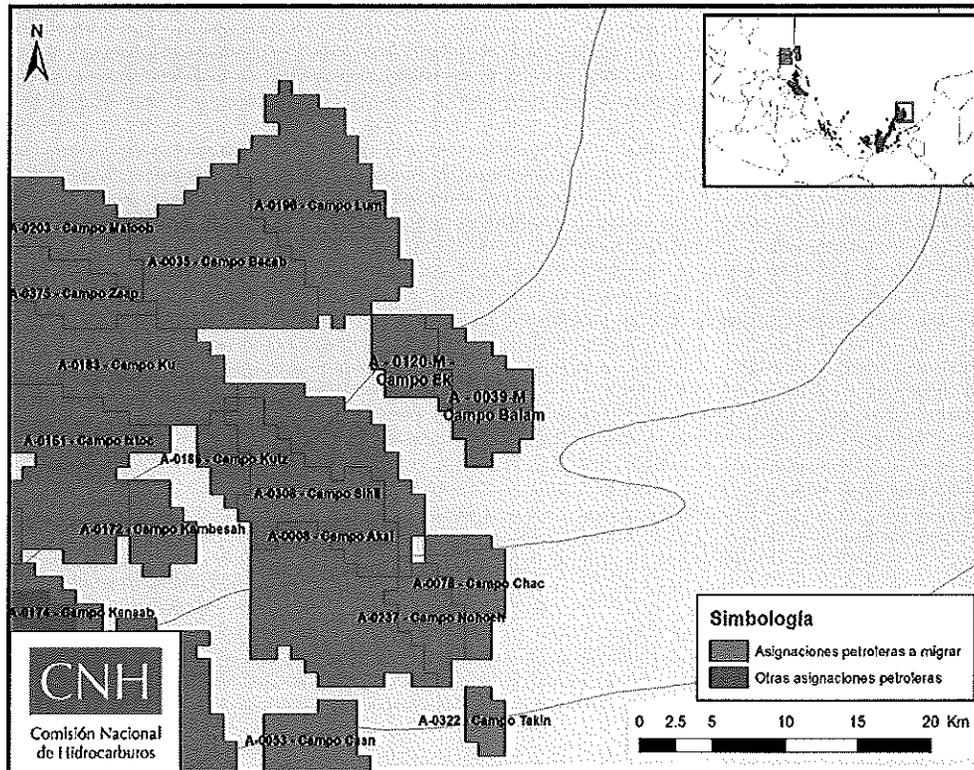


Fig. 1. Ubicación geográfica de las asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam (Fuente: CNH con datos de PEP).

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

La solicitud de migración y su respectiva actualización 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. Estos escenarios se presentan para las asignaciones por separado y agrupadas. A continuación se describen los principales elementos de los tres escenarios antes mencionados, elementos tales como producción de hidrocarburos, los gastos, costos e inversiones necesarias para el desarrollo del campo, 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 de los yacimientos BKS y JSO, 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.

En los modelos de simulación numérica una vez ajustado el comportamiento histórico, PEP incorpora datos de las actividades futuras de perforación de pozos y reparaciones mayores, realizando las corridas de predicción para obtener los pronósticos de producción de aceite, gas y agua; de igual forma predice el comportamiento de presión y los efectos de la inyección de fluidos.

Los perfiles 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 contempla lo siguiente:

- Documentación de las categorías de reservas 1P y 2P=3P.
- Operación y mantenimiento de la producción base y la incorporada por los nuevos pozos.
- Perforar 26 pozos de desarrollo en JSO, de los cuales 24 son desviados tipo "J" y 2 son horizontales.
- Perforar 4 pozos inyectoros en JSO.
- Reparación mayor (RMA) de 6 pozos, de los cuales 5 son productores y 1 extractor de agua.
- Instalar una plataforma para servicio de generación eléctrica.
- Construir 8 oleogasoductos y 1 gasoducto de Bombeo Neumático (BN) compartidos entre los campos Ek y Balam.
- Sistema artificial de explotación BEC.
- Sistema de producción alterno de BN con servicio de compresión a boca de pozo en las plataformas Ek-A/Perf2 y Balam-A.

- Estrategia de mantenimiento de presión a través de inyección de agua de mar tratada (en los octápodo Ek-A/Perf2 y Balam-A con una planta de inyección de agua de mar tratada en cada octápodo); dicha inyección se complementará con la extracción de agua congénita de BKS.
- Abandono de 71 pozos, 13 plataformas y sus ductos asociados.

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

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Ek	53.2	50.3	39.2	26.2	24.9	23.6	22.1	20.4	18.5	16.5	14.8	13.7	12.4	11.4	10.4	9.2	8.4	7.9
Balam	46.8	55.8	61.5	61.0	54.9	51.0	48.8	46.3	43.5	40.7	37.6	34.4	31.3	28.1	25.3	22.1	19.6	17.2
Agrupación Ek-Balam	100	106.1	100.7	87.2	79.8	74.6	70.9	66.7	62	57.2	52.4	48.1	43.7	39.5	35.7	31.3	28	25.1

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	Total
Ek	7.4	7.0	6.7	5.8	5.0	4.7	4.5	4.4	4.3	3.6	3.1	3.1	163.2 mmb
Balam	14.8	12.5	11.1	10.3	9.6	8.6	7.4	6.9	6.6	6.2	5.8	2.9	301.4 mmb
Agrupación Ek-Balam	22.2	19.5	17.8	16.1	14.6	13.3	11.9	11.3	10.9	9.8	8.9	6	464.5 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
Ek	7.0	7.9	7.5	6.4	6.1	5.8	5.4	5.0	4.6	4.0	3.6	3.3	3.0	2.8	2.5	2.2	2.1	1.9
Balam	12.8	15.7	17.5	17.4	15.7	14.6	14.1	13.3	12.6	11.9	11.0	10.0	9.2	8.2	7.4	6.6	5.8	5.1
Agrupación Ek-Balam	19.8	23.6	25	23.8	21.8	20.4	19.5	18.3	17.2	15.9	14.6	13.3	12.2	11	9.9	8.8	7.9	7

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	Total
Ek	1.8	1.7	1.6	1.4	1.2	1.1	1.1	1.1	1.0	0.9	0.8	0.7	35.0 mmmpc
Balam	4.4	3.7	3.3	3.1	2.8	2.6	2.2	2.0	1.9	1.8	1.7	0.8	87.5 mmmpc
Agrupación Ek-Balam	6.2	5.4	4.9	4.5	4	3.7	3.3	3.1	2.9	2.7	2.5	1.5	122.5 mmmpc

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

Escenario Base-Modificado

El escenario Base Modificado refleja la situación y disponibilidad de recursos actual para las Asignaciones. Las premisas del ajuste, realizado por PEP, para este escenario consideran principalmente:

- ✓ Plan de desarrollo acorde con las capacidades financieras y presupuesto actual de PEMEX para la explotación del campo (después del recorte presupuestal sufrido a finales del 2014).
- ✓ Condiciones de mercado sobre los precios actuales de los hidrocarburos.
- ✓ Tipo de cambio de dólares a pesos al primer trimestre de 2015.

- ✓ Escasa disponibilidad de equipos de perforación con un contrato celebrado por PEP que esté vigente.
- ✓ Reservas actualizadas al 1 de enero de 2015.

Este escenario de producción considera lo siguiente para el período 2016-2053:

- Documentación de las categorías de reservas 1P y 2P=3P.
- Operación y mantenimiento de la producción base y la incorporada por los nuevos pozos.
- Perforación y terminación de 34 pozos en JSO, de los cuales 5 son inyectores, 24 pozos productores de tipo convencional (desviados tipo "J") y 5 pozos horizontales.
- Reparaciones Mayores de 10 pozos, donde 7 pozos son productores (4 pozos productores en BKS, 3 pozos productores en JSO), 2 conversiones a extractor de agua del acuífero de BKS y 1 conversión a inyector de agua a JSO.
- Estrategia de mantenimiento de presión a través de inyección de agua de mar tratada y agua del acuífero de BKS.
- Sistema artificial de explotación BEC, se considera el sistema de producción alternativo de BN en Ek-A/Perf2 y Balam-A.
- Construir 8 Oleogasoductos y 1 gasoducto de BN (compartidos entre los campos Ek y Balam).
- Servicio de compresión a boca de pozo y obra complementaria para poner en operación Ek-A/Perf2 y Balam-A.
- Instalación de 1 plataforma para servicio de generación eléctrica que abastecerá a los campos Ek y Balam.
- Abandono de 71 pozos, 13 plataformas 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
Ek	22.8	19.1	16.1	21.6	26.4	29.9	33.2	33.2	31.5	29.9	25.1	22.3	20.3	18.5	16.7	15.2	13.5	12.1
Balam	15.0	18.6	31.1	43.2	50.6	57.0	62.0	60.4	55.8	51.9	48.1	45.3	43.1	40.2	36.7	33.6	30.3	26.5
Agrupación Ek-Balam	37.8	37.7	47.2	64.8	77	86.9	95.2	93.6	87.3	81.8	73.2	67.6	63.4	58.7	53.4	48.8	43.8	38.6

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Ek	11.0	9.7	9.0	8.3	7.7	7.1	6.5	5.4	4.8	4.4	3.5	3.4	2.9
Balam	23.3	20.1	17.9	15.8	14.4	12.6	11.4	10.4	9.3	6.7	2.3		
Agrupación Ek-Balam	34.3	29.8	26.9	24.1	22.1	19.7	17.9	15.8	14.1	11.1	5.8	3.4	2.9

	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	Total
Ek	2.8	2.7	2.3	2.2	2.2	2.1	0.8	184.9 mmb
Balam								326.5 mmb
Agrupación Ek-Balam	2.8	2.7	2.3	2.2	2.2	2.1	0.8	511.4 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
Ek	1.4	1.2	1.5	3.4	4.9	5.8	6.9	7.1	6.9	6.6	6.0	5.4	4.9	4.5	4.1	3.7	3.3	3.0
Balam	4.2	5.3	9.0	12.6	14.8	16.7	17.9	17.0	15.7	14.6	13.5	12.8	12.2	11.4	10.5	9.6	8.6	7.5
Agrupación Ek-Balam	5.6	6.5	10.5	16	19.7	22.5	24.8	24.1	22.6	21.2	19.5	18.2	17.1	15.9	14.6	13.3	11.9	10.5

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Ek	2.7	2.4	2.2	2.0	1.9	1.7	1.6	1.3	1.2	1.1	0.9	0.8	0.7
Balam	6.6	5.7	5.1	4.5	4.1	3.6	3.2	3.0	2.6	1.9	0.7		
Agrupación Ek-Balam	9.3	8.1	7.3	6.5	6	5.3	4.8	4.3	3.8	3	1.6	0.8	0.7

	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	Total
Ek	0.7	0.7	0.6	0.5	0.5	0.5	0.2	38.2 mmmpc
Balam								93.1 mmmpc
Agrupación Ek-Balam	0.7	0.7	0.6	0.5	0.5	0.5	0.2	131.3 mmmpc

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

Escenario Incremental

El escenario Incremental refleja el punto de partida si la procedencia de migración se da en sentido positivo. Para este caso, PEP considera lo propuesto en el Escenario Base Ronda Cero así como en el Escenario Modificado, diferenciándose principalmente por la conversión de pozos convencionales a pozos horizontales, así como la inclusión de una perforaciones adicionales que contribuyen a la recuperación de la reserva 2P=3P durante el período 2016-2041.

- Documentación de las categorías de reservas 1P y 2P=3P.
- Operación y mantenimiento de la producción base y la incorporada por los nuevos pozos.
- Perforación y terminación de 37 pozos en JSO, de los cuales 6 son inyectores, 31 pozos productores (15 convencionales y 16 horizontales).
- Reparaciones Mayores de 11 pozos, donde 8 pozos son productores (4 pozos productores en BKS y 4 pozos productores en JSO), 2 conversiones a extractor de agua del acuífero de BKS y 1 conversión a inyector de agua a JSO.
- Estrategia de mantenimiento de presión en JSO a través de inyección de agua de mar tratada y agua del acuífero de BKS.
- Sistema artificial de explotación BEC, se considera el sistema de producción alternativo de BN en los octápodos Ek-A/Perf2 y Balam-A.
- Construir 8 Oleogasoductos y 1 gasoducto para gas de BN (compartidos entre los campos Ek y Balam). Estos ductos sustituirán la red actual.
- Servicio de compresión a boca de pozo y obra complementaria para poner en operación los octápodos Ek-A/Perf2 y Balam A.
- Instalar una plataforma para servicio de generación eléctrica que abastecerá los campos Ek y Balam.
- Abandono de 74 pozos, 13 plataformas y sus ductos asociados

Handwritten signature/initials

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

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Ek	23.3	24.5	31.1	35.7	36.5	36.8	36.4	37.7	34.9	28.6	24.5	20.9	18.3	16.3	14.1	12.3	11.0	10.0
Balam	16.8	28.2	47.5	57.7	65.9	67.8	69.3	66.4	61.7	56.9	52.0	46.8	41.0	35.5	30.5	27.0	23.6	21.3
Agrupación Ek-Balam	40.1	52.7	78.6	93.4	102.4	104.6	105.7	104.1	96.6	85.5	76.5	67.7	59.3	51.8	44.6	39.3	34.6	31.3

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Total
Ek	9.2	8.5	7.6	7.0	6.4	5.9	5.1	4.1	185.1 mmb
Balam	19.3	17.5	15.9	14.1	12.1				326.8 mmb
Agrupación Ek-Balam	28.5	26	23.5	21.1	18.5	5.9	5.1	4.1	511.9 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
Ek	1.5	2.0	4.6	6.4	7.2	7.8	7.9	8.4	7.9	6.9	6.0	5.1	4.5	4.0	3.4	3.0	2.7	2.4
Balam	4.5	7.2	13.0	16.1	18.7	19.3	19.8	19.1	17.7	16.4	15.0	13.5	11.8	10.2	8.8	7.8	6.8	6.1
Agrupación Ek-Balam	6	9.2	17.6	22.5	25.9	27.1	27.7	27.5	25.6	23.3	21	18.6	16.3	14.2	12.2	10.8	9.5	8.5

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Total
Ek	2.2	2.1	1.9	1.7	1.6	1.4	1.2	1.0	38.2 mmmpc
Balam	5.6	5.1	4.6	4.1	3.6				93.1 mmmpc
Agrupación Ek-Balam	7.8	7.2	6.5	5.8	5.2	1.4	1.2	1	131.3 mmmpc

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

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 asociación. En las Fig. 2 y 3 se observa la comparación de los pronósticos de producción de aceite y de gas, respectivamente, para los tres escenarios considerados en el campo Ek.

