



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

Opinión Técnica del Plan Provisional de las  
Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-  
M-Campo Balam

EA 10  
K

Noviembre 2016

## Contenido

CONTENIDO .....	2
I. INTRODUCCIÓN .....	3
II. ASPECTOS GENERALES.....	6
III. ELEMENTOS DEL PLAN PROVISIONAL .....	10
A) PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN.....	10
B) METAS FÍSICAS.....	13
C) INVERSIONES Y GASTOS DE OPERACIÓN .....	13
D) APROVECHAMIENTO DE GAS.....	13
E) MECANISMOS DE MEDICIÓN.....	14
IV. ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS .....	16
V. EVALUACIÓN .....	17
VI. RESULTADO DE LA EVALUACIÓN .....	21
ANEXO I. NOTA METODOLÓGICA.....	22
ANEXO II. ACTIVIDADES Y METAS FÍSICAS.....	24
ANEXO III. INVERSIONES Y GASTOS DE OPERACIÓN .....	26
ANEXO IV. OFICIO NO. ASEA/UGI/DGGEERC/1041/016.....	28

RA TP  
JK

## I. Introducción

El 13 de agosto de 2014, la Secretaría de Energía (en adelante, SENER) expidió los títulos de Asignación A-0120-Campo Ek y A-0039-Campo Balam. Dichos títulos fueron modificados el 17 de agosto de 2015 para ajustar el área y la actividad física, quedando dichos títulos como A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam.

De acuerdo con el artículo 12 de la Ley de Hidrocarburos y 30 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, la SENER con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión), resolverá sobre la procedencia de las solicitudes de migración de las Asignaciones Petroleras a un Contrato para la Exploración y Extracción (en adelante, CEE) que realicen las empresas productivas del Estado, titulares de una Asignación en términos del artículo 29 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

Por lo anterior, Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP) empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos mediante oficio PEP-DG-079-2016 solicitó a la SENER la migración de los títulos de Asignación A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam a un CEE sin socio y mediante oficio 522.DGCP.256/16 la SENER solicitó a la Comisión la asistencia técnica correspondiente.

La Comisión a través de la Resolución CNH.E.28.002/16 del 14 de julio de 2016, emitió asistencia técnica solicitada a la SENER mediante la opinión técnica sobre la procedencia de la migración de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam a un CEE sin socio y el 21 de julio de 2016 la SENER determinó la procedencia de la migración de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam a un CEE. Lo anterior en términos de los artículos 12 de la Ley de Hidrocarburos y 29 y 30 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

Derivado de lo anterior, PEP, mediante oficio PEP-DG-SAP-151-2016 del 9 de septiembre de 2016 presentó ante esta Comisión el proyecto de Plan provisional derivado del proceso de migración de las Asignaciones mencionadas, de acuerdo con lo establecido por artículo 24 de los Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones (en adelante, Lineamientos).

Como parte de la evaluación del Plan provisional, se llevaron a cabo las siguientes acciones:

1. Mediante oficio UCN.430.2016.056 de fecha 18 de marzo de 2016, recibido en esta Comisión el mismo día, la Secretaría de Economía informó a esta Comisión que dicha Secretaría "emitirá únicamente opinión de los programas de cumplimiento del porcentaje de contenido nacional incluidos en las propuestas de los Planes de Evaluación y de Desarrollo."

De lo anterior se advierte que el programa de cumplimiento del porcentaje de contenido nacional será evaluado por la Secretaría de Economía hasta que PEP en su calidad de Contratista presente el correspondiente Plan de Desarrollo, motivo por el cual no es objeto de análisis de la presente opinión técnica, toda vez que éste se refiere al Plan provisional.

2. Mediante oficio 220.1964/2016 de fecha 14 de septiembre de 2016, la Comisión solicitó a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, Agencia), opinión sobre información para la evaluación del programa de Administración de Riesgos.

3. Mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1041/2016 de fecha 23 de septiembre de 2016, recibido en esta Comisión en la misma fecha, la Agencia remitió su opinión en donde solicita información a PEP para la Autorización del Sistema de Administración.
4. Mediante oficio PEP-DG-SAP-167-2016 de fecha 27 de septiembre de 2016 PEP envió un alcance al Plan Provisional presentado el 09 de septiembre.
5. Mediante el oficio 250.031/2016 de fecha 3 de octubre de 2016, la Comisión envió a PEP la Prevención al Plan provisional de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam.
6. Mediante oficio PEP-DG-SAP-201-2016 de fecha 14 de octubre de 2016 PEP solicitó prórroga a esta Comisión para dar atención a prevención de Plan provisional.
7. Mediante oficio 250.080/2016 de fecha 19 de octubre de 2016 la Comisión concedió la ampliación del plazo para atender a la Prevención mencionada en el inciso anterior.
8. Mediante oficio PEP-DG-SAP-GCR-78-2016 de fecha 24 de octubre de 2016 PEP presentó a esta Comisión la atención a prevención de Plan provisional.
9. Mediante oficio PEP-DG-SAP-233-2016 de fecha 18 de noviembre de 2016 PEP presentó a esta Comisión información adicional referente a la producción de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam durante el año 2016.

Derivado de lo anterior, se advierte que la evaluación del presente Plan provisional se realizó en términos del artículo 24 de los Lineamientos y el Anexo 6 denominado "Guía para los Planes provisionales", en atención a lo siguiente:

- Los Lineamientos resultan ser la Normativa Aplicable, ya que regulan en sus artículos 3, fracción XXVII y 24 a los Planes Provisionales de la siguiente forma:

**Artículo 3. De las definiciones...**

(...)

**XXVII. Plan Provisional.** Documento conforme al cual los Operadores Petroleros someten a aprobación de la Comisión un Plan que les permita garantizar la continuidad operativa de las actividades de exploración o producción, mientras se realiza alguno de los procesos de migración a los que hace referencia el artículo 24 de los Lineamientos.

**Artículo 24. De los Planes provisionales derivados de procedimientos de migración.** Con el objeto de lograr la continuidad operativa de exploración o de producción en un área contractual o de una Asignación, los Operadores Petroleros deberán someter a aprobación de la Comisión una propuesta de Plan Provisional, cuando soliciten alguno de los siguientes procesos de migración:

- I. Cuando se pretenda migrar de un Título de Asignación a un Contrato:

En consecuencia, la presente opinión técnica se emite con el objeto evaluar que el Plan provisional presentado por PEP permita lograr la continuidad operativa dentro de las Asignaciones, cuya vigencia no podrá ser mayor de un año, motivo por el cual se analizaron los siguientes aspectos:

- ✓ Pronóstico de producción
- ✓ Metas físicas

RH JP  
JK

- ✓ Inversiones y gastos de operación
- ✓ Aprovechamiento de gas
- ✓ Mecanismos de medición

PH      MP

## II. Aspectos generales

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 Ek es de 24.19 km<sup>2</sup> y el área de la Asignación del Campo Balam es de 39.52 km<sup>2</sup>, ambas Asignaciones tienen un tirante de agua entre 49 y 52 m.

