



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Opinión técnica sobre la 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
(CEE).

OK RA
NO

Julio 2016

Contenido

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN	3
II. IDENTIFICACIÓN DE LAS ASIGNACIONES A MIGRAR	5
A) DESCRIPCIÓN DE LA ASIGNACIÓN	5
B) UBICACIÓN	5
III. JUSTIFICACIÓN DE LA CONVENIENCIA DE LA MIGRACIÓN PARA LA NACIÓN	7
A) PRODUCCIÓN BASE E INCREMENTAL DE HIDROCARBUROS	7
B) INCORPORACIÓN DE RESERVAS ADICIONALES.....	15
C) ESCENARIO DE GASTOS, COSTOS E INVERSIONES NECESARIOS PARA UN DESARROLLO EFICIENTE	16
IV. ESCENARIOS DE PRECIOS UTILIZADOS	24
V. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL ÁREA	25
VI. CALIDAD, CONTENIDO DE AZUFRE Y GRADOS API DE LOS HIDROCARBUROS.....	28
VII. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE DENTRO Y ALREDEDOR DEL ÁREA DE LAS ASIGNACIONES	29
A) INFRAESTRUCTURA DENTRO DE LAS ASIGNACIONES.....	29
B) INFRAESTRUCTURA ALREDEDOR DE LAS ASIGNACIONES.....	32
IV. ANÁLISIS.....	33
JUSTIFICACIÓN DE LA CONVENIENCIA DE LA MIGRACIÓN PARA LA NACIÓN	33
a) <i>Producción base e incremental de hidrocarburos, desglosada en petróleo, gas natural asociado, gas natural no asociado y condensados.....</i>	33
b) <i>Incorporación de reservas</i>	34
c) <i>Escenario de gastos, costos e inversiones necesarios para un desarrollo eficiente, que incluya un programa adicional de trabajo respecto al original</i>	34
V. RESULTADO DE LA EVALUACIÓN.....	36

10 RH
ND

I. Introducción

El 20 de diciembre de 2013 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía (en adelante, Decreto).

El artículo 27 constitucional, párrafo séptimo, refiere que la Nación llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante el otorgamiento de asignaciones a Petróleos Mexicanos (en adelante, Pemex).

Por otra parte, 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.

El transitorio Sexto de la citada Reforma refiere que la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión), proporcionará la asistencia técnica a la Secretaría de Energía (SENER) a fin de que ésta adjudique a Pemex las asignaciones de las áreas en exploración y los campos que estén en producción, que el organismo esté en capacidad de operar.

Como parte de las nuevas atribuciones conferidas, la 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 del artículo 12 de la ley de Hidrocarburos, 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 (en adelante, CEE).

En relación a lo anterior y con fundamento en el artículo 30, fracción I del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos el cual establece que la Sener deberá remitir a la Comisión las solicitudes de migración de Asignaciones a un CEE formuladas por las empresas productivas del estado, a efecto de que la Comisión emita su opinión técnica sobre la procedencia de dichas migraciones.

En cumplimiento a las atribuciones antes mencionadas, la Comisión recibió el 23 de junio de 2016 el oficio 522.DGCP.256/16, a través del cual Sener solicitó la opinión técnica de la Comisión sobre la procedencia de la solicitud de migración de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam a un solo CEE.

Sobre el particular, se hace referencia a los siguientes antecedentes:

1. El 27 de marzo de 2015, mediante el Oficio No. PEP-100-2015, de fecha 26 del mismo mes y año, el entonces Director General de Pemex Exploración y Producción (PEP), solicitó a la Secretaría de Energía la migración de la Asignación de Extracción de Hidrocarburos A-120-Campo Ek a un CEE. En la misma solicitud, manifestó el interés de celebrar una alianza asociación con personas morales.

RA JP NO

2. El 28 de abril de 2015, la Sener solicitó opinión a la Comisión respecto de la modificación de los términos y condiciones de los títulos de asignación A-0120-Campo Ek y A-0039-Campo Balam. La Comisión emitió opinión favorable por lo que se expidieron nuevos títulos de asignación identificados como A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam.
3. 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.
4. 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. La Comisión emitió opinión favorable.
5. El 23 de septiembre de 2015, mediante el Oficio No. 500.540/15, de la misma fecha, la Subsecretaría de Hidrocarburos resolvió la procedencia de la solicitud de migración de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam a un solo CEE.
6. El 21 de junio de 2016, la Secretaría de Energía recibió el Oficio No. PEP-DG-079-2016, a través del cual el Director General de PEP, manifestó haber reconsiderado la solicitud de migración de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam a un solo CEE y solicitó que dicha migración se lleve a cabo sin que se previera la celebración de una alianza o asociación con personas morales.
7. El 23 de junio de 2016 la Secretaría solicitó la opinión técnica sobre la procedencia de la migración de las Asignaciones -0120-M-Campo-Ek y A-0039-M-Campo Balam a un CEE en los términos referidos en el numeral anterior.

Conforme a la información recibida en esta Comisión y los planes aprobados en Ronda Cero para los Campos Ek y Balam, la Dirección General de Dictámenes de Extracción realizó el análisis correspondiente para emitir una opinión técnica sobre la procedencia de la migración de las Asignaciones -0120-M-Campo-Ek y A-0039-M-Campo Balam a un CEE.

REH 10 NO

II. Identificación de las Asignaciones a migrar

a) Descripción de la asignación

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 dichas asignaciones para quedar como A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam, la modificación fue debido a un ajuste en el área y la actividad física prevista en dichos títulos. 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, la cual podrá prorrogarse hasta en dos ocasiones por un periodo adicional de hasta 5 años, previa aprobación de la Sener.

El título de Asignación A-0120-M Campo Ek, otorga a Petróleos Mexicanos el derecho para realizar actividades de extracción las brechas del Cretácico Superior (BKS) y en las arenas del Jurásico Superior Oxfordiano (JSO). De manera similar, la Asignación A-0039-M Campo Balam, le otorga derechos para realizar actividades de extracción en las mismas formaciones, además de las calcarenitas del Paleoceno Superior.

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 Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche. El área de la asignación del campo Balam es de 39 km² y de la Asignación del campo Ek es de 24 km², que en su conjunto tienen un área total de 63 km² y tirantes de agua entre 50 y 55 m. La Fig. 1 muestra la ubicación en la que se encuentran las Asignaciones Ek y Balam.

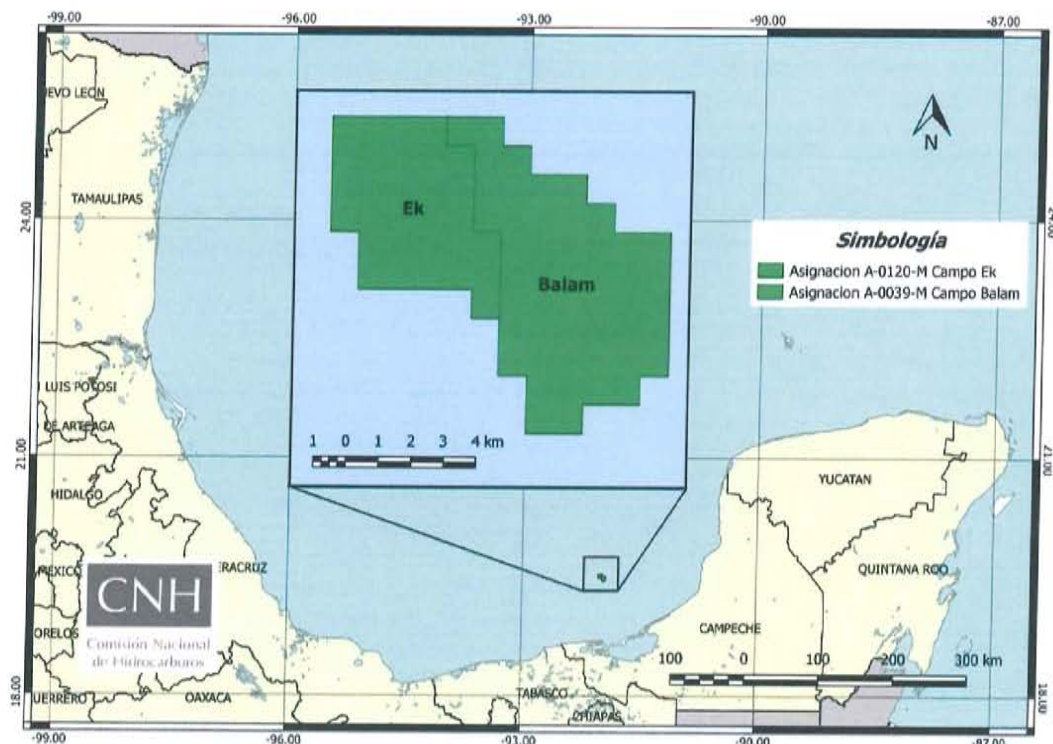


Fig 1. Ubicación geográfica de las Asignaciones A-0120-M Campo Ek y A-0039-M Campo Balam.

(Fuente: CNH con datos de PEP)

Las Asignaciones A-0120-M Campo Ek y A-0039-M Campo Balam, están conformadas en su conjunto por 79 bloques y 34 vértices. Específicamente, el polígono de la Asignación del campo Ek se conforma por 30 bloques y 12 vértices presentados en la Tabla 1, así como la Asignación del campo Balam se conforma por 49 bloques y 22 vértices, los cuales se pueden observar en la Tabla 2.

Vértice	Longitud oeste	Longitud norte
1	91°59'30"	19°32'00"
2	91°59'30"	19°31'30"
3	91°59'00"	19°31'30"
4	91°59'00"	19°30'00"
5	91°58'30"	19°30'00"
6	91°58'30"	19°28'30"
7	91°59'00"	19°28'30"
8	91°59'00"	19°29'00"
9	92°01'00"	19°29'00"
10	92°01'00"	19°30'00"
11	92°01'30"	19°30'00"
12	92°01'30"	19°32'00"

Tabla 1. Coordenadas y vértices de la Asignación A-0120-M Campo Ek (Fuente PEP)

Vértice	Longitud oeste	Longitud norte	Vértice	Longitud oeste	Longitud norte
1	91° 58' 30"	19° 32' 00"	12	91° 56' 00"	19° 27' 00"
2	91° 58' 30"	19° 31' 30"	13	91° 57' 00"	19° 27' 00"
3	91° 58' 00"	19° 31' 30"	14	91° 57' 00"	19° 26' 30"
4	91° 58' 00"	19° 31' 00"	15	91° 58' 00"	19° 26' 30"
5	91° 57' 00"	19° 31' 00"	16	91° 58' 00"	19° 27' 30"
6	91° 57' 00"	19° 30' 30"	17	91° 58' 30"	19° 27' 30"
7	91° 56' 30"	19° 30' 30"	18	91° 58' 30"	19° 30' 00"
8	91° 56' 30"	19° 30' 00"	19	91° 59' 00"	19° 30' 00"
9	91° 55' 30"	19° 30' 00"	20	91° 59' 00"	19° 31' 30"
10	91° 55' 30"	19° 27' 30"	21	91° 59' 30"	19° 31' 30"
11	91° 56' 00"	19° 27' 30"	22	91° 59' 30"	19° 32' 00"

Tabla 2. Coordenadas y vértices de la Asignación A-0039-M Campo Balam (Fuente PEP)

RH P NO

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

PEP manifiesta interés para realizar actividades de extracción en las Asignaciones A-0120-M Campo Ek y A-0039-M Campo Balam, bajo un esquema de Contrato para la Exploración y la Extracción ambas agrupadas en un solo CEE y sin la celebración de una alianza o asociación con alguna persona moral. Se menciona la necesidad de que la Empresa Productiva del Estado (EPE) PEP migre a un nuevo Régimen Fiscal bajo el cual pueda disponer de recursos financieros para:

- Incrementar la producción de hidrocarburos,
- Reclasificar reservas y
- Optimizar gastos, costos e inversiones.