En los escenarios Base Ronda Cero, Base Modificado e Incremental, se plantea la producción de toda la reserva 2P que igual a la 3P. Pero en el pronóstico de producción de aceite del campo Ek se observa que en el escenario Base Ronda Cero se alcanza el pico de producción durante el 2016, y se agota la reserva 2P y 3P en el año 2045; mientras que con el aplazamiento de las actividades en el escenario Base Modificado el pico de producción se presenta en los años 2022 y 2023, para agotar la reserva 2P y 3P hasta el 2053.

Con el adelanto en las actividades y con los demás cambios en las actividades físicas del escenario incremental con respecto al modificado, la producción se adelanta hasta agotar la reserva 2P y 3P en el año 2041.

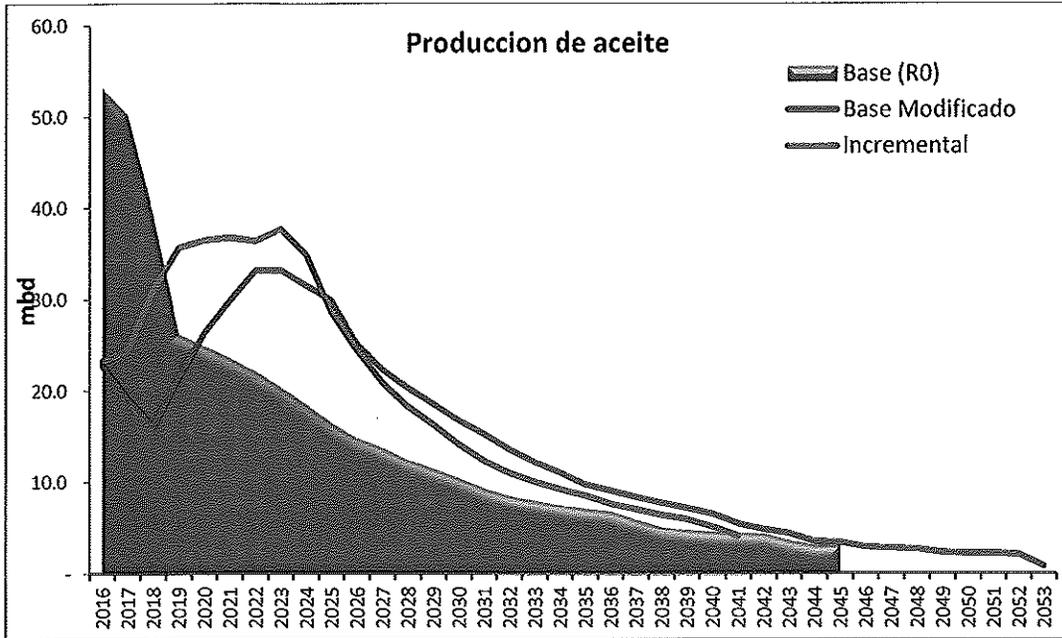


Fig. 2. Perfiles de producción de aceite del campo Ek, Yacimientos JSO y BKS (Fuente: PEP).

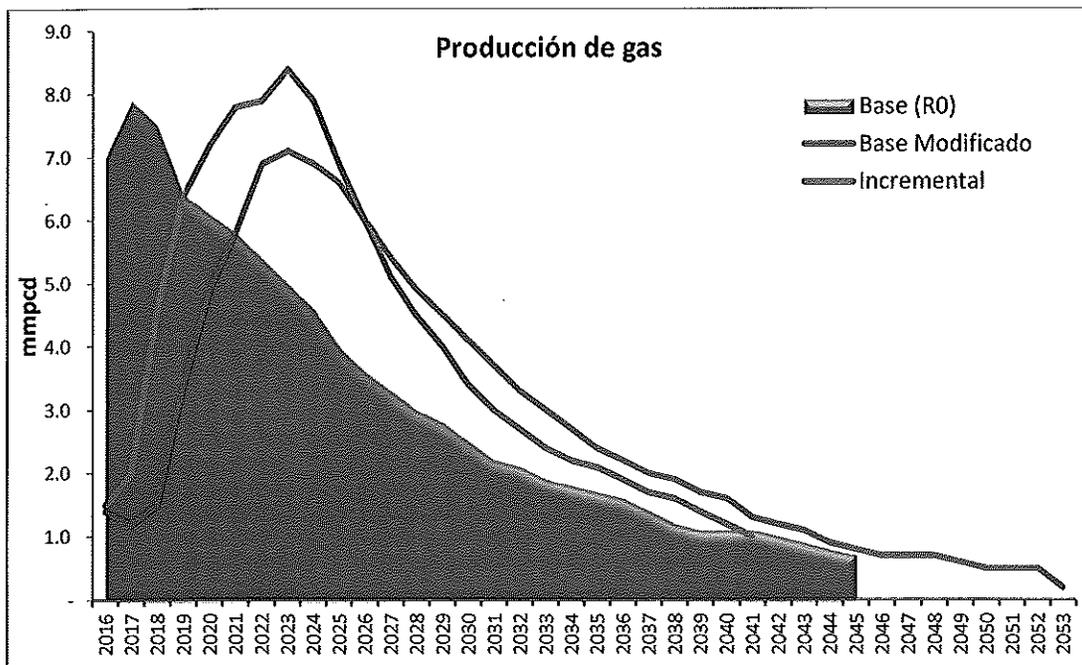


Fig. 3. Perfiles de producción de gas natural asociado del campo Ek, Yacimientos JSO y BKS (Fuente: PEP).

ARP

En las Fig. 4 y 5 se presentan los pronósticos de producción de aceite y gas, respectivamente, para los tres escenarios del campo Balam. En el escenario Base Modificado se aplazan actividades con respecto al escenario Base Ronda Cero, lo que se ve reflejado en la producción, sin embargo con la modificación de las actividades el agotamiento de la reserva 2P y 3P se logra en el año 2044, que es un año antes que en el escenario Base Ronda Cero. En el escenario incremental se modifican y adelantan actividades con respecto al escenario base modificado, con lo que se agota la reserva 2P y 3P en el año 2038.

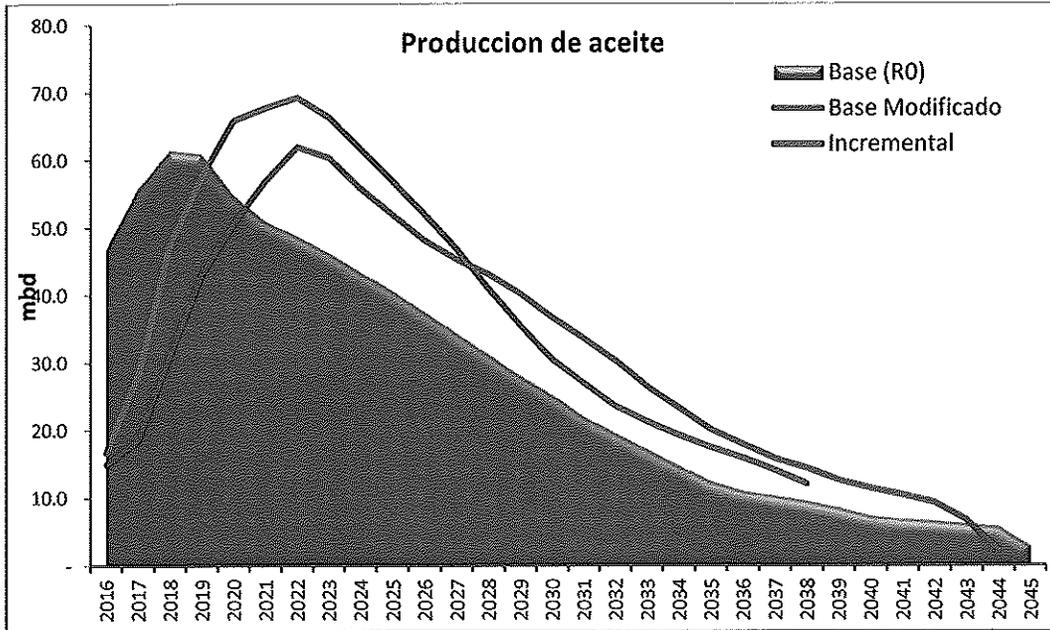


Fig. 4. Perfiles de producción de aceite del campo Balam, Yacimientos ISO y BKS (Fuente: PEP).

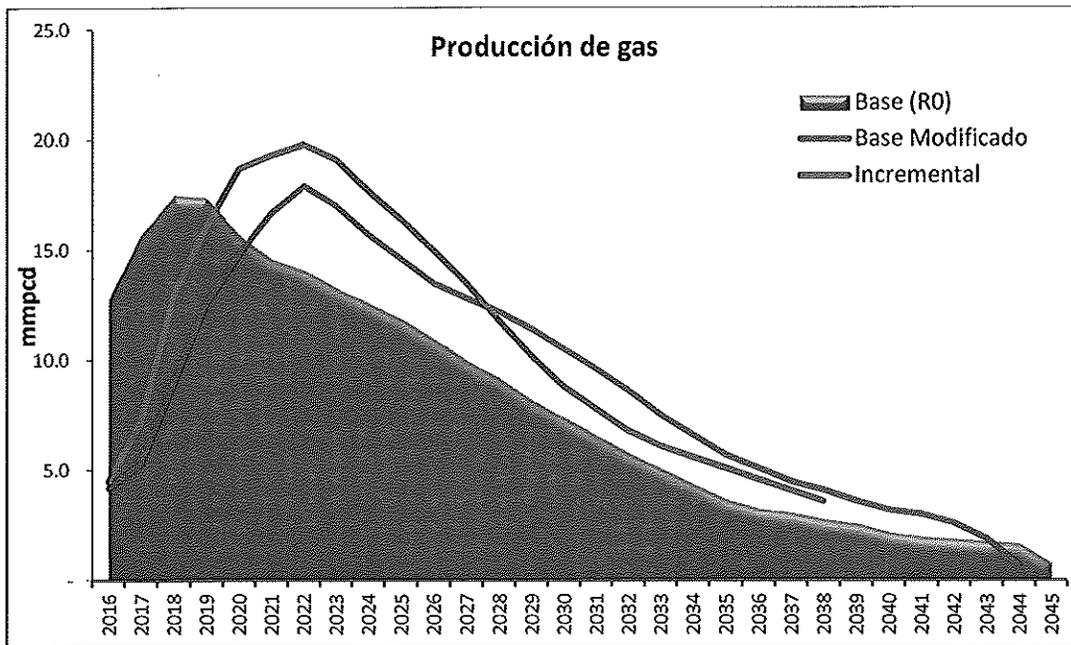


Fig. 5. Perfiles de producción de gas natural asociado del campo Balam, Yacimientos ISO y BKS (Fuente: PEP).

Handwritten signature and initials.

En las Fig. 6 y 7 se presentan los pronósticos de producción de aceite y gas, respectivamente, para los tres escenarios de la agrupación Ek – Balam. Se observa que en el escenario Base Modificado existe un retraso en la producción en consecuencia de las actividades físicas. En el escenario Incremental se acelera la producción con respecto al Base Modificado y con las modificaciones a las actividades físicas la reserva 2P y 3P se agota en el año 2041.

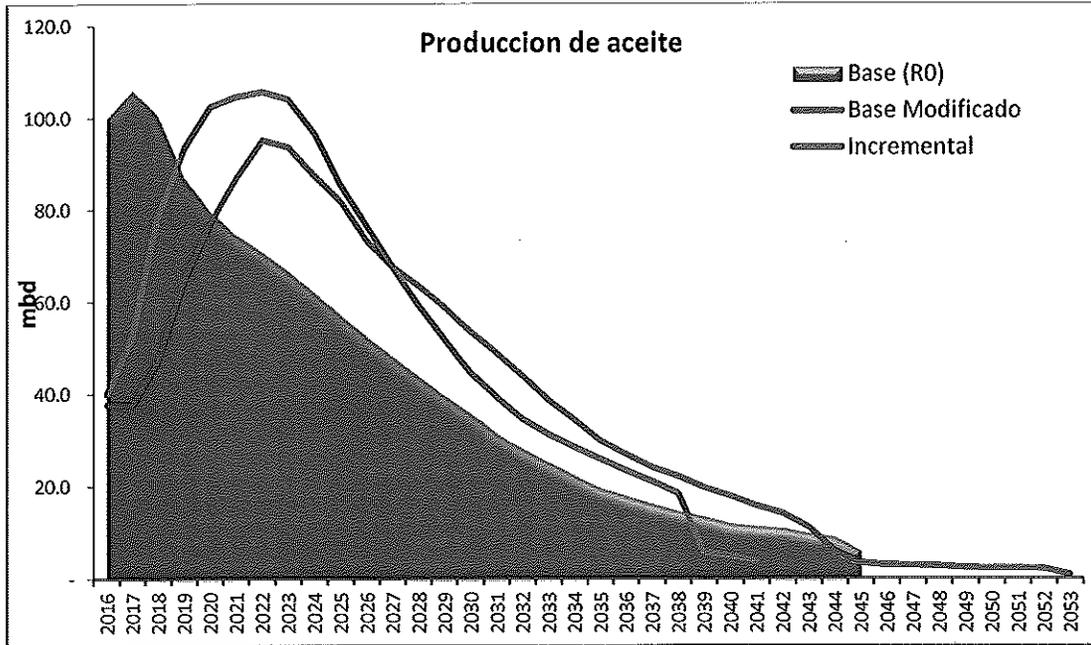


Fig. 6. Perfiles de producción de aceite de la agrupación Ek-Balam, Yacimientos JSO y BKS (Fuente: PEP).