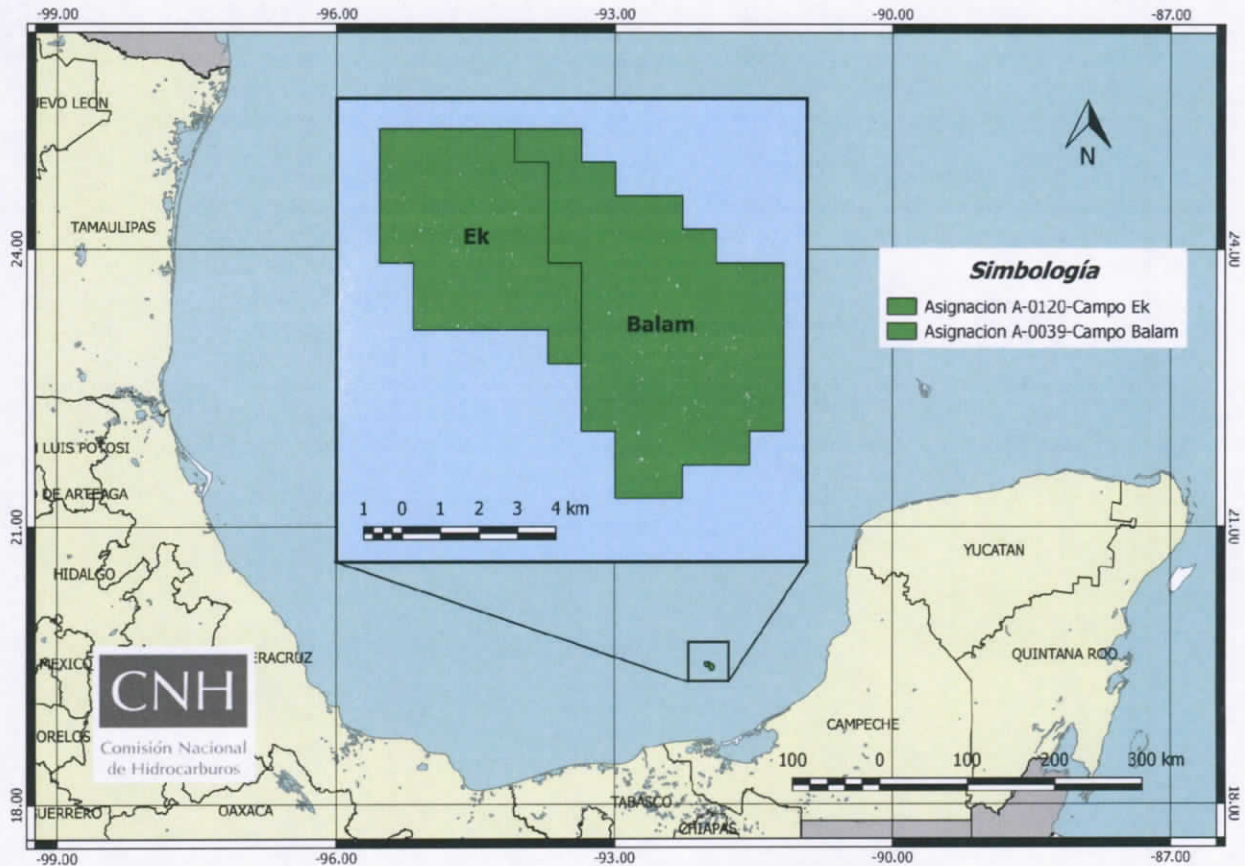


Fig. 1. Ubicación geográfica Asignación A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam. (Fuente CNH).

Los campos Ek y Balam se encuentran en la Cuenca Pilar Reforma-Akal; la estructura está definida por un anticlinal alargado con dirección NW-SE, que en su porción central fue intrusionado por un emplazamiento salino a nivel del yacimiento JSO quedando en el lado oeste la Asignación A-0120-M-Campo Ek y del lado este la Asignación A-0039-M-Campo Balam. Estratigráficamente la columna del área se puede dividir en tres sistemas principales que son los periodos Jurásico, Cretácico y Terciario.

Las principales características de las Áreas Asignadas se resumen en la Tablas 1 y 2.

Características generales	Ek JSO	Ek BKS
Área (km <sup>2</sup> )	6.83	9.97
Año de descubrimiento	1991	1991
Fecha de inicio de explotación	1991	2005