Esto, con la finalidad de garantizar el desarrollo eficiente del futuro Plan de Desarrollo y al mismo tiempo aprovechando el nuevo esquema fiscal que brinda la reforma energética.

Respecto a la solicitud de agrupar las Asignaciones en un solo CEE, PEP declara que las Asignaciones ya mencionadas se encuentran en la misma área geográfica y comparten infraestructura existente por lo que se manifiesta un mayor beneficio en comparación a un desarrollo independiente.

Se presentan los escenarios de producción Ronda Cero (Base) e Incremental para el desarrollo de los Campos en agrupación, PEP declara que, bajo el Esquema Incremental solicitado, será posible optimizar los procesos y procedimientos de adquisición de nuevas tecnologías, así como adelantar actividades en los pozos e infraestructuras, lo cual representará un beneficio en el incremento de producción y recuperación de las reservas de aceite y gas a mediano plazo. El escenario de producción considera la integración de las asignaciones Ek y Balam en agrupación.

a) Producción base e incremental de hidrocarburos

Para el análisis de los escenarios de producción se consideran las siguientes premisas:

- **Escenario Ronda Cero (Base):** Este escenario incluye la actividad, inversión y gastos de operación aprobados para el otorgamiento de las Asignaciones en el proceso denominado Ronda Cero.
- **Escenario Incremental:** Se integran las asignaciones Ek y Balam como agrupación. Es el caso de negocio que considera incrementos y adelanto de actividad en los programas operativos, principalmente de extracción, es planteado partiendo de una mejora a las condiciones actuales de inversión de PEP.

Conforme al planteamiento y ejecución del Escenario Incremental descrito por PEP se llevará a cabo las actividades de extracción de las Asignaciones hasta agotar la reserva certificada 2P que es igual a la reserva certificada 3P.

R4 P ND

Escenario Ronda Cero (Base)

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 17 pozos de desarrollo en JSO.
- Reparación mayor (RMA) de 2 pozos productores.
- 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 alternativo 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 3 presenta los pronósticos de producción de aceite y gas del Escenario Ronda Cero (Base) de la Asignación del Campo Ek.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Aceite (mbd)	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
Gas (mmpcd)	7	7.9	7.5	6.4	6.1	5.8	5.4	5	4.6	4	3.6	3.3	3	2.8	2.5

2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
9.2	8.4	7.9	7.4	7	6.7	5.8	5	4.7	4.5	4.4	4.3	3.6	3.1	3.1
2.2	2.1	1.9	1.8	1.7	1.6	1.4	1.2	1.1	1.1	1.1	1	0.9	0.8	0.7

Tabla 3. Pronóstico de producción Ronda Cero de aceite y gas de la Asignación Ek (Fuente: CNH con datos de PEP).

La Tabla 4 presenta los pronósticos de producción de aceite y gas del escenario Base de la Asignación del Campo Balam.

RMA PP NO

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Aceite (mbd)	46.8	55.8	61.5	61	54.9	51	48.8	46.3	43.5	40.7	37.6	34.4	31.3	28.1	25.3
Gas (mmpcd)	12.8	15.7	17.5	17.4	15.7	14.6	14.1	13.3	12.6	11.9	11	10	9.2	8.2	7.4

2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
22.1	19.6	17.2	14.8	12.5	11.1	10.3	9.6	8.6	7.4	6.9	6.6	6.2	5.8	2.9
6.6	5.8	5.1	4.4	3.7	3.3	3.1	2.8	2.6	2.2	2	1.9	1.8	1.7	0.8

Tabla 4. Pronóstico de producción Ronda Cero de aceite y gas de la Asignación del Campo Balam (Fuente: CNH con datos de PEP).

Escenario Incremental

En el planteamiento de este escenario PEP considera:

- La documentación de las categorías de reservas 1P y 2P=3P.
- Operación y mantenimiento de la producción base y el incremento de ésta con la perforación de los pozos nuevos y reparaciones mayores.
- Perforación y terminación de 34 pozos en los yacimientos de la formación JSO, de los cuales 16 son pozos productores horizontales (9 en Balam y 7 en Ek), 14 pozos productores de tipo convencional desviados tipo "J" (8 en Balam y 6 en Ek) y 4 inyectores (3 en Balam y 1 en Ek).
- Reparaciones Mayores de 8 pozos, donde 3 pozos son productores en la formación JSO (2 en Balam y 1 en Ek), 3 conversiones a pozos extractores de agua (1 en Balam y 2 en Ek) y 2 conversiones a inyectores de agua en Ek-JSO.
- Una estrategia de mantenimiento de presión en los yacimientos JSO a través de inyección de agua de mar tratada y agua del acuífero de los yacimientos BKS.
- Continuar con el sistema artificial de explotación BEC, consideran el sistema de producción alternativo de BN en los octápodos Ek-A/Perf2 y Balam-A.
- Construir 8 Oleogasoductos (3 compartidos entre Ek y Balam, 4 de Balam y 1 de Ek) y 1 gasoducto para suministro de gas de BN (Balam). Estos ductos sustituirán la red actual.
- Dar servicio de compresión a boca de pozo y obra complementaria para poner en operación los octápodos Ek-A/Perf2 y Balam A.
- Abandono de 71 pozos, 12 plataformas y sus ductos asociados.

La Tabla 5 muestra los pronósticos de producción de aceite y gas del escenario Incremental de la Asignación del Campo Ek.

PH JP NO

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Aceite (mbd)	26.39	20.7	15.92	21.47	31.65	39.04	42.11	40.74	32.91	29.76	26.12	22.91
Gas (mmpcd)	1.66	1.3	1.19	3.21	5.98	7.96	8.84	9.04	8.01	7.26	6.39	5.59

2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
20.04	18.29	16.92	15.41	13.6	12.13	11.54	10.62	9.69	8.64	7.54	6.97	6.02
4.88	4.46	4.14	3.75	3.3	2.96	2.83	2.58	2.35	2.11	1.84	1.7	1.47

Tabla 5. Pronóstico de producción incremental de aceite y gas de la Asignación del Campo Ek (Fuente: CNH con datos de PEP).

La Tabla 6 muestra los pronósticos de producción de aceite y gas del escenario Incremental de la Asignación del Campo Balam.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Aceite (mbd)	18.97	19.4	20.42	32.07	55.01	71.53	70.33	66.3	62.18	58.4	55.53
Gas (mmpcd)	5.26	5.44	5.77	9.28	16.17	21.06	20.73	19.54	18.34	17.22	16.38

2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
51.38	46.14	40.27	35.14	30.45	25.93	21.47	18.68	16.62	14.58	13.13	12.08	2.83
15.22	13.69	11.93	10.41	9.01	7.71	6.36	5.56	4.92	4.31	3.91	3.56	0.84

Tabla 6. Pronóstico de producción incremental de aceite y gas de la Asignación del Campo Balam (Fuente: CNH con datos de PEP).

BH 11 20

Comparativo de los escenarios de producción

A continuación, se presenta la Tabla 7 en la que se puede observar la principales actividades de los escenarios Ronda Cero e Incremental.

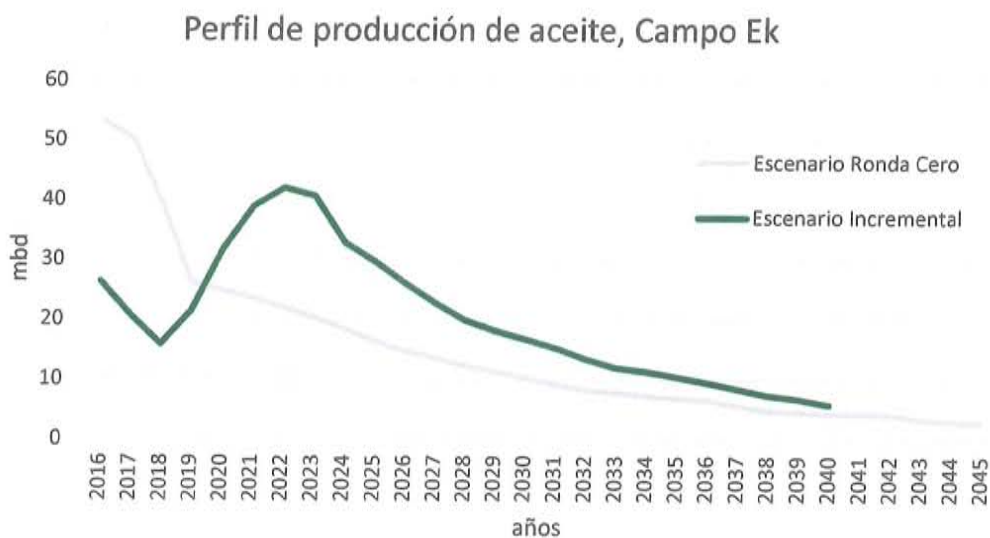
Escenario Ronda Cero	Escenario Incremental
17 pozos de desarrollo en JSO.	30 pozos de desarrollo en JSO. 14 tipo J y 16 horizontales
2 Inyectores en JSO	4 Inyectores
2 RMA	8 RMA
Plataforma de generación eléctrica	No Considerada
Turbogenerador para generación eléctrica	No Considerada
8 Oleogasoductos	8 Oleogasoductos
1 gasoducto de BN	1 gasoducto de BN
Sistema de producción alternativo de BN	Implementación de BEC, y sistema de producción alternativo de BN
Inyección de agua de mar tratada y de agua congénita del BKS en el JSO	Inyección de agua de mar tratada y de agua congénita del BKS en el JSO

Tabla 7. Comparativo de actividades y estrategia por escenario. (Fuente: CNH con datos de PEP).

Con base en las actividades planteadas en los escenarios Ronda Cero e Incremental, se observan las siguientes diferencias:

- Perforación de 13 pozos de desarrollo adicionales y 2 pozos inyectores adicionales en el JSO.
- 6 Reparaciones Mayores adicionales a las presentadas en el Escenario Ronda Cero. De las cuales, se realizarán 1 en pozo productor en la formación JSO, 3 conversiones a pozos extractores de agua (1 en Balam y 2 en Ek) y 2 conversiones a inyectores de agua en Ek-JSO.

Las Fig. 2 a 7 muestran los perfiles de producción de aceite y gas, respectivamente, para los Escenarios Ronda Cero (Base) e Incremental por campo y como agrupación.



ret p no

Fig. 2. Perfil de producción de aceite del Campo Ek para los escenarios Ronda Cero e Incremental (Fuente: CNH con datos de PEP).