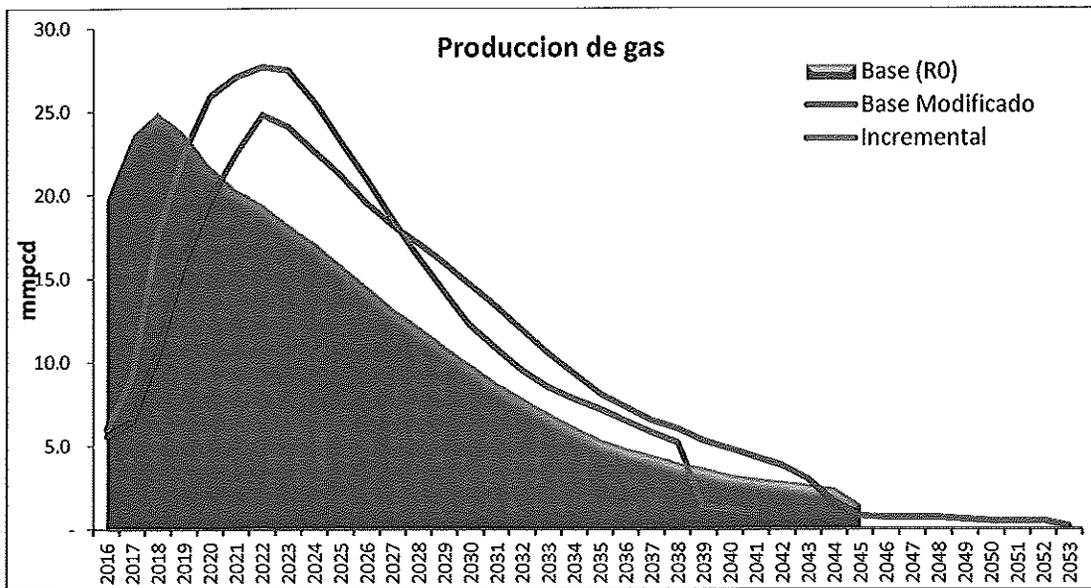


Fig. 7. Perfiles de producción de gas natural asociado de la agrupación Ek-Balam, Yacimientos JSO y BKS (Fuente: PEP).

KIRP

En la Fig. 8 se muestra el comparativo de los volúmenes de hidrocarburos a recuperar considerando cada uno de los escenarios en las asignaciones solas y en agrupación. El volumen acumulado se considera a partir del 2016 en todos los escenarios. Se observa que en los tres escenarios para los dos campos se plantea la producción de la totalidad de la reserva 2P que es igual a la 3P.

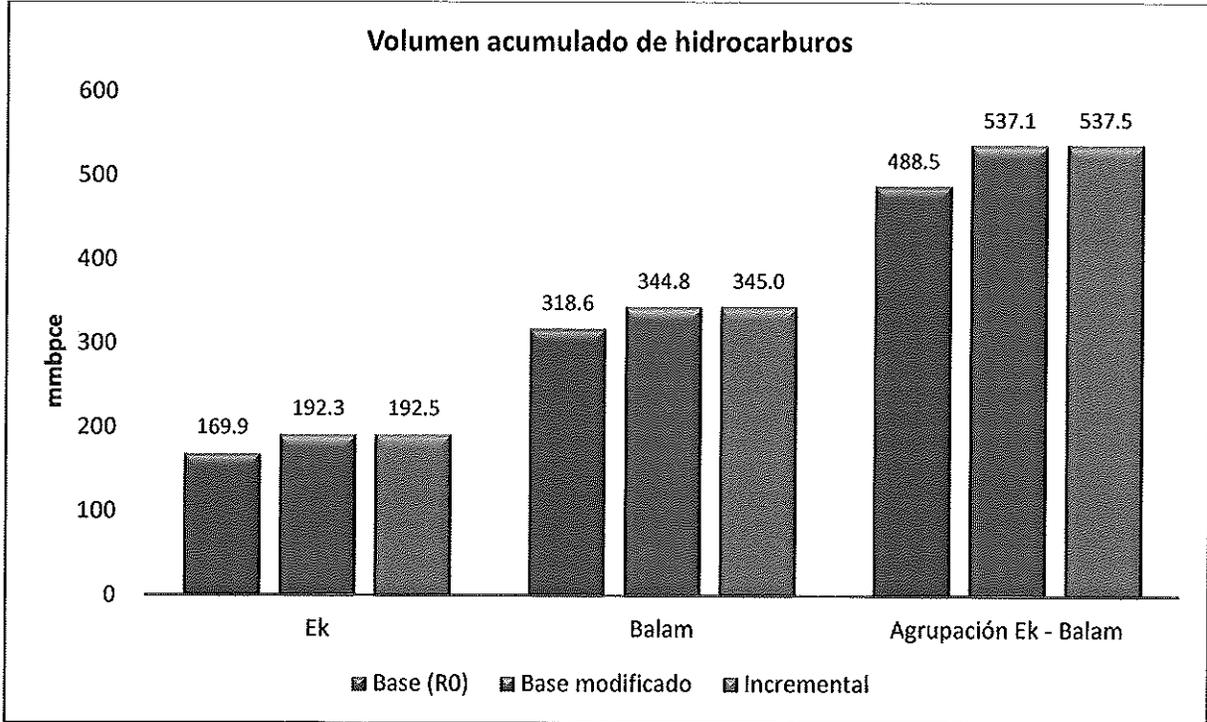


Fig. 8. Comparativo de volúmenes de hidrocarburos a recuperar en los horizontes presentados de los campos Ek y Balam, así como su agrupación (Fuente: CNH con datos de PEP).

b) Incorporación de reservas adicionales

La Tabla 4 muestra el volumen original de aceite y gas al 1 de enero de 2015.

Campo	Aceite	Gas
	mmb	mmmpc
Ek	1,017.6	130.7
Balam	1,017.7	260.0
Agrupación Ek - Balam	2,035.3	390.7

Tabla 4. Volumen original de aceite y gas al 1 de enero de 2015 (Fuente: PEP).

Las Tablas 5 y 6 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.

ARP
✓

Campo	Categoría	Aceite	Gas	PCE
		mmb	mmmpc	mmb
Ek	1P	124.3	18.4	127.2
	2P	210.3	39.4	216.6
	3P	210.3	39.4	216.6
Balam	1P	57.2	15.7	59.7
	2P	339.2	96.2	354.5
	3P	339.2	96.2	354.5
Agrupación Ek - Balam	1P	181.5	34.1	186.9
	2P	549.5	135.6	571.1
	3P	549.5	135.6	571.1

Tabla 5. Reservas remanentes de aceite, gas y PCE al 1 de enero de 2014 (Fuente: PEP).

Campo	Categoría	Aceite	Gas	PCE
		mmb	mmmpc	mmb
Ek	1P	109.5	17.9	113
	2P	195.7	38.9	203.2
	3P	195.7	38.9	203.2
Balam	1P	97.1	27.7	102.5
	2P	331.7	95.1	350.4
	3P	331.7	95.1	350.4
Agrupación Ek - Balam	1P	206.6	45.6	215.5
	2P	527.4	134	553.6
	3P	527.4	134	553.6

Tabla 6. 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 agotar el total de la reserva 2P que en el caso de los campos Ek y Balam es igual a la reserva 3P. Sin embargo, el Escenario Incremental permitirá acelerar la recuperación de dicha reserva y, además permitirá reclasificar las reservas en dichos campos.

En el caso del yacimiento JSO, el plan de extracción del mismo y los volúmenes de producción estimados a recuperar consideran el beneficio por recuperación secundaria, ya que se tiene considerada la implantación del proyecto de mantenimiento de presión a través de inyección de agua, que es una condición indispensable para el desarrollo del yacimiento JSO por ser éste del tipo volumétrico. PEP tiene contempladas dos estrategias de inyección, en una se plantea la inyección de agua de mar tratada, y en la segunda la inyección de agua del acuífero de la formación BKS.

Con los beneficios de la recuperación secundaria y los obtenidos con el proceso de recuperación primaria, el factor de recuperación total de aceite del yacimiento JSO para los campos Ek y Balam sería de 35% y para el caso del gas de 39%.

KARP

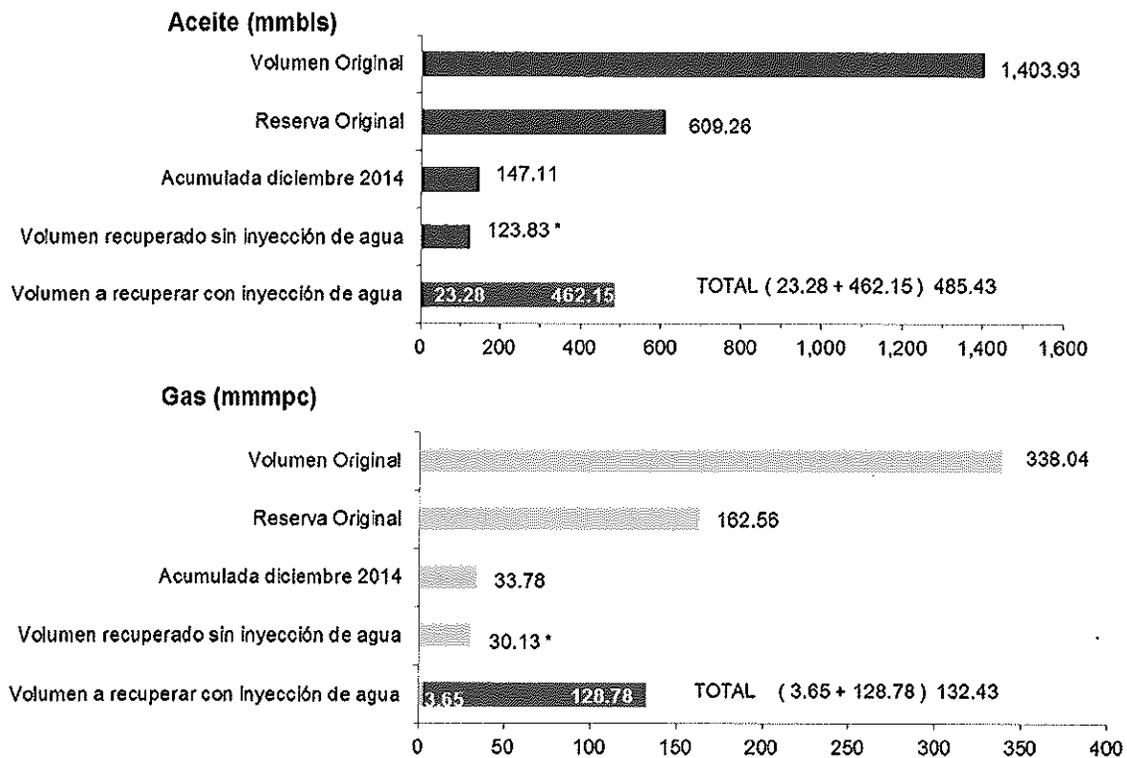


Fig. 9. Beneficio de la recuperación secundaria en el yacimiento JSO (Fuente: PEP).

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 el campo. Adicionalmente consideró la producción en petróleo crudo equivalente, para determinar un costo unitario, dicho costo lo 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

ARR

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 cuenta 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.

Escenario Base-Ronda Cero

La Tabla 7 muestra el calendario actividad física del Escenario Ronda Cero.

Concepto	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Pozos de Desarrollo											
Perforación	9	9	3	3	1	1					26
Terminación	5	10	6	2	2	1					26
Pozos Inyectores											
Perforación	2		1		1						4
Terminación	2		1		1						4
Reparaciones Mayores											
Pozo Productor	3		2								5
Conv. a Pozo Inyector											
Conv. a Pozo Extractor	1										1
Infraestructura compartida con Ek-Balam											
Gasoducto** (núm)			1								1
Gasoductos (Km)			6.2								6.2
Oleogasoductos* (núm)								8			8
Oleogasoductos (Km)								19.2			19.2
Tetrapodos de servicio (núm)		1									1

* 5 compartidos con Ek-Balam, 2 exclusivos de Balam y 1 exclusivo de Ek.

** 1 Gasoducto para uso exclusivo de Balam para sistema de BN de respaldo.

Tabla 7. Actividad física - Escenario Base Ronda Cero (Fuente: PEP).

La Tabla 8 muestra la inversión del Escenario Base Ronda Cero, usando la paridad 12.9 (pesos/usd).