RH  
JP

Características generales	Ek JSO	Ek BKS
Profundidad promedio (m)	4,360	3,000
Tirante de agua (m)	55	55
<b>Pozos</b>		
Número y tipo de pozos perforados	18 en total / 3 verticales / 13 desviados / 2 horizontal	5 en total / 2 verticales / 2 desviados / 1 horizontal
Estado actual de pozos	7 en total / 1 cerrado con posibilidades / 1 cerrado sin posibilidades / 2 taponados temporalmente / 3 taponados definitivos	16 en total / 15 operando <sup>1</sup> / 1 cerrado con posibilidades
Tipo de sistemas artificiales de producción	BEC	BEC
<b>Marco Geológico</b>		
Era, periodo y época	Mesozoico / Jurásico / Superior	Mesozoico / Cretácico / Superior
Cuenca	Pilar- Reforma-Akal	Pilar- Reforma-Akal
Play	Jurásico	Cretácico
Régimen tectónico	Salino	Salino
Ambiente de depósito	Eólico	
Litología almacén	Arenas	Brechas (Calizas Dolomitizadas)
<b>Propiedades petrofísicas</b>		
Mineralogía	80% Cuarzo / 10 % Feldespatos / 10% accesorios	Dolomita / Calcita
Saturaciones (%)	17 / agua	44 / agua
Porosidad (%) y tipo	22/ Primaria	9 / Secundaria
Permeabilidad (mD)	400 / Absoluta	2000 / Absoluta.
Espesor neto y bruto promedio (m)	85/100	150/200
Relación de espesores (neto/bruto)	0.85	0.75
<b>Propiedades de los fluidos</b>		
Tipo de hidrocarburos	Aceite Negro	Aceite Negro
Densidad API	27	12
Viscosidad (cp)	2.54 @ cy <sup>2</sup> 73.94 @ ce <sup>3</sup>	30.15 @ cy <sup>2</sup> 70.52 @ ce <sup>3</sup>
Relación gas – aceite inicial y actual (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	43.39/43.39	11.15/11.15
Bo inicial y actual (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	1.21	1.1
Calidad y contenido de azufre (%mol)	0	0.132
Presión de saturación o rocío (kg/cm <sup>2</sup> )	72	27.6
Factor de conversión del gas	5.078	5.078

Características generales	Ek JSO	Ek BKS
Poder calorífico del gas (BTU/ft <sup>3</sup> )	1,389.17	1,139
<b>Propiedades del yacimiento</b>		
Temperatura (°C)	120	100
Presión inicial (kg/cm <sup>2</sup> )	565	305
Presión actual (kg/cm <sup>2</sup> )	B1=329 / B2=165	284
Mecanismos de empuje principal y secundario	Expansión Roca Fluido	
<b>Extracción</b>		
Métodos de recuperación secundaria	Inyección de agua por implementar	No Aplica
Métodos de recuperación mejorada	No Aplica	No Aplica
Gastos actuales (bnpd)	0	25,958
Gastos máximos (mpd) y fecha de observación	32 @ Mar-1994	55.8 @ Oct-2013
Corte de Agua (%)	0	56.36

2. cy: Condiciones de yacimiento

3. ce: Condiciones estándar

Tabla 1. Resumen de las características del campo Ek (Fuente: PEP).

Características generales	Balam JSO	Balam BKS
Área (km <sup>2</sup> )	12.16	5
Año de descubrimiento (AA)	1992	1992
Fecha de inicio de explotación (AA)	1993	2007
Profundidad promedio (m)	4,540	3,050
Tirante de agua (m)	55	55
<b>Pozos</b>		
Número y tipo de pozos perforados	20 en total / 7 Verticales / 12 desviados / 1 horizontal	1 en total / 1 desviado
Estado actual de pozos (núm)	18 en total / 7 operando / 1 operando iny / 4 cerrados con pos / 1 cerrado sin pos / 1 taponado temp / 4 taponados definitivos	3 en total / 2 operando* / 1 cerrado con posibilidades
Tipo de sistemas artificiales de producción	BEC	BEC
<b>Marco Geológico</b>		
Era, periodo y época	Mesozoico / Jurásico / Superior	Mesozoico / Cretácico / Superior
Cuenca	Pilar- Reforma-Akal	Pilar- Reforma-Akal
Play	Jurásico	Cretácico
Régimen tectónico	Salino	Salino
Ambiente de depósito	Eólico	