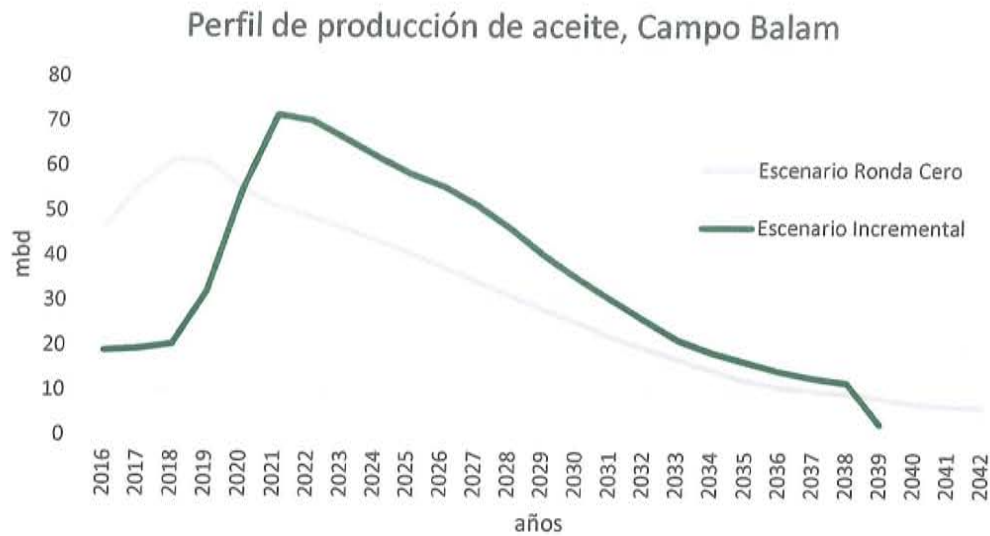


Fig. 3. Perfil de producción de aceite del Campo Balam para los escenarios Ronda Cero e Incremental (Fuente: CNH con datos de PEP).

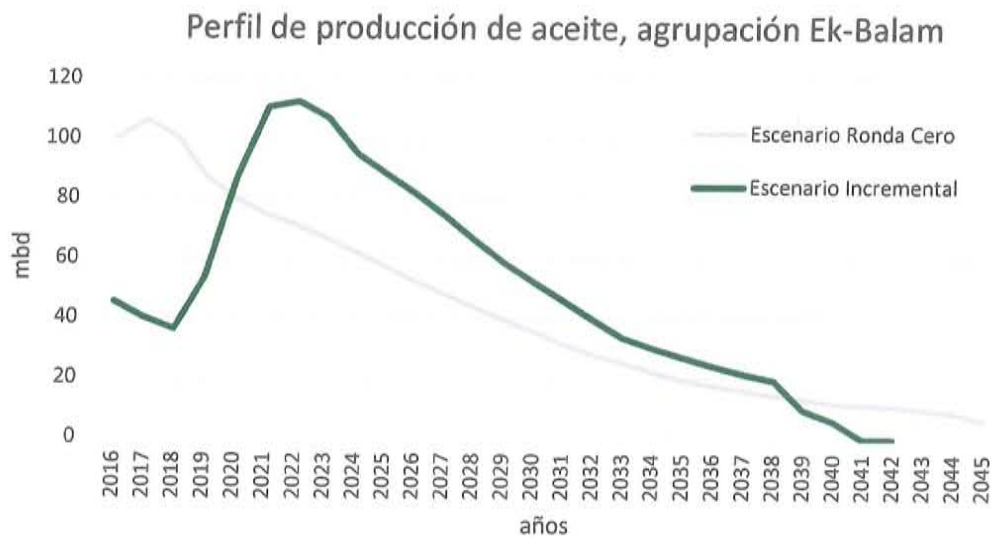


Fig. 4. Perfil de producción de aceite agrupación Ek-Balam para los escenarios Ronda Cero e Incremental (Fuente: CNH con datos de PEP).

RT 10 20

Perfil de producción de gas, Campo Ek

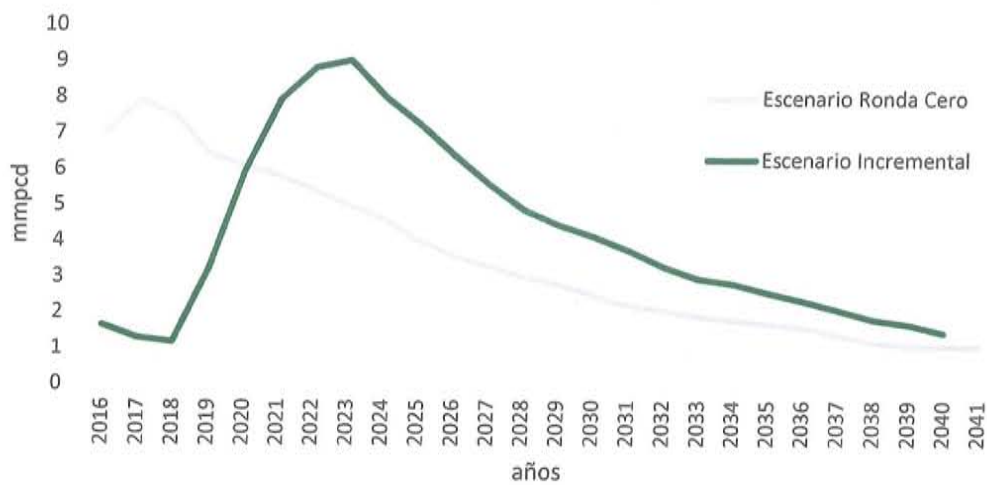


Fig. 5. Perfil de producción de gas del Campo Ek para los escenarios Ronda Cero e Incremental (Fuente: CNH con datos de PEP).

Perfil de producción de gas, Campo Balam

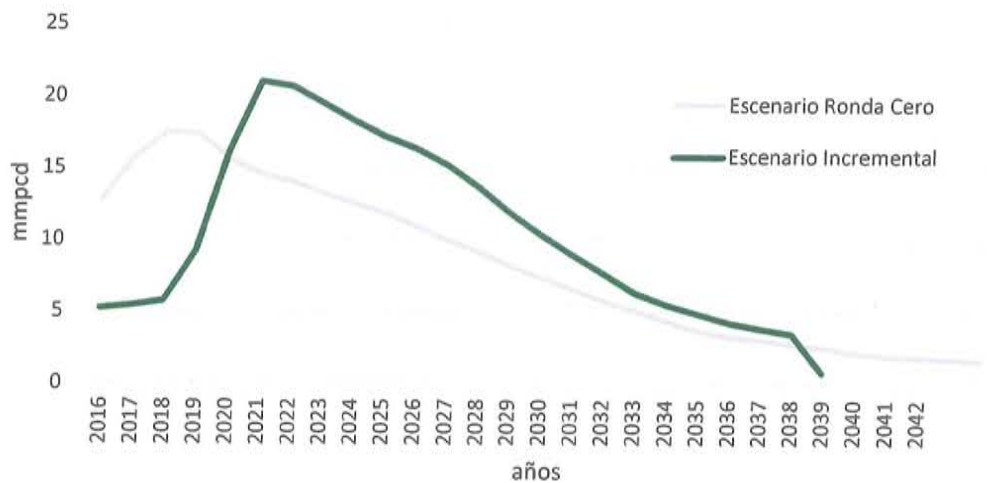


Fig. 6. Perfil de producción de gas del Campo Balam para los escenarios Ronda Cero e Incremental (Fuente: CNH con datos de PEP).

RK 1P 7D

Perfil de producción de gas, clúster Ek-Balam

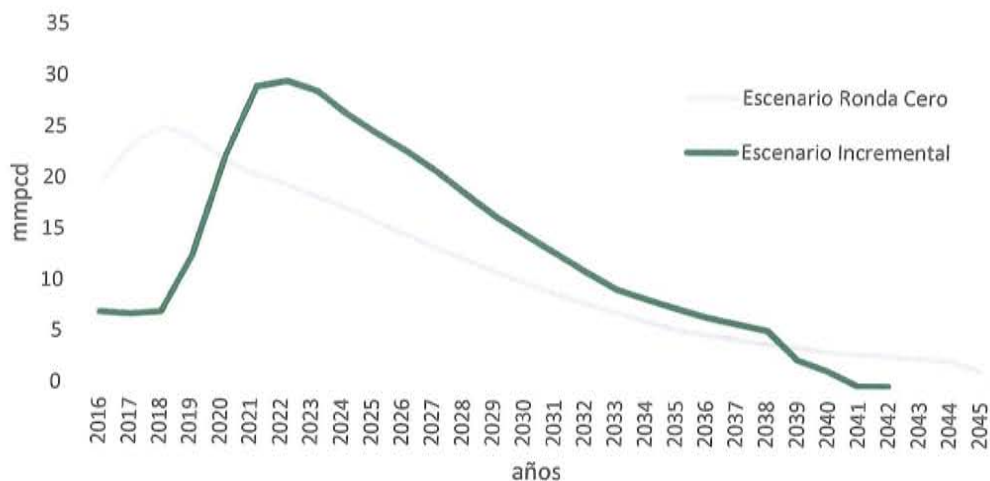


Fig. 7. Perfil de producción de gas agrupación Ek-Balam para los escenarios Ronda Cero e Incremental (Fuente: CNH con datos de PEP).

En el escenario Incremental, PEP plantea que la producción diaria en 2016 será menor que la producción del Escenario Ronda Cero. A partir del año 2020 se observa que la producción del Escenario Incremental rebasa la curva del Escenario Ronda Cero, manteniéndose así hasta el año 2038. Lo anterior, es un reflejo del incremento en la actividad de perforación de pozos de desarrollo permitiendo que en el año 2022 se alcance el pico de producción de aceite en el Escenario Incremental, correspondiente a 112.4 mbd y 29.6 mmpcd, mientras que el Escenario Ronda Cero alcanza el pico de producción de aceite en el año 2017 con 106.1 mbd y 23.6 mmpcd.

En la Fig. 8. se presenta un gráfico de la producción en PCE para la agrupación Ek-Balam, se observa un incremento del Escenario Incremental en comparación con el Escenario Ronda Cero, siendo de 57.1 mmpce.

Producción en PCE



Fig. 8. Producción en PCE de la agrupación Ek-Balam (Fuente: CNH con datos de PEP).

b) Incorporación de reservas adicionales

El Escenario Incremental presentado por PEP, considera la recuperación de la reserva 2P que es igual a la reserva 3P. Para el caso de los yacimientos del JSO de las asignaciones Ek y Balam, el Escenario Incremental considera las siguientes acciones: actividad física adicional, recuperación secundaria, implantación y reforzamiento del mantenimiento de presión a través de inyección de agua, continuidad operativa del sistema artificial de producción Bombeo Electrocentrífugo (BEC) y de esta manera obtener los volúmenes de producción estimados a recuperar.

Se establece que las reservas a recuperar se mantienen con las mismas cifras siendo el total de la reserva remanente de 457.7 mmb de aceite y 127.6 mmmpc de gas.

En la Fig. 9 PEP muestra un gráfico en el que se observa que los volúmenes a recuperar del JSO, a través del Escenario Incremental, están completamente ligados al proceso de Recuperación Secundaria a través de inyección de agua.