ARP

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ek	342.0	242.3	160.9	160.4	91.6	144.1	314.9	133.3	113.2	117.5
Balam	243.1	402.9	293.6	93.0	109.3	135.0	136.3	144.1	81.0	123.1
Agrupación Ek-Balam	585.1	645.2	454.5	253.4	200.8	279.1	451.2	277.4	194.2	240.6

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ek	76.7	79.9	83.6	41.7	7.9	20.0	7.8	7.5	14.4	10.5
Balam	102.6	66.0	78.3	44.1	44.9	31.1	53.5	21.6	11.7	16.9
Agrupación Ek-Balam	179.3	145.9	161.9	85.8	52.7	51.2	61.4	29.1	26.1	27.5

	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	Total
Ek	7.1	10.5	10.8	8.9	6.6	6.2	6.2	13.0	8.1	21.6	2269.5
Balam	15.7	11.7	13.8	4.1	11.9	9.0	7.2	4.1	4.3	17.0	2330.7
Agrupación Ek-Balam	22.8	22.2	24.6	13.0	18.5	15.2	13.4	17.1	12.3	38.6	4600.3

Tabla 8. Inversión - Escenario Base Ronda Cero en mmUSD (Fuente: PEP).

La Tabla 9 muestra los gastos de operación del Escenario Base Ronda Cero, usando la paridad 12.9 (pesos/usd).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ek	35.7	35.2	30.9	21.1	21.8	20.5	20.0	18.0	18.6	17.2
Balam	31.6	39.3	48.0	47.3	46.4	42.8	42.9	39.3	42.2	41.2
Agrupación Ek-Balam	67.3	74.5	78.9	68.4	68.3	63.3	62.9	57.3	60.8	58.4

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ek	16.1	15.1	15.6	12.9	9.4	8.7	8.6	9.0	9.4	9.5
Balam	40.6	38.0	39.3	31.8	22.9	20.8	20.1	19.6	18.6	16.9
Agrupación Ek-Balam	56.7	53.1	54.9	44.7	32.3	29.5	28.7	28.5	28.0	26.5

	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	Total
Ek	8.6	7.2	7.4	5.1	6.7	5.2	6.6	3.7	5.4	3.8	413.1
Balam	14.2	12.8	14.0	9.4	11.0	8.1	10.2	6.3	10.2	3.6	789.4
Agrupación Ek-Balam	22.7	20.0	21.4	14.5	17.7	13.3	16.8	10.0	15.7	7.4	1202.5

Tabla 9. Gastos de operación - Escenario Base Ronda Cero en mmUSD (Fuente: PEP).

ARP

Escenario Base-Modificado

La Tabla 10 muestra el calendario actividad física del Escenario Base Modificado.

Concepto (Millones de dólares)	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Pozos de Desarrollo											
Perforación		1	8	7	4	6	3				29
Terminación			8	7	5	6	3				29
Pozos Inyectores											
Perforación	1	2		1		1					5
Terminación	1	2		1		1					5
Reparaciones Mayores											
Pozo Productor		3			1	1	2				7
Conv. a Pozo Inyector			1								1
Conv. a Pozo Extractor		1		1							2
Infraestructura compartida con Ek-Balam											
Gasoducto** (núm)			1								1
Gasoductos (Km)			6.2								6.2
Oleogasoductos* (núm)			8								8
Oleogasoductos (Km)			19.2								19.2
Tetrapodos de servicio (núm)				1							1

* 5 compartidos con Ek-Balam, 2 exclusivos de Balam y 1 exclusivo de Ek.

** 1 Gasoducto para uso exclusivo de Balam para sistema de BN de respaldo.

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

La Tabla 11 muestra la inversión del Escenario Base Modificado, usando la paridad 14.3 (pesos/usd).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Ek	79.7	347.1	287.7	203.4	187.1	217.7	121.2	118.9	70.2	78.0	
Balam	199.3	420.0	427.6	334.9	217.6	288.5	185.9	169.4	112.7	146.0	
Agrupación Ek-Balam	279.0	767.1	715.3	538.3	404.7	506.3	307.1	288.3	183.0	224.0	
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Ek	86.6	83.2	76.3	53.3	89.5	36.1	60.3	41.6	42.5	39.9	
Balam	112.8	124.3	123.1	109.1	87.7	71.7	90.6	65.8	54.5	60.3	
Agrupación Ek-Balam	199.4	207.5	199.4	162.4	177.2	107.8	150.9	107.4	97.0	100.2	
	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Ek	32.7	55.5	34.1	44.2	22.5	35.8	36.5	13.9	20.2	12.9	23.7
Balam	60.4	57.4	45.5	56.9	30.4	28.4	40.5	13.1	6.0	5.3	5.0
Agrupación Ek-Balam	93.2	112.8	79.6	101.0	52.9	64.2	77.0	27.0	26.2	18.2	28.7
	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	Total			
Ek	22.8	9.3	8.7	13.5	4.4	4.4	0.3	2715.8			
Balam	4.6	4.4	3.8					3763.5			
Agrupación Ek-Balam	27.4	13.7	12.5	13.5	4.4	4.4	0.3	6479.3			

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

KARIP
OK

La Tabla 12 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
Ek	31.5	28.8	24.3	18.1	21.4	20.4	21.8	19.3	22.5	18.9
Balam	29.2	34.3	36.5	32.1	32.0	31.4	32.8	33.4	32.5	35.1
Agrupación Ek-Balam	60.7	63.0	60.8	50.2	53.3	51.8	54.6	52.7	55.0	54.0

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ek	21.5	17.6	20.5	16.0	15.5	12.1	15.4	12.0	15.3	11.4
Balam	32.3	32.5	30.9	28.1	16.6	17.4	14.9	16.6	14.6	6.0
Agrupación Ek-Balam	53.9	50.1	51.4	44.0	32.1	29.5	30.4	28.6	29.9	17.3

	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
Ek	14.7	11.1	14.4	11.2	14.2	10.9	11.3	8.2	9.3	4.9	9.2
Balam	5.4	4.6	4.7	4.5	3.9	3.8	3.2	3.5	3.0		
Agrupación Ek-Balam	20.1	15.8	19.2	15.6	18.1	14.7	14.5	11.7	12.3	4.9	9.2

	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	Total
Ek	3.0	3.4	3.0	3.3	3.0	3.3	1.4	523.9
Balam								575.8
Agrupación Ek-Balam	3.0	3.4	3.0	3.3	3.0	3.3	1.4	1,099.7

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

ARIP


Escenario Incremental

La Tabla 13 muestra el calendario actividad física del Escenario Incremental.

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Pozos de Desarrollo											
Perforación		5	9	7	4	2	3	1			31
Terminación		5	8	7	5	2	3		1		31
Pozos Inyectores											
Perforación		3	2			1					6
Terminación		3	2			1					6
Reparaciones Mayores											
Pozo Productor	6	2									8
Conv. a Pozo Inyector	1										1
Conv. a Pozo Extractor		1	1								2
Infraestructura compartida con Ek-Balam											
Gasoducto** (núm)			1								1
Gasoductos (Km)			6.2								6.2
Oleogasoductos* (núm)			8								8
Oleogasoductos (Km)			19.2								19.2
Tetrapodos de servicio (núm)				1							1

* 5 compartidos con Ek-Balam, 2 exclusivos de Balam y 1 exclusivo de Ek.

** 1 Gasoducto para uso exclusivo de Balam para sistema de BN de respaldo.

Tabla 13. Actividad física - Escenario Incremental (Fuente: PEP).

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

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ek	291.0	304.9	301.2	187.1	160.6	155.9	117.3	120.3	94.8	90.9
Balam	276.9	488.1	478.6	267.0	203.9	182.6	192.4	157.4	116.1	126.8
Agrupación Ek-Balam	567.9	793.0	779.8	454.2	364.5	338.5	309.7	277.7	210.8	217.7
	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ek	92.8	62.6	74.9	65.9	69.7	60.1	32.6	54.7	30.6	46.4
Balam	128.0	123.7	100.2	95.6	86.2	56.9	113.6	55.7	61.5	60.7
Agrupación Ek-Balam	220.8	186.3	175.1	161.5	155.8	117.1	146.2	110.4	92.1	107.0
	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Total			
Ek	43.4	42.4	36.4	22.7	21.9	14.3	2595.2			
Balam	52.6	69.2	30.8	0.4	0.4	0.4	3525.5			
Agrupación Ek-Balam	96.0	111.5	67.2	23.0	22.3	14.7	6120.8			

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

La Tabla 15 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
Ek	29.6	26.9	22.8	19.1	19.9	20.5	19.7	19.7	23.3	19.7
Balam	17.9	32.2	34.1	28.9	26.9	24.4	24.0	22.4	23.6	24.2
Agrupación Ek-Balam	47.48	59.14	56.96	48.05	46.79	44.96	43.71	42.10	46.86	43.94

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ek	22.4	18.6	21.5	17.1	16.7	10.6	16.6	10.5	16.5	9.1
Balam	23.6	23.8	23.4	21.8	12.0	11.9	11.5	11.1	11.1	10.1
Agrupación Ek-Balam	46.08	42.37	44.92	38.97	28.65	22.51	28.14	21.60	27.53	19.13

	2036	2037	2038	2039	2040	2041	Total
Ek	15.9	7.1	13.9	6.3	11.5	5.6	441.1
Balam	9.5	9.2	8.5				446.1
Agrupación Ek-Balam	25.36	16.29	22.43	6.27	11.46	5.56	887.23

Tabla 15. 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:

- Perforación de dos pozos productores y un inyector adicionales, todos tipo "J".
- Once perforaciones cambian de pozo de convencional a horizontal, todos productores.
- Cambio de un pozo extractor a productor en JSO.
- Realización de una reparación mayor de un pozo taponado a extractor de agua de BKS.
- 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 Ek-Balam.

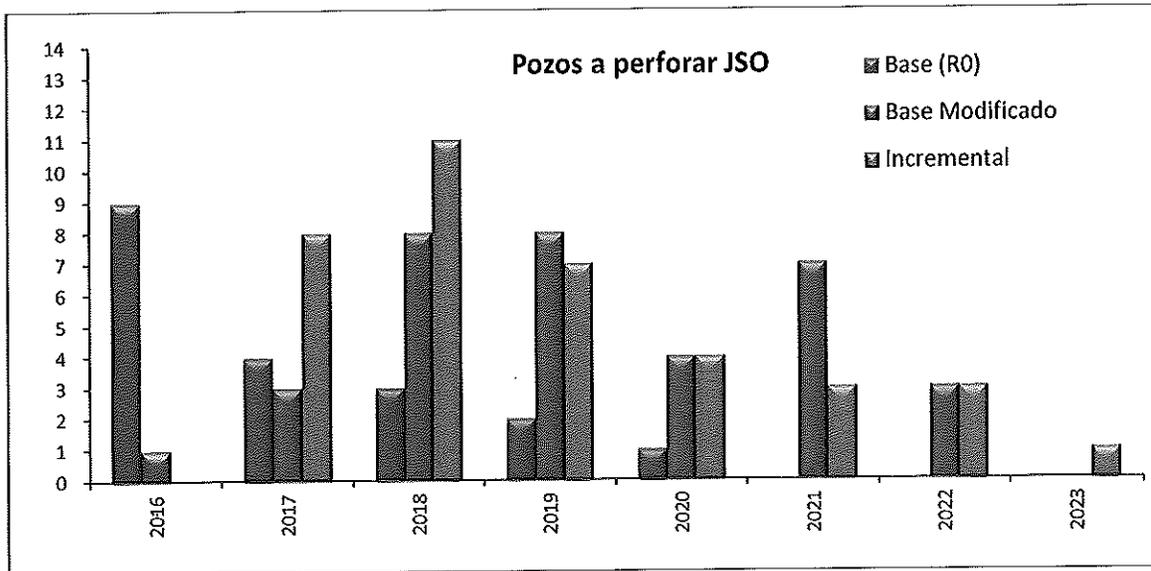


Fig. 10. Comparativo de actividades de perforación para los 3 escenarios (Fuente: CNH con PEP)

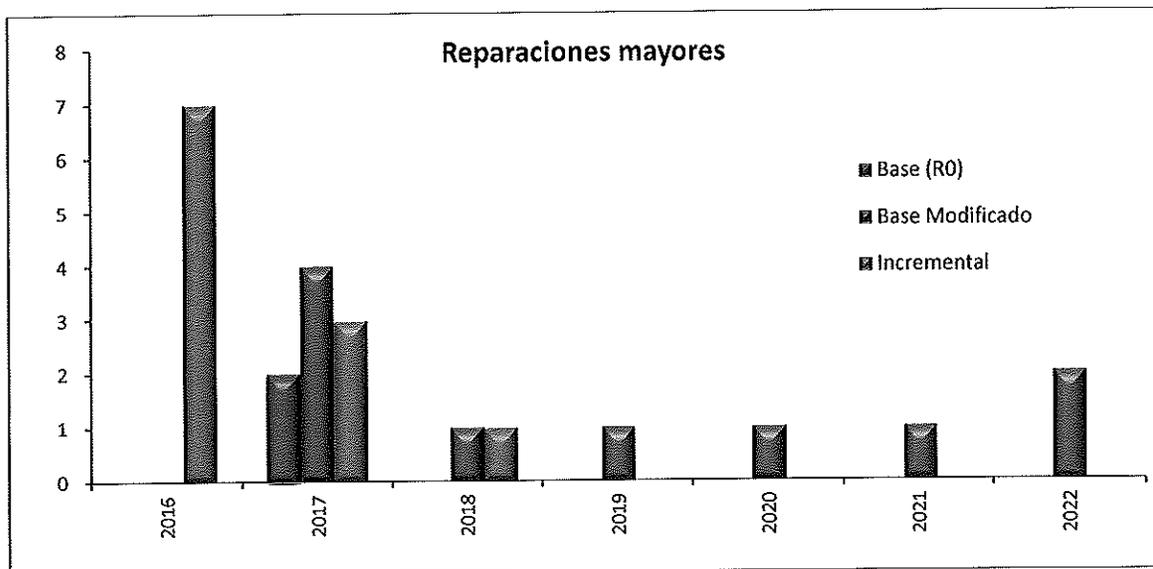


Fig. 11. Reparaciones mayores en el yacimiento JSO y BKS (Fuente: PEP)

Con respecto a los gastos de operación de la Asignación A-0120-M-Campo Ek el monto total en el Escenario Incremental es mayor que el del Escenario Base debido a las actividades adicionales consideradas. Mientras que en el campo Balam el Escenario Incremental es el que presenta el menor gasto de operación, esto se considera consecuencia de la optimización de costos.

En la agrupación Ek-Balam, el escenario que presenta el menor gasto total es el incremental, como se puede observar en las tablas 9, 12 y 15. Se considera que en el escenario incremental la agrupación de los campos Ek y Balam permite optimizar los gastos de operación. Las Fig. 12 y 13 muestran los comparativos de los gastos de operación para los tres escenarios. El periodo considerado para calcular el gasto de operación total es a partir del 2016.

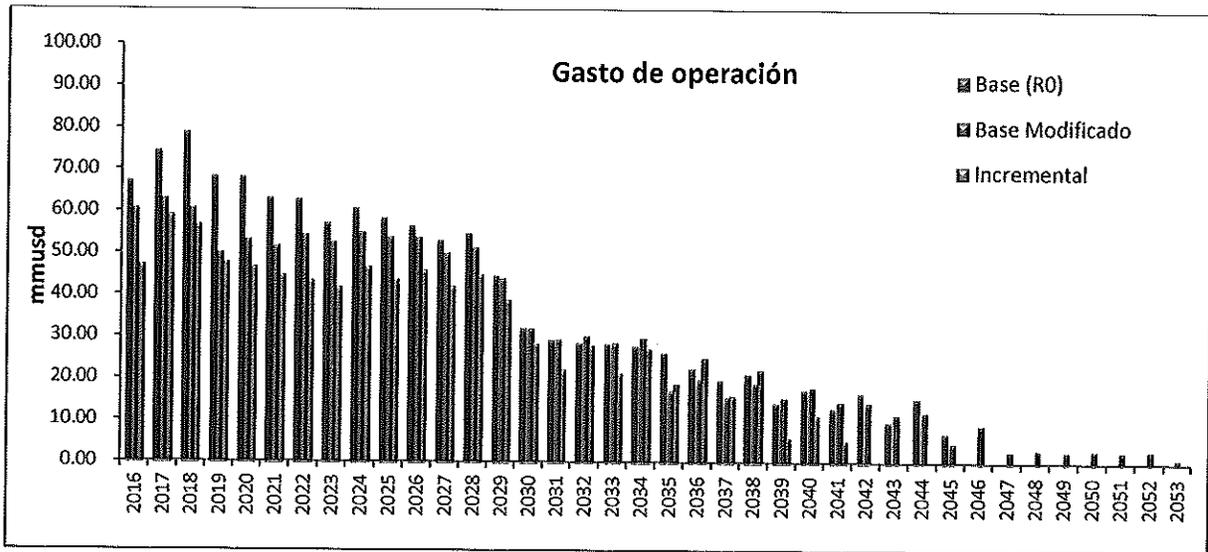


Fig. 12. Comparativo de Gastos de operación de la agrupación para los diferentes escenarios (Fuente: PEP)

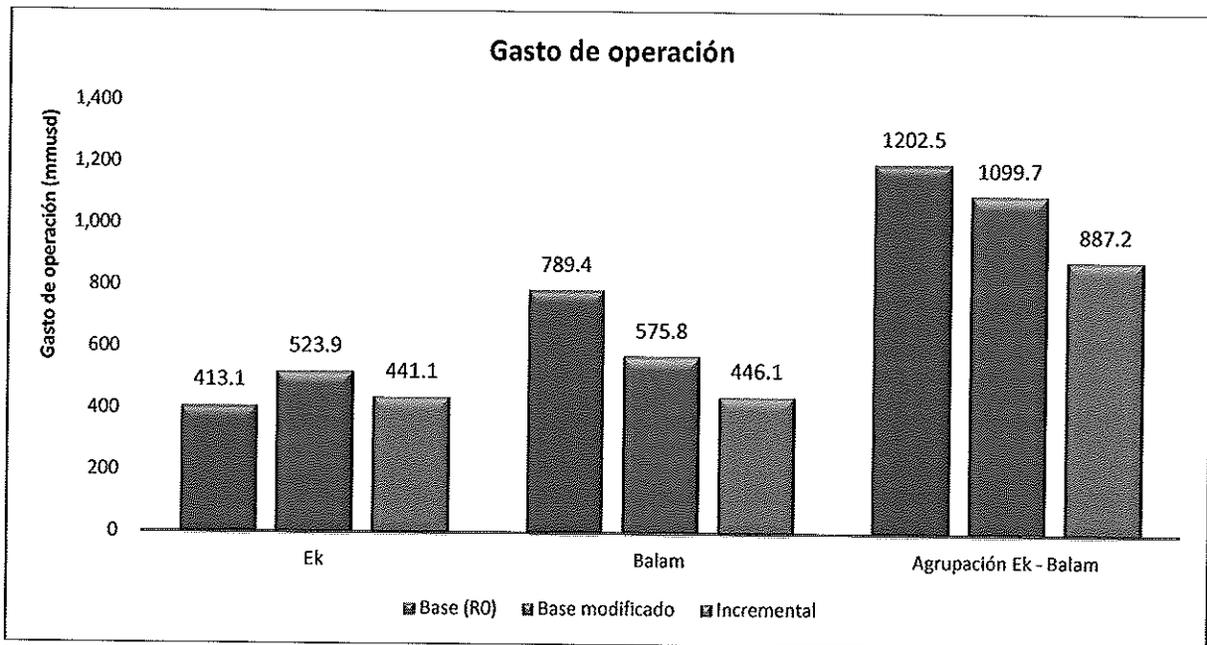


Fig. 13. Comparativo de Gasto total de operación para los diferentes escenarios (Fuente: PEP)

Las Tablas 8, 11 y 14 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 de los campos Ek y Balam por separado y en asociación se presenta en el escenario Base Modificado, mientras que la inversión total menor se tiene en el escenario incremental, aún y cuando este último plantea un incremento en las actividades físicas y el cambio de pozos convencionales por horizontales. La

KRP ✓

disminución de la inversión total se considera una consecuencia de la optimización de costos como resultado combinado de la asociación con una persona moral y de la agrupación de los campos Ek y Balam.

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.

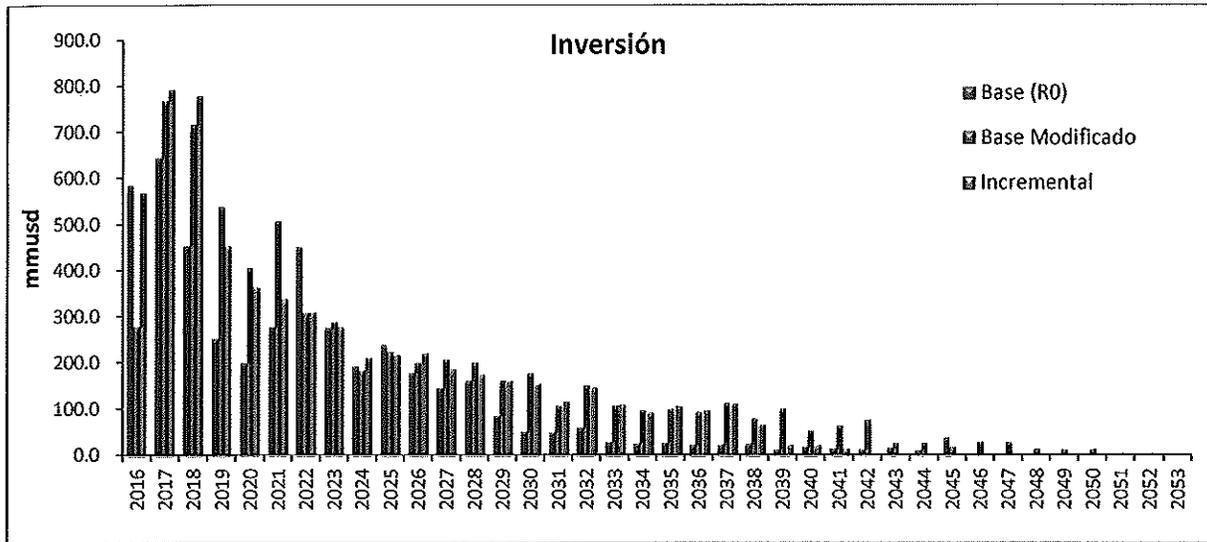


Fig. 14. Comparativo de Inversiones de la asociación para los diferentes escenarios (Fuente: PEP).

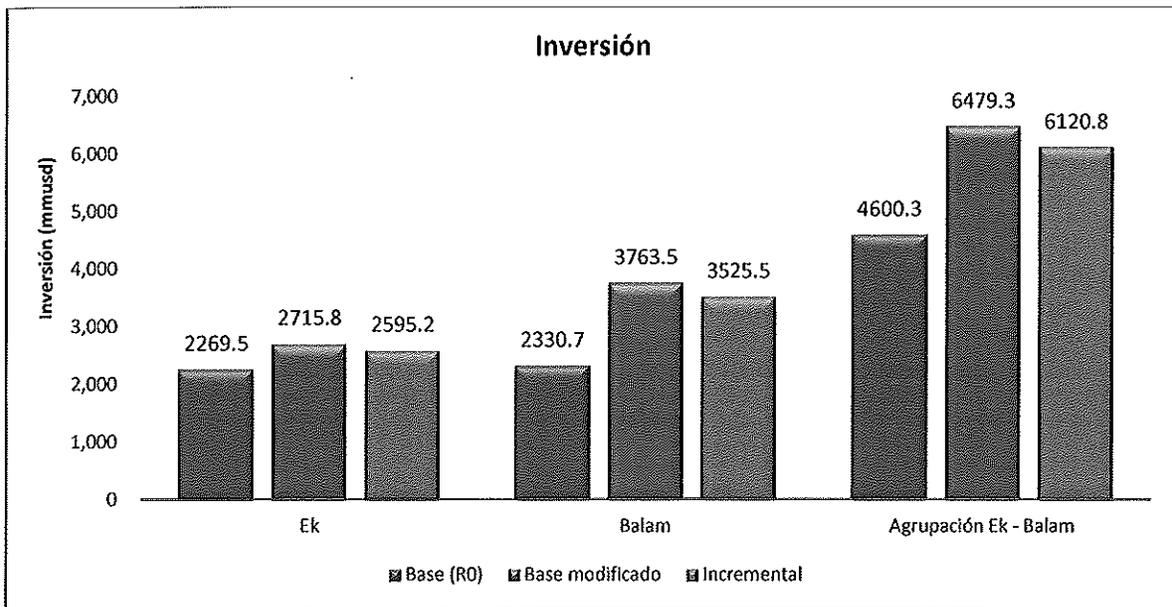


Fig. 15. Comparativo de Inversión total para los diferentes escenarios (Fuente: PEP).

ARP

IV. Escenarios de precios utilizados

Precio del crudo a nivel de yacimiento

Para calcular el precio de crudo a nivel de yacimiento, 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.

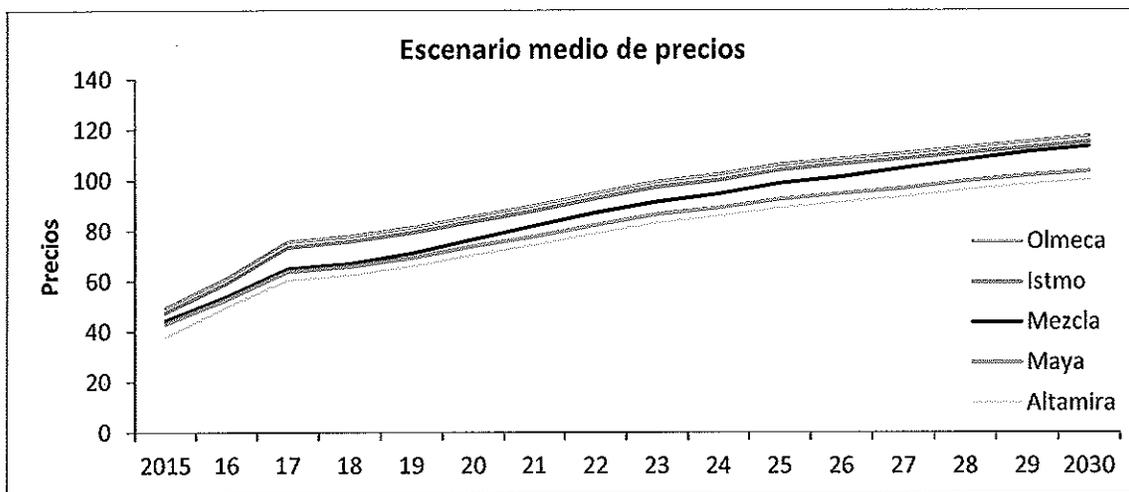


Fig. 16. Precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (Fuente: PEP).