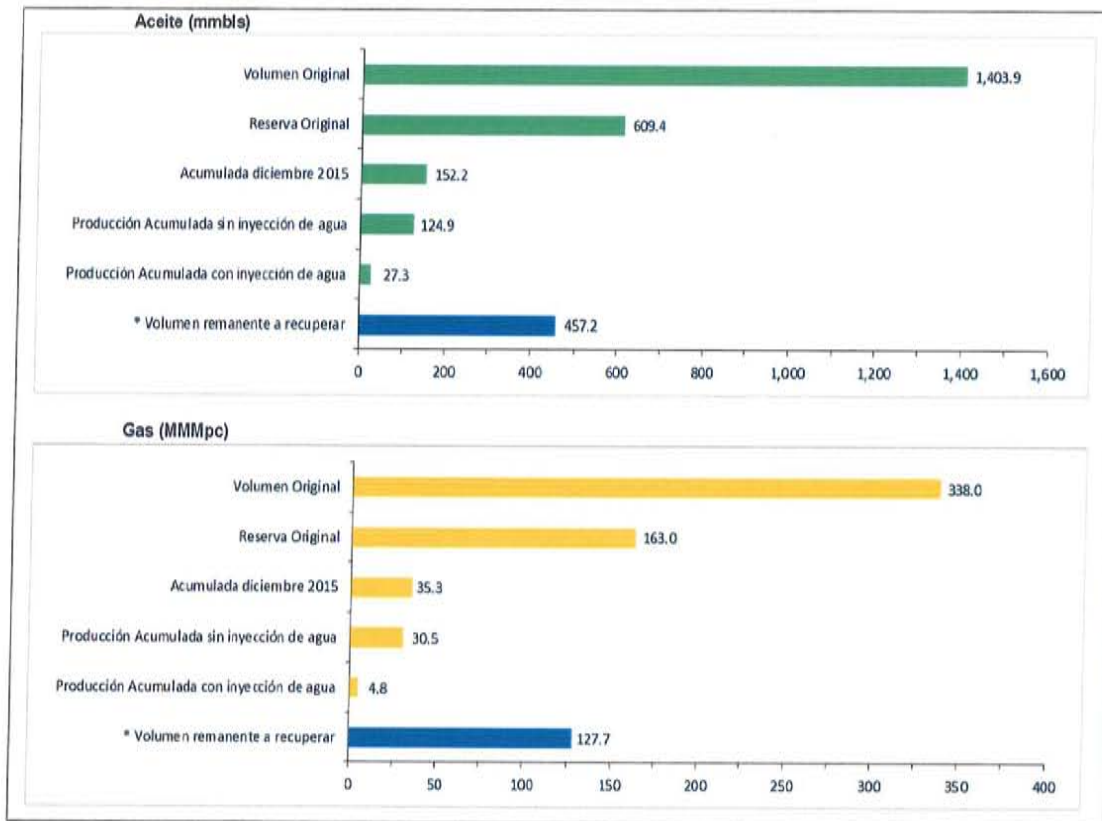


Fig. 9. Beneficio de la Recuperación Secundaria de la agrupación Ek-Balam JSO (Fuente:PEP).

Las premisas consideradas por PEP para la inyección de agua en los yacimientos JSO en el escenario incremental son:

- Inicio de la inyección en el yacimiento Ek JSO en el primer trimestre del 2018. En el yacimiento Balam JSO inició el proceso de inyección de agua desde el año 2006 y para el 2018 se pretende incrementar la capacidad de inyección a principios del 2018 de 15 a 30 mbd. Para esto, se cuenta con 3 Plantas de tratamiento de agua de mar para su inyección, instaladas en el tetrápodo Balam-TD y en los octápodos EK-A/Perf2 y en Balam-A.

- La inyección de agua será a través de 4 pozos inyectoros nuevos, 2 pozos para conversión a inyectoros y la continuidad de las actividades de 1 pozo inyector que actualmente se encuentra en operación.
- Conversión de dos pozos extractores de agua del acuífero de BKS, que será inyectada en circuito cerrado al yacimiento JSO en cada una de las asignaciones.
- El gasto promedio de inyección de agua de mar en los yacimientos JSO será de 80 mbd y un gasto promedio de agua del acuífero de los yacimientos BKS de 30 mbd.

Del mismo modo en la Fig. 10, PEP presentó en un gráfico la distribución de los volúmenes totales que se tienen en las Asignaciones Ek y Balam como agrupación, en el cual el volumen a recuperar sin inyección de agua se refiere a la reserva remanente de la formación BKS. La reserva remanente a recuperar recuperaría por efecto de la inyección de agua únicamente corresponde a la formación JSO.

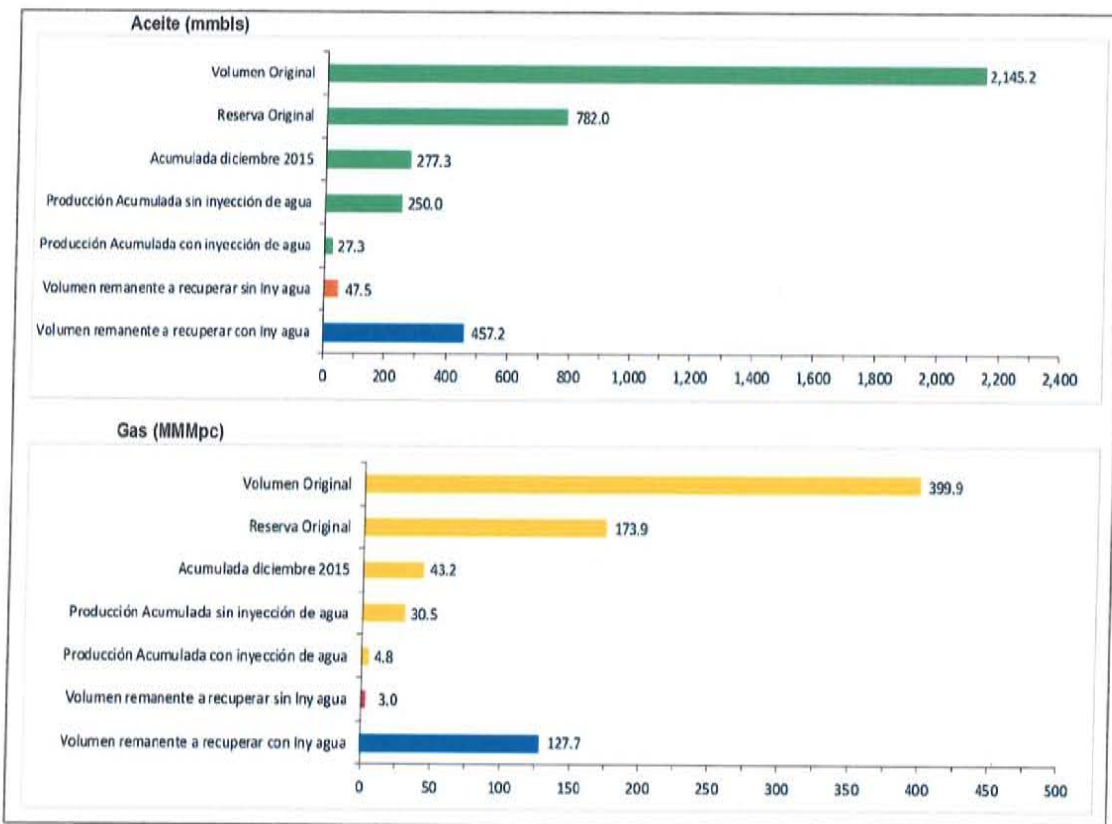


Fig. 10. Distribución de reservas totales de los yacimientos JSO y BKS Agrupación Ek-Balam. (Fuente:PEP).

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

En el escenario de gastos, costos e inversiones presentado por PEP para el Escenario Incremental, se especifica que los gastos de operación incluidos en el Escenario Incremental se dividen en programable y no programable, descritos a continuación:

RH P NA

- Programable: Mano de obra, materiales y servicios generales, jubilados entre otros
- No programable: Administración del corporativo, compras interorganismos, reserva laboral, servicios corporativos y compras de gas.

Se presenta en la Tabla 8 los datos históricos de los gastos de operación programable y no programable de los últimos tres años de las asignaciones solicitadas a migrar, los cuales pueden usarse como referencia de los gastos asociados a estos desarrollos. PEP consideró la producción en petróleo crudo equivalente para determinar un costo unitario.

Concepto	2013	2014	2015	Promedio
Gasto de operación programable (mmusd)	18	46	34	33
Gasto de operación no programable (mmusd)	125	162	142	143
Producción de aceite (mbd)	60	54	44	53
Producción de gas (mmpcd)	5	6	6	6
Producción de bpce (mbd)	61	55	47	54
Factor de gasto de operación (usd/bpce)	2.34	3.78	3.77	3.24

Tabla 8. Histórico de Gastos de Operación de la agrupación Ek-Balam. (Fuente: PEP)

Gastos de Operación

Para estimar los Gastos de Operación de la agrupación Ek- Balam, PEP consideró como base de comparación el ejercicio 2015 y de esta manera determinó el monto del año en curso, con este dato se estimó el gasto de operación correspondiente a los Campos Ek y Balam en función de la producción en petróleo crudo equivalente que estos reportan a los sistemas institucionales. A partir de los datos del año 2016, se calcularon los gastos para los años 2017 al 2019, manteniéndose los montos del gasto programable con excepción al concepto de mano de obra, la cual se incrementó en base a un estimado de incremento salarial. A partir de 2019, se reduce el gasto programable en función de la declinación de la producción de la agrupación.

Inversiones

El cálculo de las inversiones asociadas utilizado por PEP se basa en una metodología para su estimación, las premisas son las siguientes:

Los proyectos que se encuentran en una etapa temprana de planeación deben de ser evaluados y posteriormente integrar el proceso de Visualización, Conceptualización y Diseño (VCD), los costos serán calculados con un modelo de simulación denominado CIP (Costos de Infraestructura Petrolera), sistema de simulación cuya base estadística se integra por obras realizadas para la Región de interés.

OK PP NO

La finalidad descrita por PEP es que en la ausencia de una ingeniería desarrollada, se estimen costos de infraestructura a partir de 4 o 5 datos conocidos del proyecto junto con una red de elementos estructurales y equipos necesarios en plataformas de perforación y ductos marinos.

A través de este modelado, se propone un costo estimado inicial, sin embargo, no considera deficiencias de planeación, diseño, adiciones y cambios, propone un arreglo de instalación típica que presumiblemente resuelve la operación requerida.

La Fig. 11 muestra la Inversión de los Escenarios Ronda Cero e Incremental presentados por PEP.

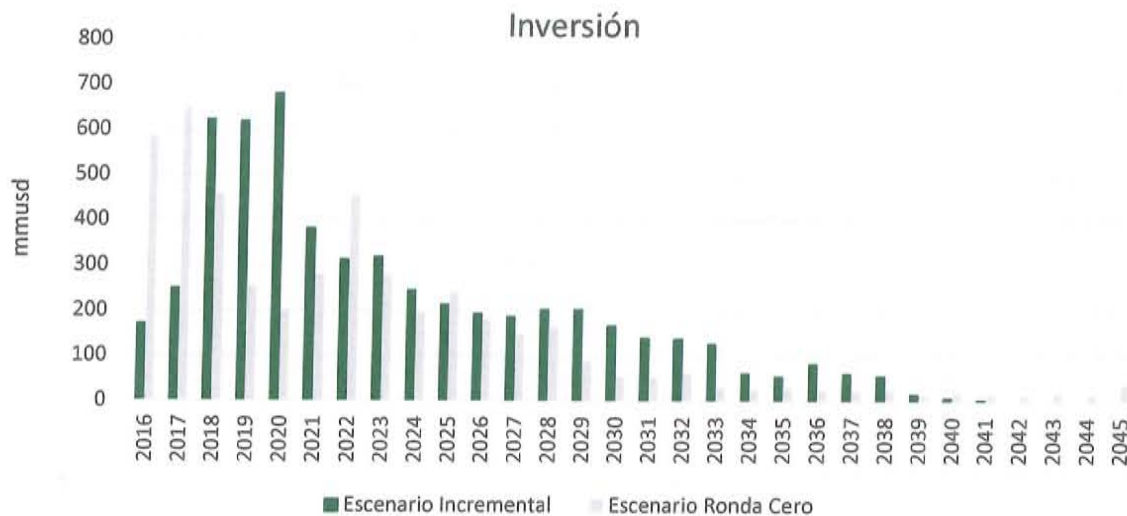


Fig. 11. Perfiles de inversión para la extracción de aceite y gas en la agrupación Ek-Balam (Fuente: CNH con datos de PEP).