Por ejemplo, para el yacimiento JSO del campo Ek que tiene una calidad de 26.23 °API, considera el Maya e Istmo porque la calidad 26.23 está entre 22 y 33.6 °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 $C_1 = 22, C_2 = 33.6$, y para el año 2016 tenemos $P_1 = 52.95, P_2 = 59.35$ (en dólares por barril) y $m = 0.5512$. Por lo que:

$$P = (0.5512) * (26.23 - 22) + 52.95 = 55.28$$

ARR

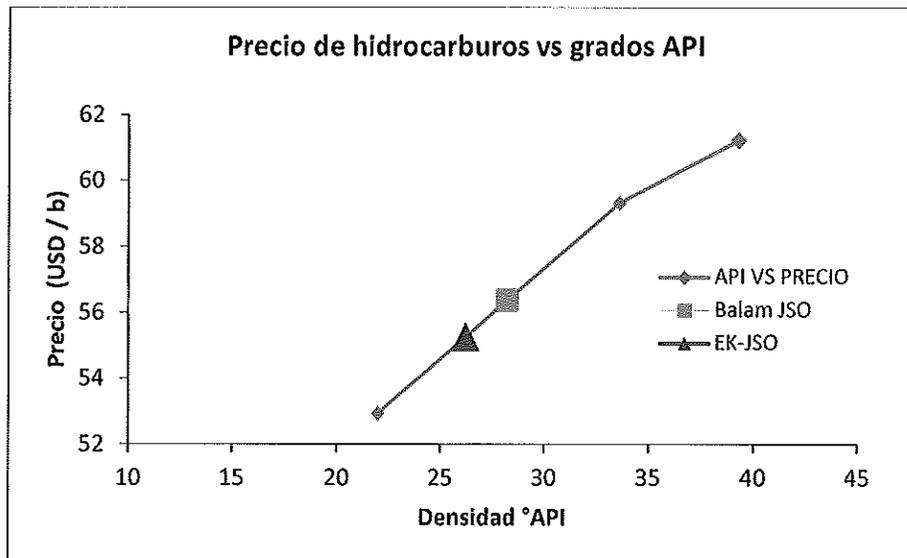


Fig. 17. Precio de hidrocarburo del yacimiento JSO (Fuente: PEP).

Precio del gas a nivel de yacimiento

Para calcular el precio del gas a nivel de yacimiento PEP realizó el siguiente procedimiento:

- Utilizó 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 se hace una correspondencia proporcional y posteriormente, se hace un ajuste por calidad para finalmente obtener el precio a nivel de campo, es decir, se penaliza al precio de referencia multiplicando al factor de proporcionalidad un porcentaje que considera el contaminante CO₂.

Por ejemplo, el yacimiento JSO del campo Ek con un poder calorífico de 1,365 BTU y un 1.61% de CO₂ tiene un factor de proporcionalidad de 1.365. Por tanto, el precio del Ek-JSO 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), $f = 1.365$, y $\%CO_2 = 1.61/100$.

$$P = 3.31 * 1.365 * (1 - 0.161) = 4.45$$

Para el yacimiento JSO del campo Balam con un poder calorífico de 1,323 BTU y un 0.38% de CO₂ tiene un factor de proporcionalidad de 1.323. Por tanto, el precio del Balam-JSO 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), $f = 1.323$, y $\%CO_2 = 0.38/100$.

$$P = 3.31 * 1.323 * (1 - 0.161) = 4.37$$

La Fig. 18 muestra los comportamientos esperados de los crudos marcadores con respecto a los pronósticos de precios.

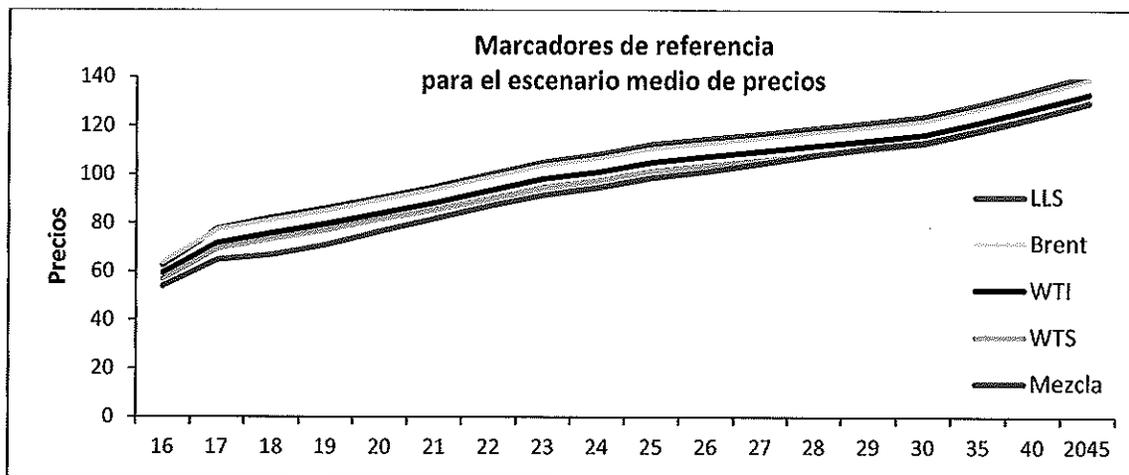


Fig. 18. Marcadores de referencia, USD/barril (Fuente: PEP).

En las Fig. 19 a 22 se muestran los escenarios de precios que PEP consideró para cada campo, yacimiento y tipo de hidrocarburo.

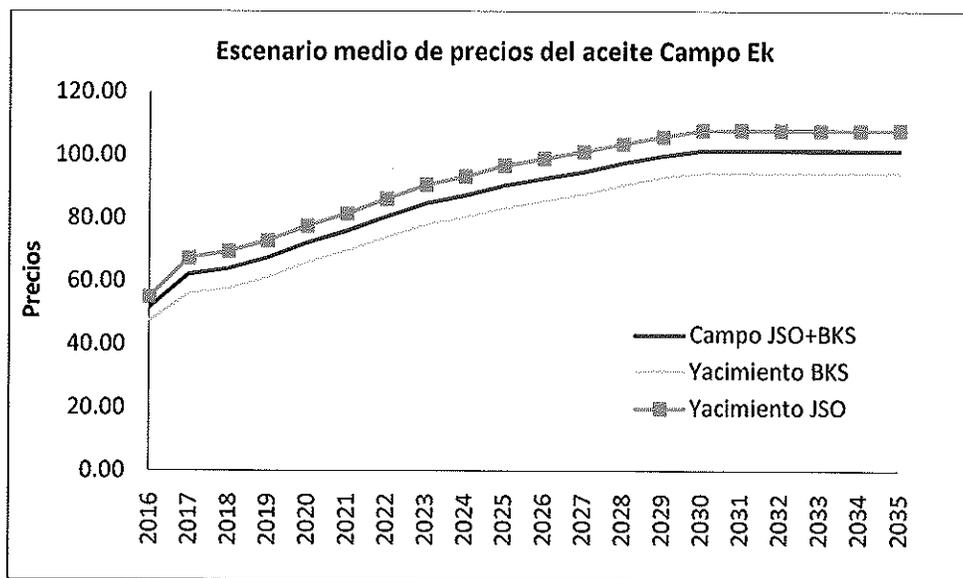


Fig. 19. Precios del aceite para el campo Ek, USD/barril (Fuente: PEP).

ARR

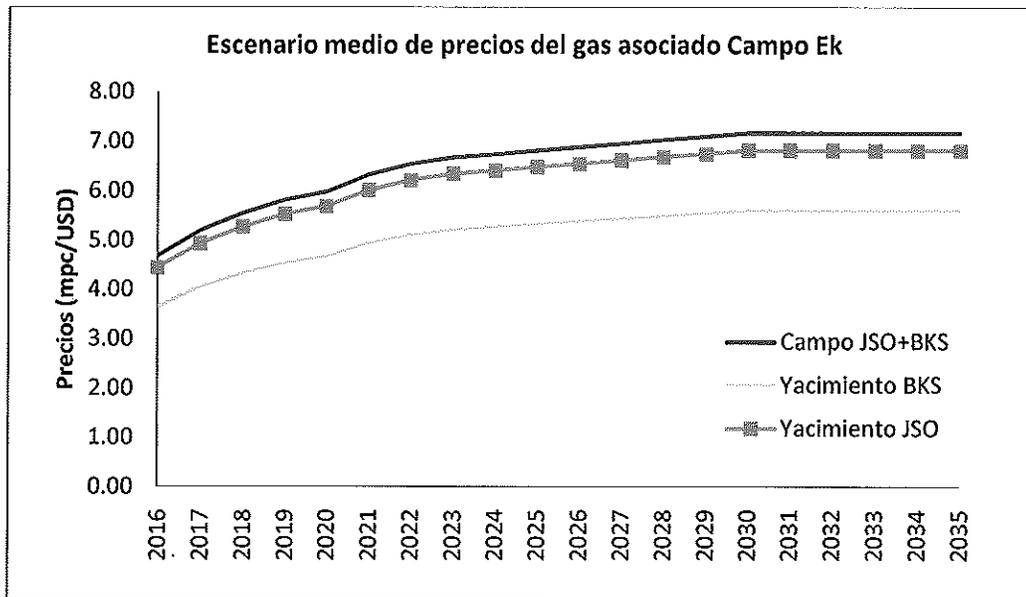


Fig. 20. Precios del gas asociado para el campo Ek, USD/Mpc (Fuente: PEP).

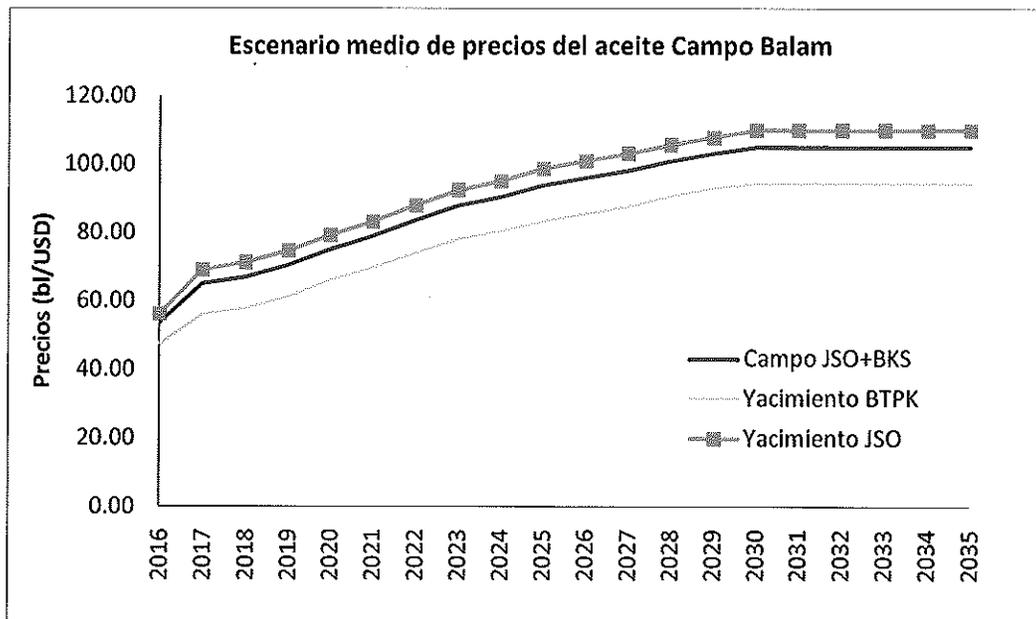


Fig. 21. Precios del aceite para el campo Balam, USD/barril (Fuente: PEP).

Handwritten signature or initials.

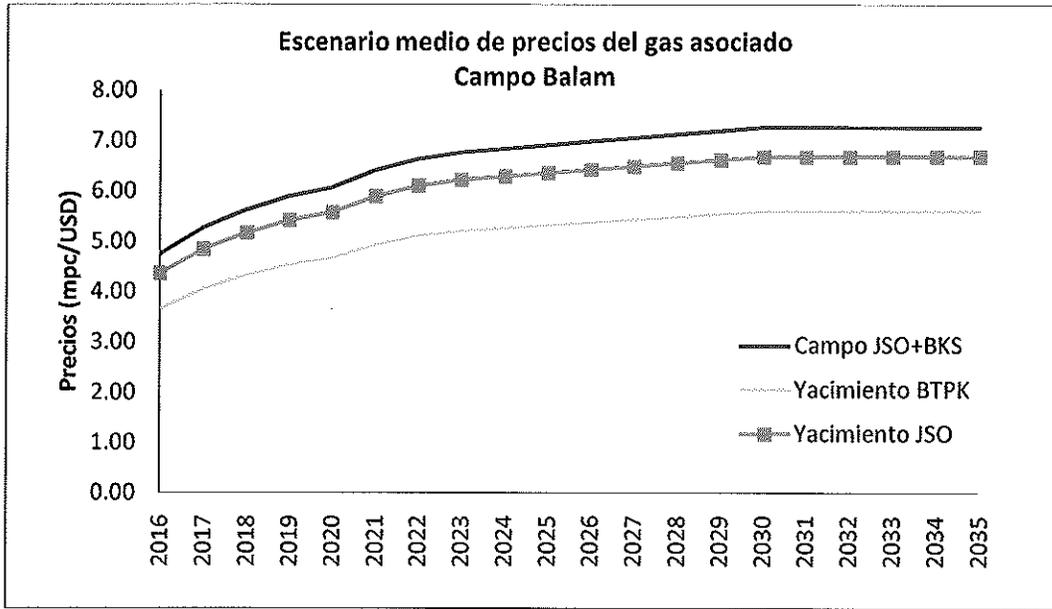


Fig. 22. Precios del gas asociado para el campo Balam, USD/Mpc (Fuente: PEP).

Handwritten mark

ARR

V. Características geológicas del área

La estructura de los yacimientos considerados en las asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam, corresponde con un anticlinal en dirección NW-SE, el cual fue intrusionado por un cuerpo de sal a nivel del JSO como se puede observar en la Fig. 23. Al este de la sal se definió el campo Balam, y al oeste el campo Ek. Las fallas de colapso asociadas al movimiento y emplazamiento de la sal afectan al yacimiento BKS dando lugar a los diferentes bloques presentes en estas asignaciones.

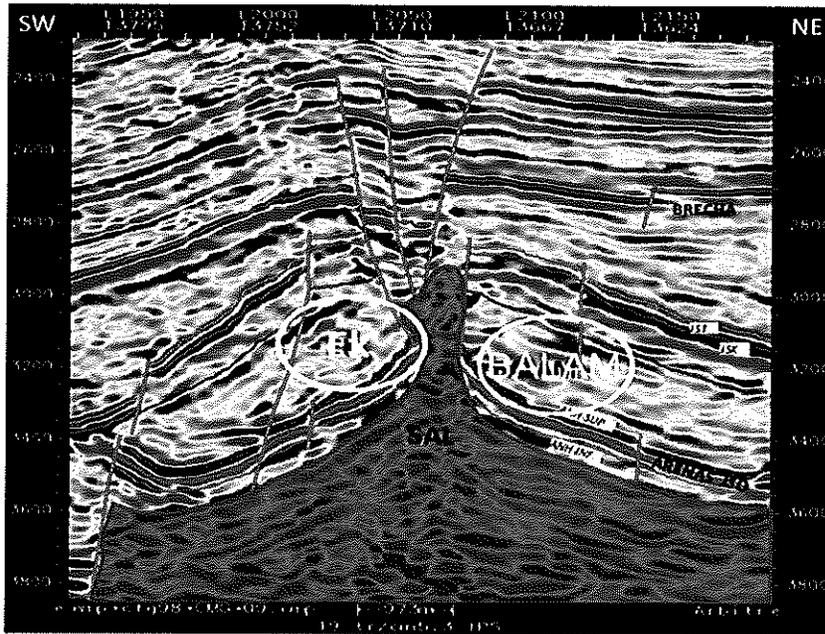


Fig. 23. Línea sísmica estructural SW-NE en tiempo en donde se observan los bloques de los campos Ek y Balam (Fuente: PEP).

Con la interpretación de horizontes sísmicos y su correspondiente conversión a profundidad, se construyeron los mapas de configuraciones estructurales de las cimas de las formaciones. En la Fig. 24, se muestran los mapas correspondientes a las formaciones JSO y BKS.

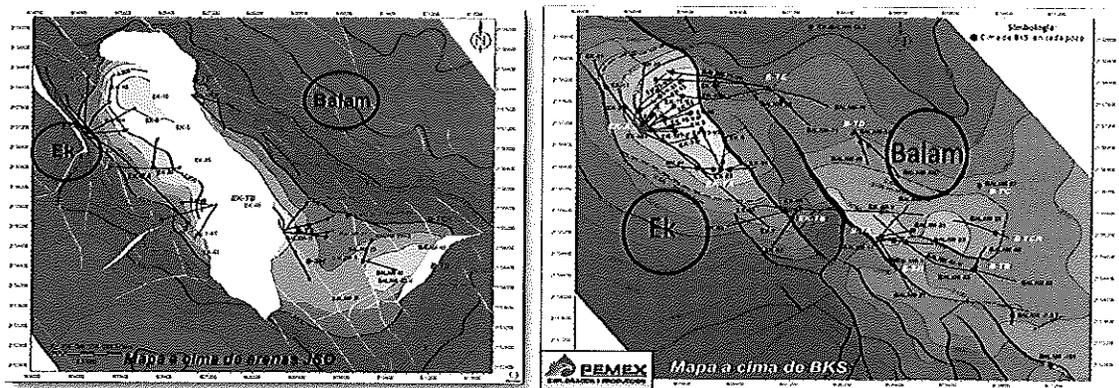


Fig. 24. Configuración estructural de la cima de las formaciones JSO y BKS de los campos Ek y Balam (Fuente: PEP).

KARP

La columna estratigráfica atravesada por los pozos perforados en los campos Ek y Balam incluye formaciones del Jurásico Medio, Cretácico y Terciario, como se muestra en la Fig. 25. Las formaciones del Jurásico incluyen sal, anhidrita, arenas, rocas terrígenas y carbonatadas intercaladas con mudstone arcilloso y lutitas calcáreas. En el Cretácico se presentan rocas calcáreas dolomitizadas y fracturadas, hacia el Cretácico Superior se tienen brechas calcáreas que transgreden hasta el Terciario-Paleoceno. Los depósitos del Terciario son predominantemente terrígenos.

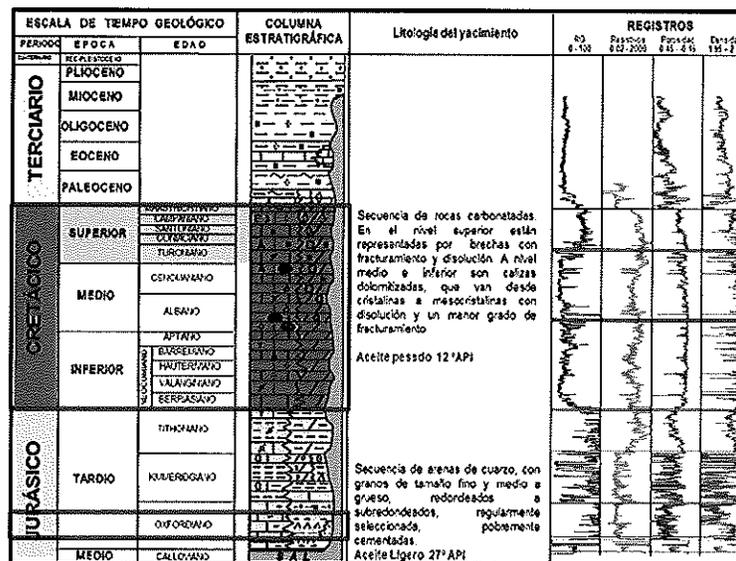


Fig. 25. Columna estratigráfica de los campos Ek y Balam (Fuente: PEP).

Los espesores del yacimiento JSO varían de 50 a 150 m, los mayores espesores se presentan en el campo Balam, como puede observarse en el mapa de isopacas presentado en la Fig. 26.

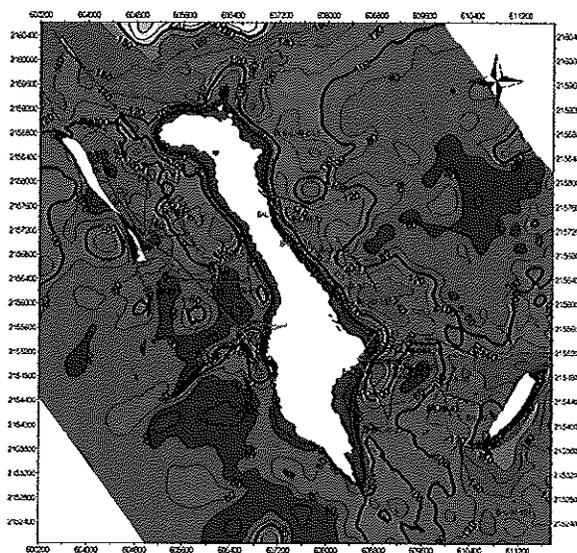


Fig. 26. Mapa de isopacas del JSO para los campos Ek y Balam (Fuente: PEP).

ARP

La formación BKS tiene espesor promedio de 250 m en los campos Ek y Balam, y está separada por bloques definidos por las fallas de colapso asociadas a la tectónica salina. En la Fig. 27 se presenta una sección representativa en donde se observan las características estructurales de las formaciones BKS y JSO.

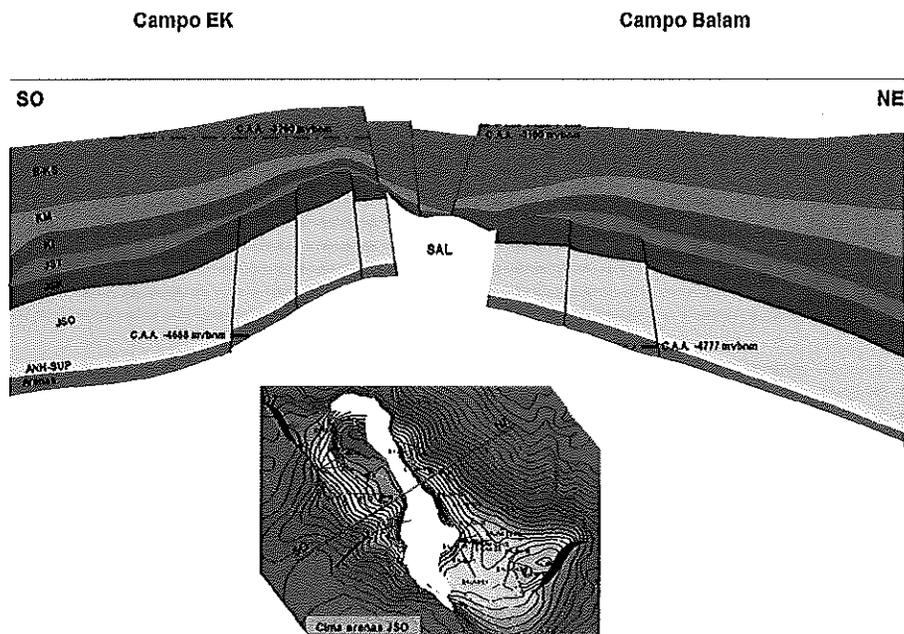


Fig. 27. Sección representativa de los campos Ek y Balam (Fuente: PEP).

dx

KRP.

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

El aceite producido en el yacimiento JSO del campo Ek corresponde a aceite intermedio, con una densidad de 26.23 °API, el gas natural asociado producido tiene un poder calorífico de 1,365 BTU/pc mientras que las impurezas contenidas en el gas producido son de 1.61 % mol de CO₂. Para el caso del yacimiento BKS, el aceite producido es aceite pesado cuya densidad es de 12.1 °API. El gas natural asociado tiene un poder calorífico de 1,139 BTU/pc con un contenido de 0.24 % H₂S y 3.24 % de CO₂.

El aceite producido en la formación JSO del campo Balam es intermedio con una densidad de 28.21 °API, el gas natural asociado tiene un poder calorífico de 1,323 BTU/pc con 0.38% mol de CO₂. En el yacimiento BKS se produce aceite pesado con una densidad de 12.1 °API, el gas natural asociado tiene un poder calorífico de 1,139 BTU/pc con un contenido de 0.4% de H₂S y 3.24% de CO₂.

En los yacimientos JSO y BKS de los campos Ek y Balam no se cuenta con la presencia de gas natural no asociado y condensado.



VII. Descripción de la infraestructura existente dentro y alrededor del área de las Asignaciones

a) Infraestructura dentro de las Asignaciones

La infraestructura de producción instalada en las Asignaciones A-0120-M - Campo Ek y A-0039-M - Campo Balam consta de 11 plataformas de perforación (Ek-A/Perf, Ek-A/Perf2, Ek-TA, Ek-TB, Balam-TE, Balam-TD, Balam-TA, Balam-1, Balam-TB, Balam-A y Balam-TC). Estas plataformas de perforación manejan producción compartida de diferentes formaciones y Asignaciones. La plataforma habitacional HA-EK-1 proporciona alojamiento al personal que labora en ambas asignaciones. En la tabla 16 se resumen las características de las plataformas instaladas dentro de las asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam. En la tabla 14 se presentan las características de los ductos instalados dentro de las mismas asignaciones.

Infraestructura	Nombre	Características	Capacidad Instalada	Fecha de Instalación
Plataformas	Ek-A	Octápodo	12 conductores	jun-88
	Ek-A/Perf2	Octápodo	12 conductores	jul-14
	Ek-TA	Trípode Adosado	7 conductores	ago-93
	Ek-TB	Trípode Adosado	7 conductores	oct-93
	Balam-TE	Tetrápodo	6 conductores	sep-93
	Balam-TD	Tetrápodo	6 conductores	sep-93
	Balam-TA	Trípode	9 conductores	oct-93
	Balam-TB	Tetrápodo	9 conductores	ago-93
	Balam-A	Octápodo	12 conductores	ago-14
	Balam-1	Sea Horse	1 conductor	Ago-93
	Balam-TC	Sea Pony F/O	1 conductor	No Disp.
	Ek-A/Habitacional	Tetrápodo	51 personas	jul-09

Tabla 13. Plataformas instaladas en los campos Ek y Balam (Fuente: PEP).

Infraestructura	Nombre	Capacidad Instalada	Fecha de Instalación
Plataformas	Oleogasoducto L-140 24" x 12.73 km de B-1 a Ak-C/Prod 1		10/12/1992
	Oleogasoducto L-141 24" x 4.7 km de EK-A a Int L-140		11/12/1992
	Oleogasoducto L-144 14" x 1.62 km de B-TD a Int L-141		30/05/1993
	Oleogasoducto L-144A 14" x 0.26 km de EK-TB a Int L-141	La capacidad de transporte de los ductos de las Asignaciones Ek y Balam	14/06/1993
	Oleogasoducto L-145 14" x 0.35 km de Ek-TA a Int L-141	varía desde 2 hasta 105 mbd con RGL de hasta 54 m3/m3, a condiciones operativas de presión y temperatura.	14/06/1993
	Oleogasoducto L-146 14" x 2.18 km de B-TC a B-TA		14/06/1993
	Oleogasoducto L-146A 14" x 0.624 km de B-TA a Int L-141		14/06/1993
	Oleogasoducto L-147 14" x 1.2 km de B-TB a Int L-140 y B-1		14/06/1993
	Oleogasoducto L-148 20" x 2.12 km de Ek-A a B-DL3		07/03/1994
	Oleogasoducto L-148A 14" x 0.31 km de B-TE a Int L-148		24/05/1993
	Gasoducto L-121 20" x 8.18 km de Ak-B/Perf a Ek-A Suministro de gas combustible		08/10/1991

Tabla 14. Ductos instalados en los campos Ek y Balam (Fuente: PEP).