La Fig. 12, muestra los Gastos de Operación de los Escenarios Base e Incremental presentados en la solicitud de migración para las Asignaciones en la agrupación Ek-Balam.



Fig. 12. Perfiles de gastos de operación para la extracción de aceite y gas en la agrupación Ek-Balam (Fuente: CNH con datos de PEP).

24 P 30

De acuerdo con la información recibida en la Comisión, los perfiles de inversión y gastos de operación para el Escenario Incremental, cuentan con actividades de perforación de pozos de desarrollo y optimización de la infraestructura asociada enfocadas para recuperar las reservas 2P que son iguales a las reservas 3P.

En las siguientes tablas se presentan las metas físicas, de los Escenarios Ronda Cero e Incremental, asociadas con los años en los que se llevarán a cabo, así como la Inversión y Gastos de Operación de cada uno.

Escenario Ronda Cero

La Tabla 8 muestra el calendario actividad física del Escenario Ronda Cero partir del año 2016.

Concepto		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Pozos de desarrollo	Perforación	9	3	3	1	1					17
	Terminación	10	6	2	2	1					21
Pozos inyectores	Perforación		1		1						2
	Terminación		1		1						2
Reparaciones Mayores	Pozo productor	2									2
	Conversión a pozo inyector				1						
	Conversión 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

Tabla 9. Metas físicas del Escenario Ronda Cero, agrupación Ek-Balam. (Fuente: PEP)

La Tabla 10 muestra la Inversión y los Gastos de Operación del Escenario Ronda Cero a partir del año 2016.

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Inversión (mmusd)	585.1	645.2	454.5	253.4	200.8	279.1	451.2	277.4	194.2	240.6	179.3	145.9	161.9	85.8	52.7
Gastos de Operación (mmusd)	67.3	74.5	78.9	68.4	68.3	63.3	62.9	57.3	60.8	58.4	56.7	53.1	54.9	44.7	32.3

2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	Total mmusd
51.2	61.4	29.1	26.1	27.5	22.8	22.2	24.6	13	18.5	15.2	13.4	17.1	12.3	38.6	4600.1
29.5	28.7	28.5	28	26.5	22.7	20	21.4	14.5	17.7	13.3	16.8	10	15.7	7.4	1202.5

Tabla 10. Inversión y Gastos de Operación, agrupación Ek-Balam - Escenario Ronda Cero (Fuente: PEP).

rx pp no

Escenario Incremental

La Tabla 11 muestra el calendario actividad física del Escenario Incremental a partir del año 2016.

Concepto		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total
Pozos de desarrollo	Perforación			2	8	11	6	1	2				30
	Terminación			2	8	11	5	2	2				30
Pozos inyectores	Perforación			1	2	1							4
	Terminación				3	1							4
Reparaciones Mayores	Pozo productor	1		1	1							2	5
	Conversión a pozo inyector			1								1	2
	Conversión a pozo extractor				1								1
Conservación de pozos													
		1	0	2	2	0	0	0	0	0	0	3	
Infraestructura compartida con Ek-Balam	Gasoducto (núm)*	2	9	9	4	8	4	9	16	8	13	106	188
	Gasoductos (Km)				1								1
	Oleogasoductos (núm)**				6.2								6.2
	Oleogasoductos (km)				8								8

* 5 compartidas 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 11. Metas físicas del Escenario Incremental. (Fuente: PEP)

La Tabla 12 muestra la Inversión y los Gastos de Operación del Escenario Incremental a partir del año 2016.

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Inversión (mmusd)	171	249	622	619	680	382	313	319	245	214	193	187	203
Gastos de Operación (mmusd)	69.89	69.14	64.01	89.76	127.5	141.2	129.6	114.9	93.58	82.16	69.3	60.54	50.85

2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	Total mmusd
203	167	140	138	127	62	55	83	61	56	16	8	3	0	5516
42.7	35.88	27.43	26.89	20.04	17.01	14.12	12.89	9.69	7.44	6.36	3.04	7.76	1.29	1394.96

Tabla 12. Inversión y gastos de operación, agrupación Ek-Balam - Escenario Incremental (Fuente: PEP)

RH X NO

Comparativo de escenarios

En esta sección se muestra el comparativo de las metas físicas, gastos de operación e inversiones presentados para los escenarios Ronda Cero e Incremental de la agrupación Ek-Balam.

La Fig. 13 presenta la perforación de pozos productores en la agrupación Ek-Balam para los diferentes escenarios de producción. Se puede ver que la gráfica que entre los años 2019 y 2021 se presenta la mayor cantidad de número de pozos perforados en el Escenario Incremental, lo cual es congruente con el incremento en la producción que presenta en los mismos años como se puede ver en los gráficos correspondientes.



Fig. 13. Comparativo de la actividad de perforación para los escenarios de la agrupación Ek-Balam (Fuente: CNH con datos de PEP)

La Fig. 14 presenta las reparaciones mayores en la agrupación Ek-Balam para los diferentes escenarios de producción. Se observa un incremento en la actividad física del Escenario Incremental en comparación con el Escenario Ronda Cero.

RA P NO

Reparaciones mayores

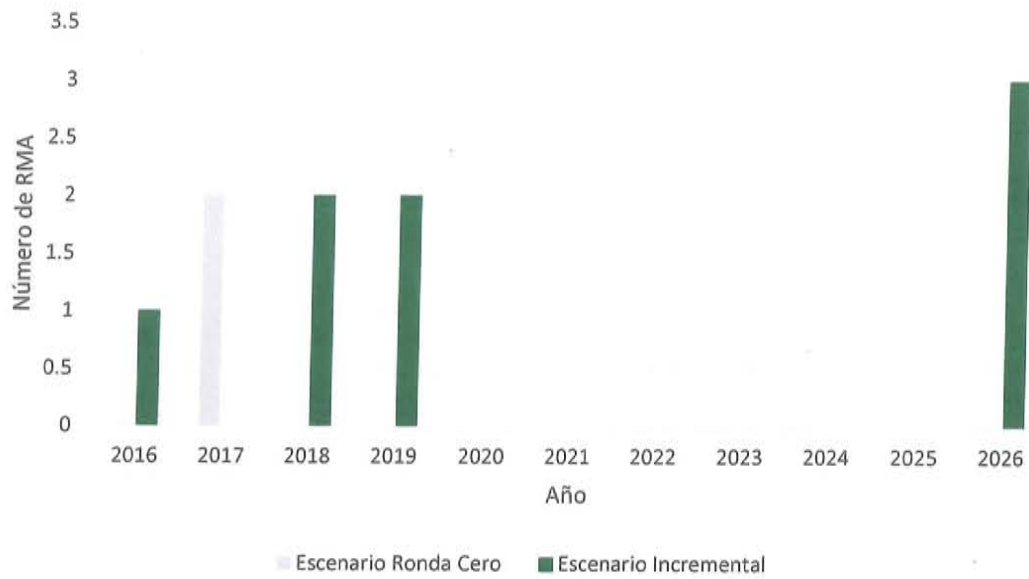


Fig. 14. Comparativo de reparaciones mayores de la agrupación Ek-Balam (Fuente: CNH con datos de PEP)

La Fig. 15 presenta la comparación en los escenarios presentados para las inversiones, en la que se observa un incremento en las inversiones del Escenario Incremental. Lo anterior está asociado con el mayor número de pozos de desarrollo a perforar y de reparaciones mayores a realizar, y a su vez, este incremento se ve materializado en una mayor producción.

Inversión

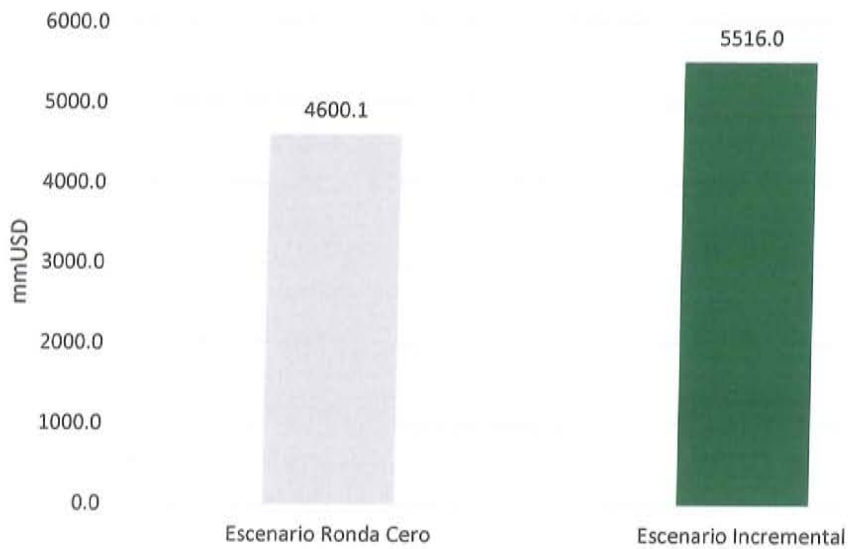


Fig. 15. Escenarios base e incremental para las inversiones de la agrupación Ek-Balam (Fuente: CNH con datos de PEP)

Ek IP NO

La Fig. 16 presenta la comparación en los escenarios presentados para los gastos de operación, se puede ver que hay un incremento en los Gastos de Operación como resultado de la perforación de más pozos de desarrollo en el Escenario Incremental, lo cual conlleva a que haya un mayor número de pozos a operar con el objetivo de recuperar un mayor volumen de hidrocarburos.



Fig. 16. Escenarios base e incremental para los gastos de operación de la agrupación Ek-Balam (Fuente: CNH con datos de PEP)

ek P no

IV. Escenarios de precios utilizados

Los escenarios de precios de hidrocarburos de largo plazo utilizados por PEP, se definen con una posición conservadora, considerando la información disponible en el momento de su emisión. La proyección de precios sirve de base para la planeación de la operación de la empresa y como consecuencia define el presupuesto de la misma.

La metodología utilizada por PEP, parte de la proyección de precios de un crudo marcador, como el Brent Dated o el West Texas Intermediate (WTI), así como del precio del gas natural en el sur de Texas Henry Hub. Estas estimaciones consideran la expectativa de los parámetros determinantes en el largo plazo del mercado energético, como son el crecimiento económico, costo de producción del crudo, la oferta potencial, la intensidad y sustitución energética, entre otros.

Para el pronóstico de precios de largo plazo PEP contrata los servicios de PIRA Energy Group, consultores de energía a nivel mundial, para que realicen un modelo de referencia con estándares internacionales, PEP solicita que con base en el modelo se generen sensibilidades de afectación en los precios considerando aquellas variables sobre las que existe mayor incertidumbre, por ejemplo: la producción de Irak y/o Irán, el desarrollo de los crudos no convencionales, dentro y fuera de Norteamérica, etc. Con base en estos resultados, PEMEX genera sus propios escenarios.

Para la migración son considerados dos escenarios de precios Escenario Bajo y Alto a partir de aplicar sensibilidades al modelo, los escenarios se describen a continuación:

a) Escenario de Precios Bajo:

- Resulta de una combinación de demanda débil, con mayor producción de países de la OPEP, al no existir algún acuerdo que limite su oferta y por el levantamiento del embargo de Irán.
- Mayor producción de crudo proveniente de medios no convencionales ante una disminución de los costos de producción: shale, aguas profundas y arenas bituminosas.
- Utiliza un precio promedio de 58.79 USD/bl.

b) Escenario de Precios Alto:

- Considera que la oferta de crudo no presenta crecimiento por mayores regulaciones ambientales y disminución de la oferta de biocombustibles, por cuestiones alimenticias.
- Persisten o se incrementan los conflictos geopolíticos en Medio Oriente, con pérdida de infraestructura de producción.
- Utiliza un precio promedio de 59.19 USD/bl.

RA JP NO

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. 17. 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.

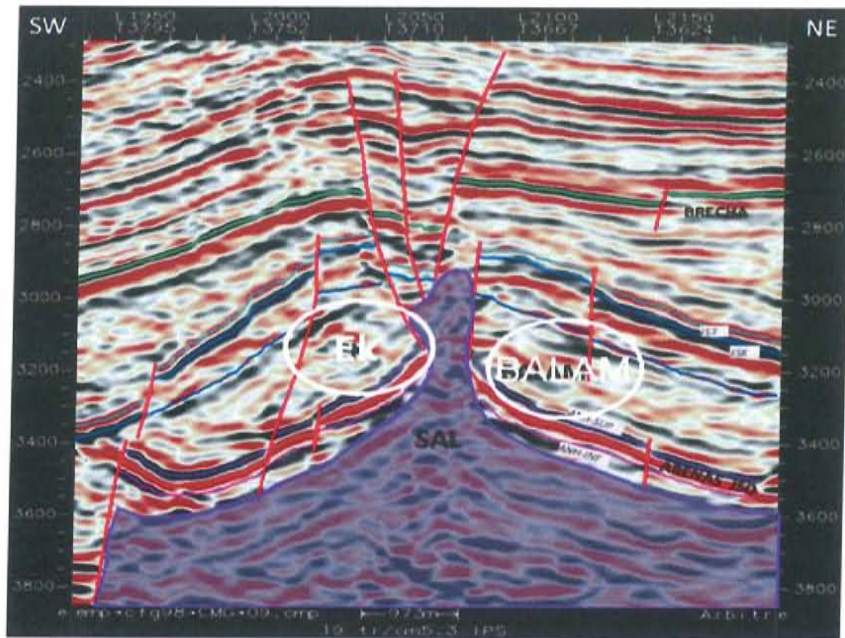


Fig. 17. Línea sísmica estructural SW-NE en tiempo en donde se observan los bloques de los campos Ek y Balam (Fuente: PEP).

Con la interpretación de horizontes sísmicos y su correspondiente conversión a profundidad, PEP construyó los mapas de configuraciones estructurales de las cimas de las formaciones. En la Fig. 18, se muestran los mapas correspondientes a las formaciones JSO y BKS.

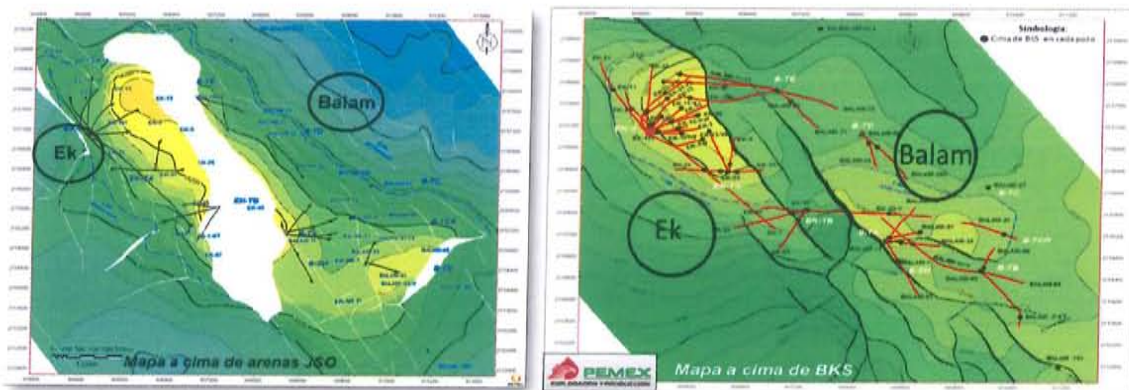


Fig. 18. Configuración estructural de la cima de las formaciones JSO y BKS de los campos Ek y Balam (Fuente: PEP). La columna estratigráfica atravesada por los pozos perforados en los campos Ek y Balam incluye formaciones del Jurásico Medio, Cretácico y Terciario, como se muestra en la Fig. 19. Las formaciones del Jurásico incluyen sal, anhídrita, 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.

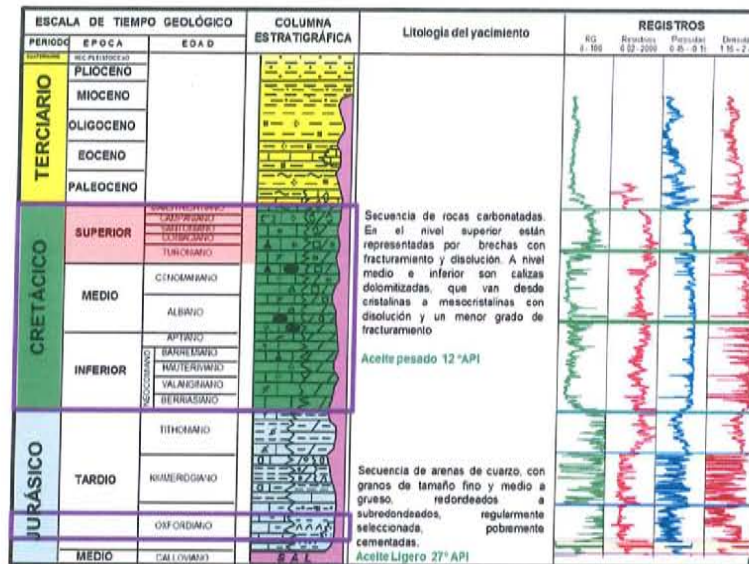


Fig. 19. Columna estratigráfica de los campos Ek y Balam (Fuente: PEP).

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. 20.

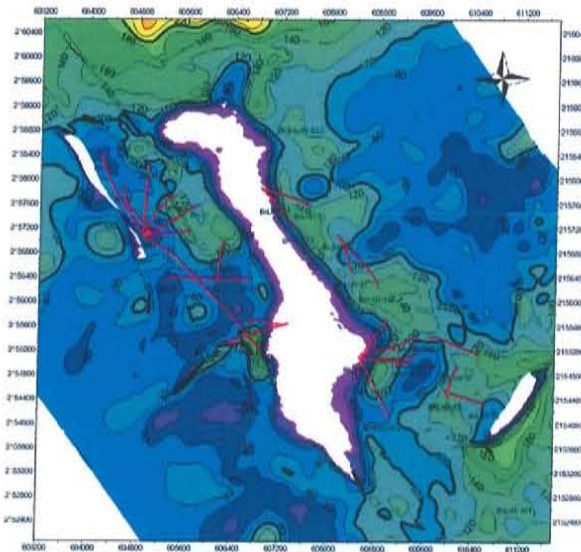


Fig. 20. Mapa de isopacas del JSO para los campos Ek y Balam (Fuente: PEP).

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. 21. se presenta una sección representativa en donde se observan las características estructurales de las formaciones BKS y JSO.

JP RA ND

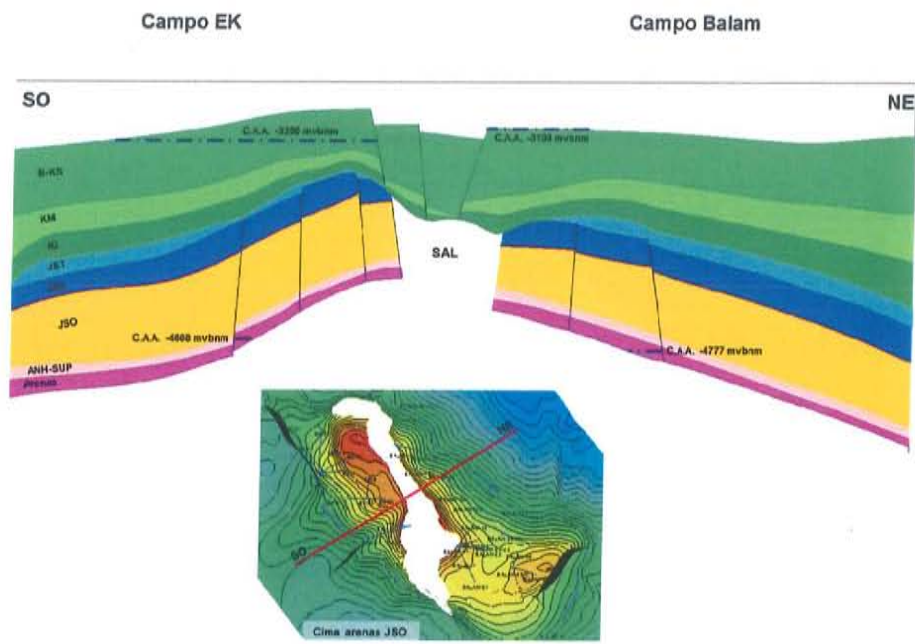


Fig. 21. Sección representativa de los campos Ek y Balam (Fuente: PEP).

IP RA NO

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.

JP RA NO

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 12 plataformas, 3 octápodos de perforación, 3 tetrápodos de perforación y 3 trípodos adosados de perforación, 1 sea pony, 1 sea horse y 1 tetrápodo de servicio habitacional. Las plataformas de perforación manejan producción compartida de diferentes formaciones, mientras que plataforma habitacional (HA-EK-1) proporciona alojamiento al personal que labora para ambas asignaciones. Las plataformas se abastecen de energía eléctrica a través de una red de cable eléctrico submarino que distribuye la energía suministrada por 3 módulos de generación con capacidad nominal de 5.3 Mega Watts cada uno, ubicados en la plataforma Ek-A/Perforación.

En la plataforma Balam-TD se encuentra instalada una planta de tratamiento e inyección de agua de mar a yacimiento con capacidad de 30 mbpd, que consta de 3 bombas de captación, 5 filtros, paquetes de inyección de químicos (inhibidor de incrustaciones, polímero, secuestrante de oxígeno, inhibidor de corrosión, biocida orgánico e hipoclorito de sodio generado in-situ), 3 bombas de inyección y un paquete de desoxigenación (fuera de operación). En esta plataforma se encuentra el pozo inyector Balam-53, se tiene en programa también la perforación de otro pozo inyector.