En la Fig. 28 se presenta un diagrama de la infraestructura actual de las asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam.

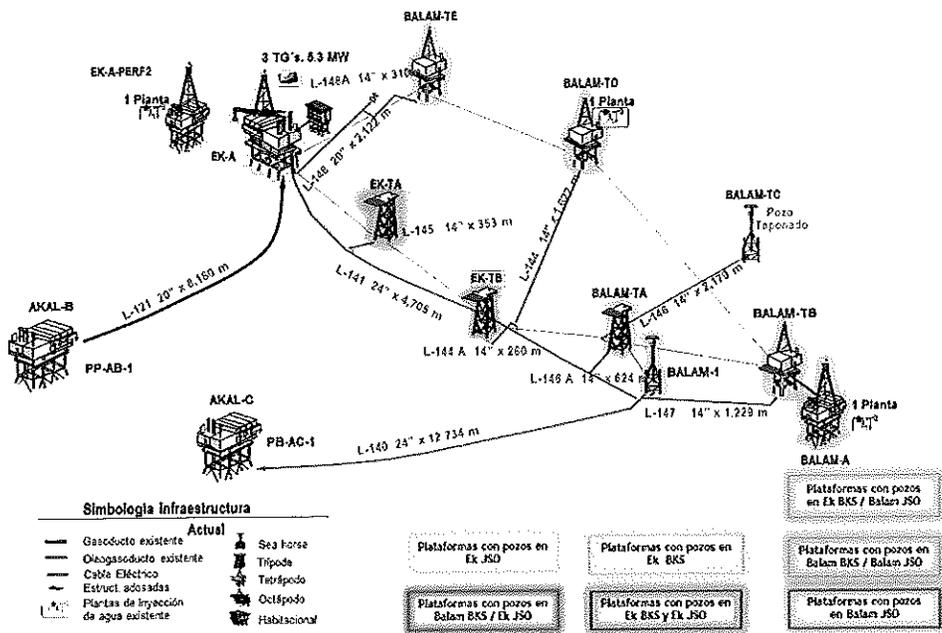


Fig. 28. Infraestructura actual en las asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam (Fuente: PEP).

La infraestructura futura comprende la sustitución total de la red de ductos, por una nueva red de oleogasdoductos (8 ductos), los cuales llevarán la producción hacia el Centro de Proceso Akal-B (infraestructura del Proyecto Cantarell), así como un gasoducto de BN, el cual suministrará de gas a la plataforma Balam-A.

Se tiene en programa también la construcción e instalación de una plataforma de generación eléctrica conectada al trípode que une a las plataformas Ek-A y Ek-A/Perf2. El cuarto turbogenerador eléctrico se instalará en Ek-A mientras que el quinto turbogenerador se instalará en la futura plataforma de generación eléctrica. En la Fig. 29 se muestra un diagrama de la infraestructura futura dentro y alrededor de las asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam.

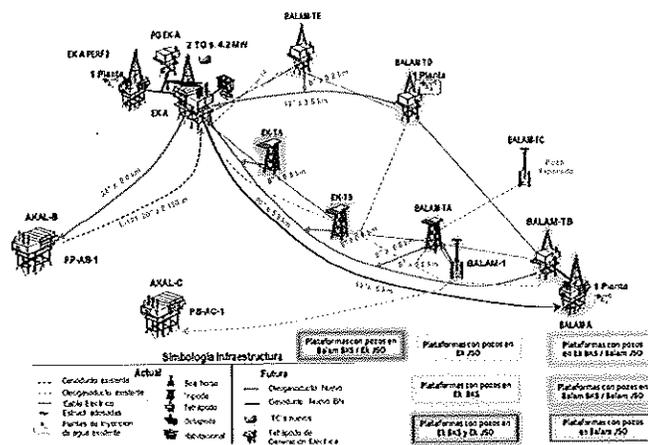


Fig. 29. Infraestructura futura dentro y alrededor de las asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam (Fuente: PEP).

ARR

b) Infraestructura alrededor de las Asignaciones

La producción de las asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam s transportada por dos oleogasoductos principales de 24" hacia el centro de proceso Akal.C, donde es mezclada y procesada con la producción de otros campos como Akal, Ixtoc y Sihil, como se observa en la Fig. 30.

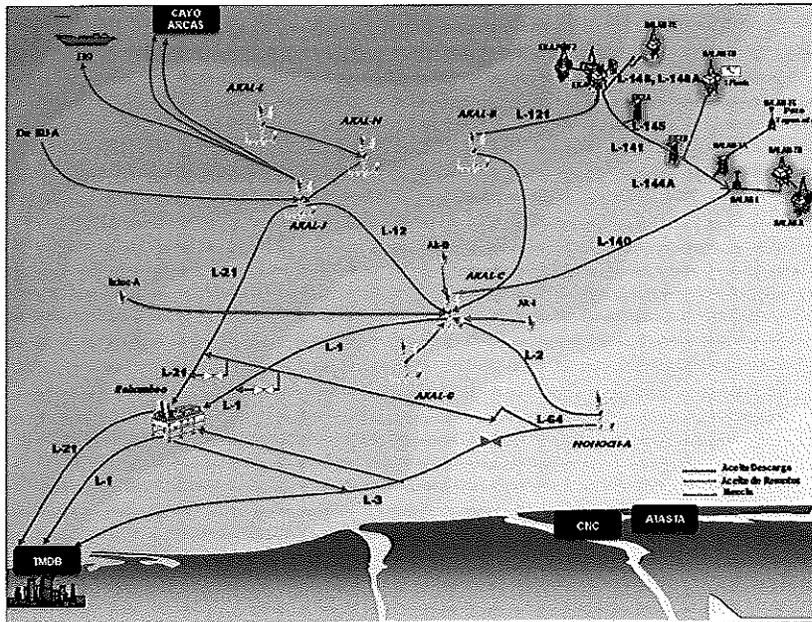


Fig. 30. Infraestructura alrededor de las asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam (Fuente: PEP).

La medición de los pozos productores de los campos Ek y Balam se realiza con medidores multifásicos y/o separadores de prueba dependiendo de la disponibilidad de los mismos. En el caso del gas, la medición se realiza por diferencial de presión (placa de orificio) utilizando estas lecturas en el algoritmo de cálculo del computador de flujo para determinar los volúmenes de gas total producido. El porcentaje de incertidumbre es de +/- 0.3 % para el aceite y +/- 0.5% para el gas en los separadores de prueba, en el caso de los medidores multifásicos el porcentaje de incertidumbre es de +/- 8 %.

La medición por pozo actual no está diseñada para transferencia de custodia. Las Asignaciones actualmente no cuentan con punto de medición dentro del área de la asignación.

[Firma]

DRP

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

El interés de PEP de extraer hidrocarburos en asociación con personas morales (socio) en la Asignación Campo Ek de sus dos yacimientos (JSO y BKS) es de carácter financiero y técnico. Los beneficios que espera PEP son los siguientes:

- Acceso inmediato a tecnologías y herramientas de nueva generación para controlar la producción de arena (gravel y frack pack), instalar desarenadores de fondo y superficie integrados en el aparejo BEC e incrementar la vida útil del sistema de bombeo electrocentrífugo (BEC).
- Identificar y adoptar mejores prácticas para reforzar e implantar con oportunidad y eficiencia el proceso de recuperación secundaria mediante el tratamiento e inyección de agua en los yacimientos JSO de ambos campos, favoreciendo el mantenimiento de presión, lo cual permitirá la ejecución de los planes de desarrollo.
- Aprovechar la experiencia del socio en la selección y aplicación de procesos de recuperación mejorada en los yacimientos, con la finalidad de incrementar la recuperación final del campo.
- Reforzar las habilidades técnicas, conocimientos para el diseño, instalación y operación del BEC y bombeo neumático (BN) para pozos.
- Compartir y aplicar mejores prácticas operativas en las instalaciones costa afuera respecto a generación eléctrica, tratamiento e inyección de agua congénita y de mar, medición de aceite y gas, etc.
- Compartir y adquirir nuevas habilidades técnicas en cuanto al diseño, perforación y terminación de pozos horizontales con controles de arenas, que permita reducir los tiempos y costos en la construcción de pozos.
- Aplicación de mejores prácticas en el análisis y tratamiento de control de agua de formación con la finalidad de tener un mayor factor de recuperación en el yacimiento BKS de campo.
- Compartir el riesgo tecnológico asociado a la explotación de los campos.
- Con la migración de las Asignaciones a un Contrato de Exploración y Extracción (CEE), se contará con el financiamiento de un socio y con esto, la Empresa Productiva del Estado Pemex Exploración y Producción EPS estaría en posibilidad de reorientar sus recursos de inversión a otras Asignaciones.
- Al disponer del financiamiento en el corto plazo a través de un socio, se podrá adelantar la ejecución de los planes de desarrollo de las Asignaciones con el beneficio correspondiente, algunos de los ejemplos a tomar son: la sustitución de la red de ductos que permitirá asegurar el transporte de los hidrocarburos y la continuidad operativa de los campos, así como también la protección al medio ambiente y el desarrollo sustentable.

Los aspectos que motivan a PEP para la integración de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam en un solo contrato son los siguientes:

- Compartir las experiencias y habilidades técnicas en cuanto al diseño, instalación y operación del BEC como sistema artificial de producción.
- Aplicar tecnologías en común para la perforación y terminación de pozos convencionales, no convencionales y aplicación de control de arenas.
- Compartir la red de ductos y manejar la mezcla de crudos pesados y ligeros de ambas formaciones; que convergen a un solo centro de proceso.
- Continuar el aprovechamiento de la energía eléctrica generada que es compartida en un solo sistema de distribución.
- Para el mantenimiento de presión de los yacimientos del JSO a través de inyección de agua de mar tratada, se utilizarán las mismas tecnologías en ambas Asignaciones; así como la filosofía de inyección de agua del acuífero de BKS a JSO en un sistema de circuito cerrado.
- Las lecciones aprendidas en el proceso de inyección al yacimiento Balam JSO se pueden capitalizar para la implementación del mismo proceso en el yacimiento Ek JSO.
- La calidad de los fluidos producidos en las formaciones BKS y JSO, son similares en ambas Asignaciones y las tecnologías de medición deben ser afines a las características del crudo producido.
- Derivado a que se tiene el mismo sistema roca-fluido y mecanismo de empuje, los procesos futuros de recuperación mejorada serían aplicables a los mismos yacimientos BKS y JSO de ambos campos, con la finalidad de incrementar la recuperación final.
- Se tiene programado utilizar el sistema artificial de producción de bombeo neumático continuo con compresor a boca de pozo como sistema de respaldo, para reducir el diferimiento de producción en los octápodos Ek-A/Perf2 y Balam-A.

[Handwritten signature]

ARP

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 su respectiva actualización mediante el oficio PEP-DDP-SAP-045-2015, dentro de la que se incluyen los escenarios de Extracción Base Ronda Cero, Escenario Base-Modificado y Escenario Incremental, esta Comisión opina que técnicamente resulta conveniente para la Nación la migración de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam 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 las Asignaciones a migrar;

La documentación presentada por PEP es consistente con las Asignaciones petroleras 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 incremento en la producción de hidrocarburos del Escenario Incremental en comparación con el Base Ronda Cero, esto es resultado de actividades adicionales de perforación, terminación y reparación de pozos. No obstante, el programa de desarrollo presentado por PEP está sujeto a optimización y deberá verse plasmado en el plan que presente de manera conjunta con su socio, posterior a la firma del contrato. En la documentación presentada por PEP sólo se analiza el caso sin riesgo. Los campos Ek y Balam no cuentan con la presencia de gas natural no asociado y condensados.

b. La incorporación de Reservas adicionales;

Considerando que las Asignaciones 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 Ek-Balam son mayores con respecto al Escenario Base Ronda Cero, pero son menores con respecto al Escenario Base Modificado, aun cuando el Escenario

ARP

Incremental incluye más actividades físicas que el Base Modificado. Esto se debe a la optimización los gastos como resultado de la alianza. Esto también se observa en los escenarios de las asignaciones separadas.

Los gastos de operación correspondientes al Escenario Incremental de la Asignación A-0120-M-Campo Ek son mayores que los del Escenario Base Ronda Cero debido al incremento en las actividades. En la Asignación A-0039-M-Campo Balam, los gastos de operación del Escenario Incremental son menores que en el Escenario Base Ronda Cero debido a la optimización de costos.

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

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 las Asignaciones.

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 Ek y Balam 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 las Asignaciones;

Los campos Ek y Balam cuentan con infraestructura propia y con infraestructura compartida entre estos para producir los hidrocarburos y para transportar la producción. En este sentido la agrupación de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam parece adecuada porque permitirá la optimización en el uso y construcción de 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 con el cual desea trabajar, esta Comisión considera que esas características son acordes con las Asignaciones en las cuales se desea trabajar.

Elaboró:



ING. ALFONSO REYES PIMENTEL

Director General Adjunto de Dictámenes de
Extracción

Revisó:



ING. ALFONSO REYES PIMENTEL

Director General Adjunto de Dictámenes de
Extracción

Autorizó:



ING. GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ

Director General de Dictámenes de Extracción