En los octápodos nuevos Balam-A y Ek-A/Perf2 se tienen instaladas también dos plantas de tratamiento e inyección de agua de mar a yacimiento, actualmente fuera de operación en espera de perforación de los pozos inyectores, programados en el 2018.

Los campos Ek y Balam, a mayo del 2016, aportan una producción promedio de 44,200 bpd de aceite, 38,400 bpd de agua y 6.3 mmpcd de gas con 23 pozos productores.

El transporte de la producción de las asignaciones Ek y Balam que proviene de las plataformas Ek-A, Ek-TA, Ek-TB, Balam-TE, Balam-TD, Balam-TA y Balam-TB, se maneja mediante los oleogasoductos de 14" Φ , interconectados submarinamente a un ducto principal de 24" Φ x 4.7 km línea (L-141) con origen en Ek-A/Perf. La L-141 se interconecta submarinamente con otro ducto de 24" Φ x 12.7 km (L-140) hacia el C.P. Akal-C. Cabe mencionar que los ductos de 24" Φ y los ductos de 14" Φ de Balam-TE y Ek-TB manejan producción de ambas asignaciones.

En la Tablas 13 y 14, se presenta la infraestructura actual de las asignaciones A-0120-M Campo Ek y A-0039-M Campo Balam.

RA IP NO

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

Tabla 13. Plataformas instaladas en las Asignaciones A-0120-M Campo Ek y A-0039-M Campo Balam (Fuente: PEP)

Infraestructura	Nombre	Capacidad Instalada	Formación	Fecha de Instalación
Ductos	Oleogasoducto L-140 24" x 12.73 km de B-1 a Ak-C/Prod 1	La capacidad de transporte de los ductos de las Asignaciones Ek y Balam varía desde 2 hasta 105 mbd con RGL de hasta 54 m3/m3, a condiciones operativas de presión y temperatura.	Ek / Balam	10/12/1992
	Oleogasoducto L-141 24" x 4.7 km de EK-A a Int L-140		Ek / Balam	11/12/1992
	Oleogasoducto L-144 14" x 1.62 km de B-TD a Int L-141		Balam-JSO	30/05/1993
	Oleogasoducto L-144A 14" x 0.26 km de EK-TB a Int L-141		Ek-JSO / Balam-BKS	14/06/1993
	Oleogasoducto L-145 14" x 0.35 km de Ek-TA a Int L-141		Ek-BKS / Ek-JSO	14/06/1993
	Oleogasoducto L-146 14" x 2.18 km de B-TC a B-TA		Balam-BKS	14/06/1993
	Oleogasoducto L-146A 14" x 0.624 km de B-TA a Int L-141		Balam-BKS / Balam-JSO	14/06/1993
	Oleogasoducto L-147 14" x 1.2 km de B-TB a Int L-140 y B-1		Balam-JSO	14/06/1993
	Oleogasoducto L-148 20" x 2.12 km de Ek-A a B-DL3		Ek-BKS / Balam-JSO	07/03/1994
	Oleogasoducto L-148A 14" x 0.31 km de B-TE a Int L-148		Ek-BKS / Balam-JSO	24/05/1993
	Oleogasoducto L-154 14" x 1.137 km de B-TCR a Balam-TC int Balam-1		Balam-JSO	02/01/1995
	Gasoducto L-121 20" x 8.18 km de Ak-B/Perf a Ek-A Suministro de gas combustible		Ek / Balam	08/10/1991

Tabla 14. Ductos instalados en las Asignaciones A-0120-M Campo Ek y A-0039-M Campo Balam (Fuente: PEP)

pp 24 no

La producción de hidrocarburos del campo Ek fluye junto con la corriente del campo Balam hacia el Centro de Proceso Akal-C. Este centro de proceso se localiza fuera del área de las asignaciones.

La Fig. 22 muestra un mapa de la ubicación física de las instalaciones de las Asignaciones A-0120-M Campo Ek y A-0039-M Campo Balam.

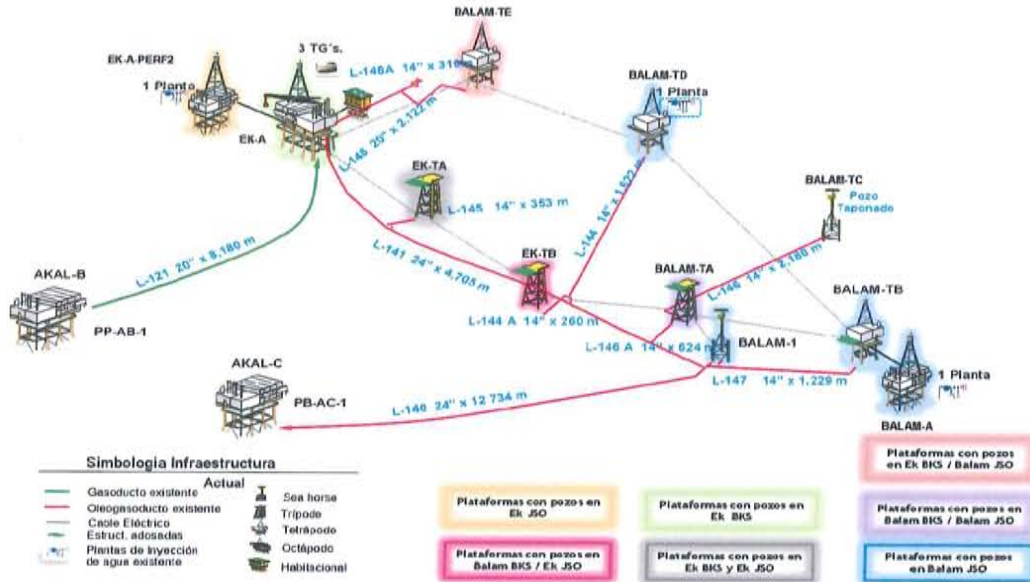


Fig. 22. Infraestructura actual de las asignaciones A-0120-M Campo Ek y A-0039-M Campo Balam.

PEP presenta un esquema de las instalaciones existentes y las proyectadas a futuro, así como aquellas que se encuentran alrededor de la infraestructura de las asignaciones Ek y Balam en la Fig.23.

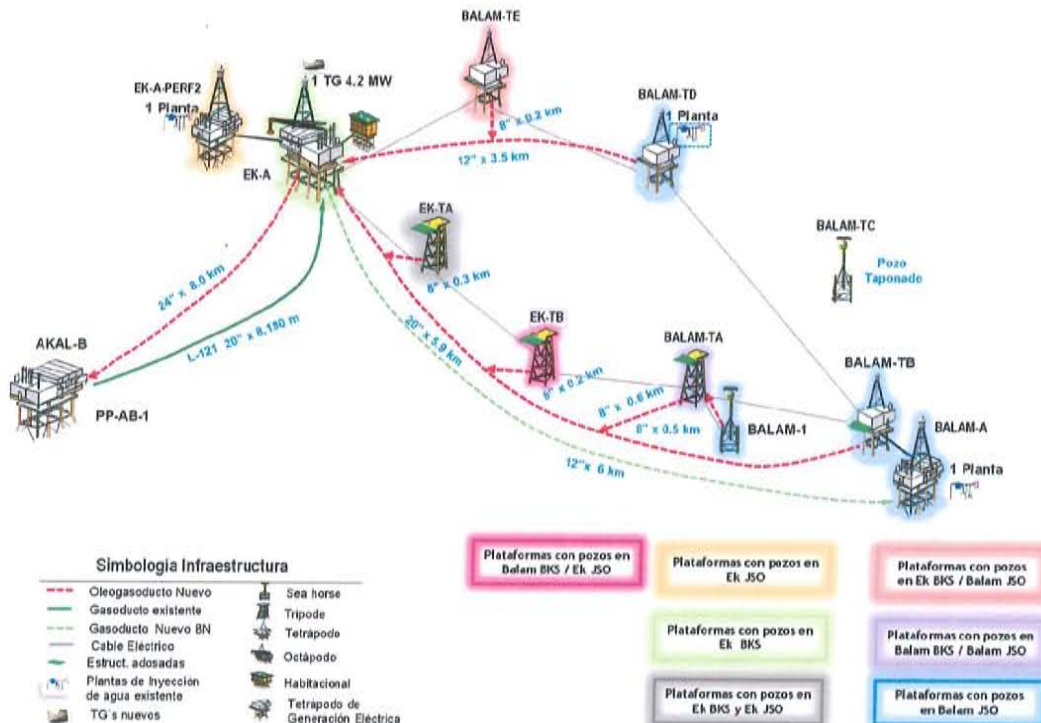


Fig. 23. Infraestructura futura y alrededor de las asignaciones Ek y Balam.

Handwritten notes: KH JP NO

b) Infraestructura alrededor de las Asignaciones

La producción de las Asignaciones A-0120-M Campo Ek y A-0039-M Campo Balam, es transportada por dos oleogasoductos principales de 24" hacia el Centro de Proceso Akal-C (infraestructura del Proyecto Cantarell), donde es mezclada y procesada con la producción de otros campos como Akal, Ixtoc y Sihil. Las corrientes de Ek y Balam llegan al cabezal de mezcla de la plataforma Akal-C1, dicho cabezal atraviesa las plataformas Akal-C/Perf y Akal-C/Enlace hasta Akal-C2; donde hay una interconexión para entrar a separación de primera etapa. En Akal-C/Perf se incorpora la mezcla de Akal-D y en Akal-C/Enlace, se incorporan las mezclas de Akal-I e Ixtoc-A y Akal-G como aceite separado.

Después de procesar el petróleo crudo a través de las tres baterías de separación de Akal-C1, Akal-C2 y Akal-C3, se envía el aceite desde Akal-C/Enlace hacia Nohoch-A y posteriormente se envía a la Terminal Marítima Dos Bocas para su almacenamiento, estabilizado, deshidratación y/o exportación de crudo, a través de un sistema de distribución. La producción puede enviarse a través de tres líneas con salida hacia Dos Bocas, salida a Akal-J y salida a NH-A. Lo anterior se encuentra representado en la Fig. 24.

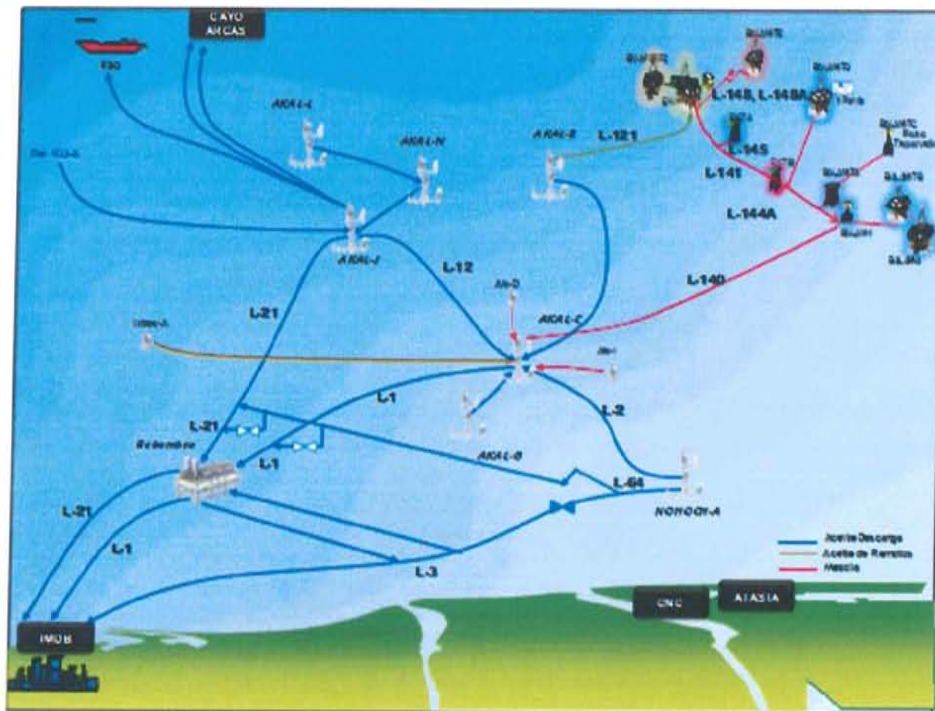


Fig. 24. Infraestructura alrededor de las asignaciones Ek y Balam.

IV. Análisis

Justificación de la conveniencia de la Migración para la Nación

a) Producción base e incremental de hidrocarburos, desglosada en petróleo, gas natural asociado, gas natural no asociado y condensados

El sustento del Escenario Ronda Cero (Base), son los recursos físicos y financieros desde la óptica de las capacidades de inversión de PEP que se tenían en ese momento. Como se ha mencionado anteriormente, dicho plan plantea agotar las reservas de los campos contenidos en las asignaciones en cuestión. El pronóstico de producción planteado por PEP propone el agotamiento de las reservas en el año 2045 y, de llevarse a cabo este escenario, las actividades físicas descritas en el documento conllevan a tener gastos de operación del orden de 1,2002 mmUSD e inversiones de 4,600 mmUSD.

El Escenario Incremental considera aumento de actividad en los programas operativos para recuperar en un mayor volumen de hidrocarburos. Las actividades físicas descritas en el documento conllevan a tener gastos de operación del orden de 1,395 mmUSD e inversiones de 5,516 mmUSD.

La principal diferencia de los escenarios radica en producir un mayor número de hidrocarburos a lo largo de la vida del proyecto, lo que se puede observar en las Fig. 25 y 26, así como en los que el pico de producción del Escenario Base e Incremental de aceite y gas respectivamente.

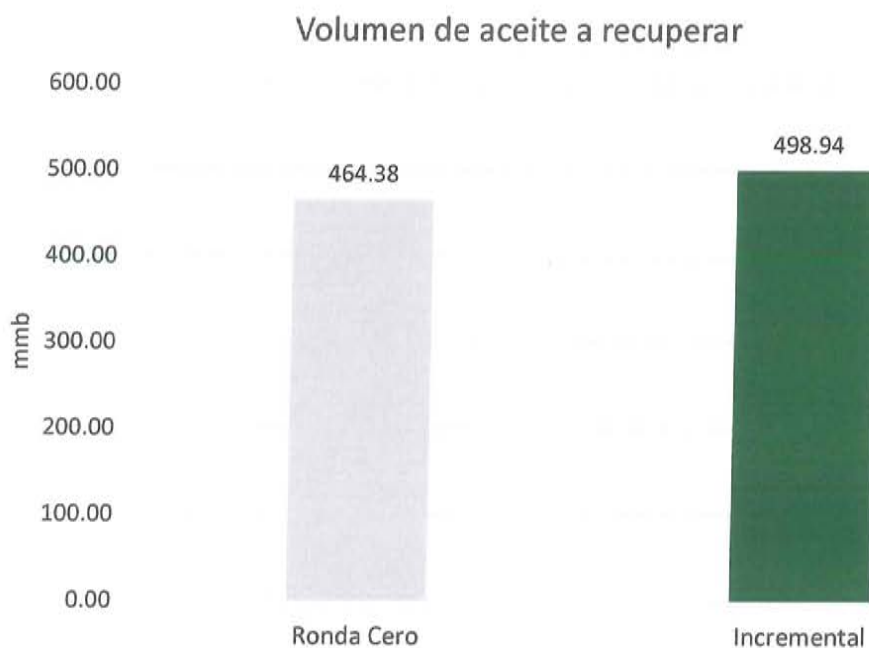


Fig. 25. Volumen de aceite a recuperar en la agrupación Ek-Balam (Fuente: CNH con datos de PEP)

JP RH ND

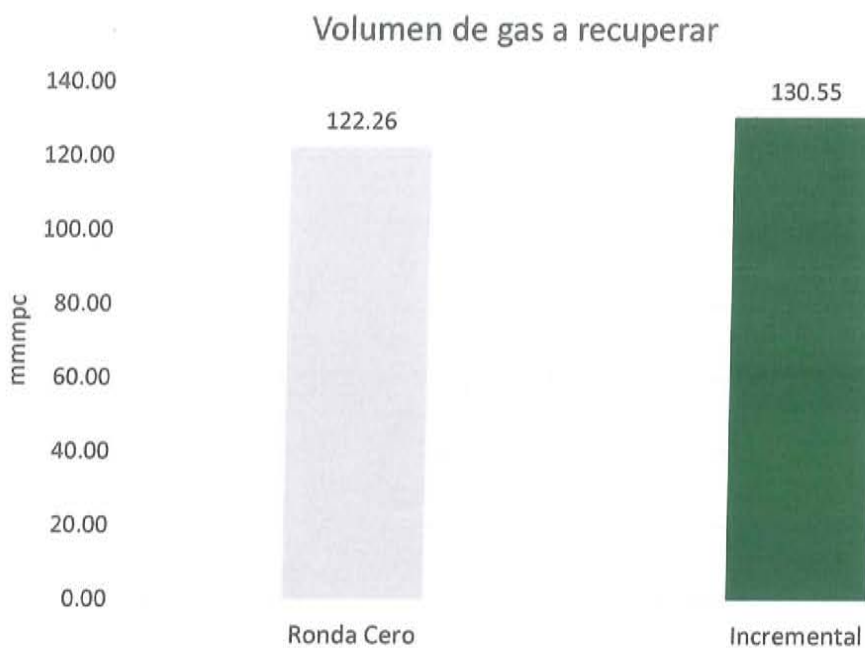


Fig. 26. Volumen de gas a recuperar en la agrupación Ek-Balam (Fuente: CNH con datos de PEP)

En términos de producción de petróleo crudo equivalente se obtiene un beneficio mayor en el escenario incremental al recuperar un volumen de aproximadamente 57.1 mmbpce en comparación con el Escenario Ronda Cero.

Los campos Ek y Balam son productores de aceite y gas asociado, por lo que no existe producción de gas natural no asociado ni condensados.

b) Incorporación de reservas

El Escenario Incremental propuesto por PEP en la solicitud de migración analizada no considera actividades exploratorias dado que los Títulos de Asignación vigentes permiten únicamente la realización de actividades de extracción. El Escenario Incremental tiene como objetivo recuperar el volumen equivalente a las reservas 2P al 1 de enero de 2016, es decir la suma de las reservas probadas y las reservas probables, de los campos Ek y Balam. Lo anterior permite concluir que las actividades asociadas al Escenario Incremental permitirán reclasificar las reservas probables a reservas probadas, por lo tanto, la certidumbre de producir dicho volumen será del 90%, una vez dada la reclasificación.

c) Escenario de gastos, costos e inversiones necesarios para un desarrollo eficiente, que incluya un programa adicional de trabajo respecto al original

Entre las actividades planeadas en el Escenario Incremental se encuentra la perforación de 30 pozos de desarrollo, la perforación de 4 pozos inyectores, así como 8 Reparaciones Mayores, logrando con esto el incremento del volumen de hidrocarburos a recuperar con respecto al Escenario Ronda Cero, por lo que este escenario considera un programa adicional de trabajo respecto del original, que resulta congruente con las inversiones y gastos de operación presentados.

RH IP ND

De acuerdo con la información presentada por PEP, las inversiones del Escenario Incremental son mayores a las presentadas por el Escenario Base siendo de 4,600 mmUSD las del base y de 5,516 mmUSD las del incremental, referente a los gastos de operación se observa un incremento en el Escenario Incremental teniendo 1,202 mmUSD del Escenario Base y 1,395 mmUSD del incremental.

Las cifras anteriores reflejan el incremento planteado en las actividades físicas en el Escenario Incremental. Adicionalmente, se puede ver que hay un incremento en los Gastos de Operación como resultado de la perforación de un mayor número de pozos de desarrollo.

JP RH NO

V. Resultado de la evaluación

Derivado del análisis de la información remitida por la Sener en términos de la solicitud de migración presentada por PEP ante esa Secretaría, y considerando como escenario base aquél que formó parte de Ronda Cero y fue aprobado por la CNH para las asignaciones Ek y Balam, la DGDE advierte que la solicitud de migración cumple con lo establecido en el artículo 29 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, en virtud de lo siguiente:

I. La identificación de las Asignaciones a migrar;

La información presentada por PEP, es consistente con la información proporcionada por la Secretaría de Energía referente a las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam y plasmada en los correspondientes títulos de asignación.

I. 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;

El Escenario Incremental presenta mayores beneficios para la Nación en términos de producción de petróleo y gas con respecto al escenario base de Ronda Cero, contempla la aceleración de la producción respecto al Escenario Base y un mayor volumen de hidrocarburos a extraer.

No obstante, la estrategia de negocio presentada por PEP está sujeta a optimización que se considerará en el plan de desarrollo que deberá presentar posterior a la firma del contrato.

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 permitiría la reclasificación de las reservas probables a reservas probadas. Lo anterior, con base en el oficio 512.DGEEH.499/15.

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 son mayores con respecto al Escenario Ronda Cero, reflejo del incremento en las actividades físicas de perforación de pozos y reparaciones mayores. Por otra parte, los gastos de operación del Escenario Incremental son mayores debido, principalmente, al mayor número de pozos, convencionales y horizontales a operar en este escenario, lo que a su vez permitirá que la producción de hidrocarburos incremente.

pp RA NO

De manera general, las inversiones y gastos de operación lucen adecuados para el proyecto presentado por PEP, por lo que se puede observar la conveniencia de la migración para la Nación en lo referente al escenario de gastos, costos e inversiones necesarios para un desarrollo eficiente desde un punto de vista técnico en el Escenario Incremental. Lo anterior, en términos del artículo 29, Fracción II del Reglamento de la Ley de hidrocarburos.

II. 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.

III. 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.

IV. 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 yacimientos del JSO cuentan con una densidad de 27°API, mientras que los yacimientos de BKS producen un aceite pasado de 12°API. Los campos Ek y Balam no cuentan con producción de gas natural no asociado y condensados.

V. 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 indica ser adecuada porque permitirá la optimización en el uso y construcción de la infraestructura.

En términos generales, la estrategia de negocio del escenario incremental es atractiva y de acuerdo con el análisis realizado y los resultados obtenidos por esta Comisión, se 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.

Elaboró

ING. NAYELI ISLAS GARCÍA

Subdirectora de Área de Dirección General de
Dictámenes de Extracción

Revisó

ING. JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA

Director de Área de Dirección General de
Dictámenes de Extracción

Autorizó

ING. RAÚL ALEJANDRO HERNÁNDEZ RODRÍGUEZ

Dirección General de Dictámenes de Extracción