R\* TP JK



Características generales	Balam JSO	Balam BKS
Litología almacén	Arenas	Brechas (Calizas Dolomitizadas)
<b>Propiedades petrofísicas</b>		
Mineralogía (%)	80 Cuarzo / 10 Feldespatos / 10 accesorios	Dolomita / Calcita
Saturaciones (%)	16 / agua	45 / agua
Porosidad (%) y tipo	23/ Primaria	8 / Secundaria
Permeabilidad (mD)	800 / Absoluta	2000 / Absoluta
Espesor neto y bruto promedio (m)	98/100	24/37
Relación de espesores (neto/bruto)	0.98	0.65
<b>Propiedades de los fluidos</b>		
Tipo de hidrocarburos	Aceite Negro	Aceite Negro
Densidad °API	27	12
Viscosidad (cp)	2.04 @ cy* 36.46 @ ce*	30.15 @ cy* ND @ ce*
Relación gas – aceite inicial y actual (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	52.77/52.77	11.15/11.15
Bo @ Pb (m <sup>3</sup> @cy/m <sup>3</sup> @cs)	1.29	1.1
Calidad y contenido de azufre (%mol)	2.3	4.47
Presión de saturación o rocío (kg/cm <sup>2</sup> )	115	27.6
Factor de conversión del gas (mpc/b)	5.184	5.184
Poder calorífico del gas (BTU)	1,323	1,139
<b>Propiedades del yacimiento</b>		
Temperatura (°C)	108	100
Presión inicial (kg/cm <sup>2</sup> )	581	305
Presión actual (kg/cm <sup>2</sup> )	247	282
Mecanismos de empuje principal y secundario	Expansión Roca Fluido	Empuje Hidráulico
<b>Extracción</b>		
Métodos de recuperación secundaria	Inyección de agua	No Aplica
Métodos de recuperación mejorada	No Aplica	No Aplica
Gastos actuales (bnpd)	17,260	1,660
Gastos máximos (bpd) y fecha de observación	55,350 @ Nov-1994	7,910 @ Oct-2008
Corte de Agua (%)	15.1	65.5

1. El pozo Ek-63 tiene origen en una plataforma del campo Ek pero explota el yacimiento BKS del campo Balam a partir de la Reparación Mayor

2. cy: Condiciones de yacimiento

3. ce: Condiciones estándar

Tabla 2. Resumen de las características del campo Balam (Fuente: PEP).

RT JP

### III. Elementos del Plan Provisional

#### a) Pronóstico de producción

De acuerdo con la información presentada por PEP, los pronósticos de producción para la Asignación A-0120-M-Campo Ek se generaron mediante el uso de modelos de simulación numérica en el yacimiento BKS y JSO sin embrago, mencionan que el último se mantendrá cerrado por falta de inversión por lo que no se considera en el Plan Provisional.

PEP señala que con la finalidad de reproducir las condiciones de presión-producción para el yacimiento BKS las características del yacimiento están basadas en los modelos geológicos donde se reprodujo la estructura del yacimiento, fallas y contactos, distribución de propiedades y el modelado de la interacción roca-fluido. Para una mayor representatividad de la interacción del flujo yacimiento-pozo, se integraron tablas hidráulicas que permiten generar múltiples escenarios.

Las principales características del modelo de simulación numérica del yacimiento se presentan a continuación:

- Construido en el año 2013
- Tamaño de malla: X=36, Y=78, Z=224
- Modelo de Doble Porosidad
- Aceite Negro
- Número de Celdas activas: 257, 193
- Tamaño de celdas (promedio)=XY=75 m y Z=1.5 m
- Combinación de acuífero físico y analítico
- Una región de equilibrio
- 1 tipo de roca predominante con curvas de permeabilidad relativa y presión capilar

En la Tabla 3 y en la Fig. 2 se presentan, respectivamente, la tabla y la gráfica del pronóstico de producción determinado por PEP para la Asignación A-0120-M-Campo Ek en un horizonte de 14 meses, debido a que la fecha efectiva del Plan Provisional podrá ser en diciembre de 2016 o enero de 2017, de acuerdo con la fecha de firma del contrato.

Tipo de hidrocarburo	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14
Aceite (mbpd)	24.84	24.28	23.74	23.19	22.67	22.15	21.18	20.74	20.31	19.86	19.49	19.12	18.19	17.77
Gas (mmpcd)	1.56	1.5	1.49	1.44	1.43	1.38	1.31	1.3	1.28	1.24	1.23	1.2	1.16	1.1

Tabla 3. Pronóstico de producción Campo Ek. (Fuente: CNH con datos de PEP).

Handwritten initials in blue ink.

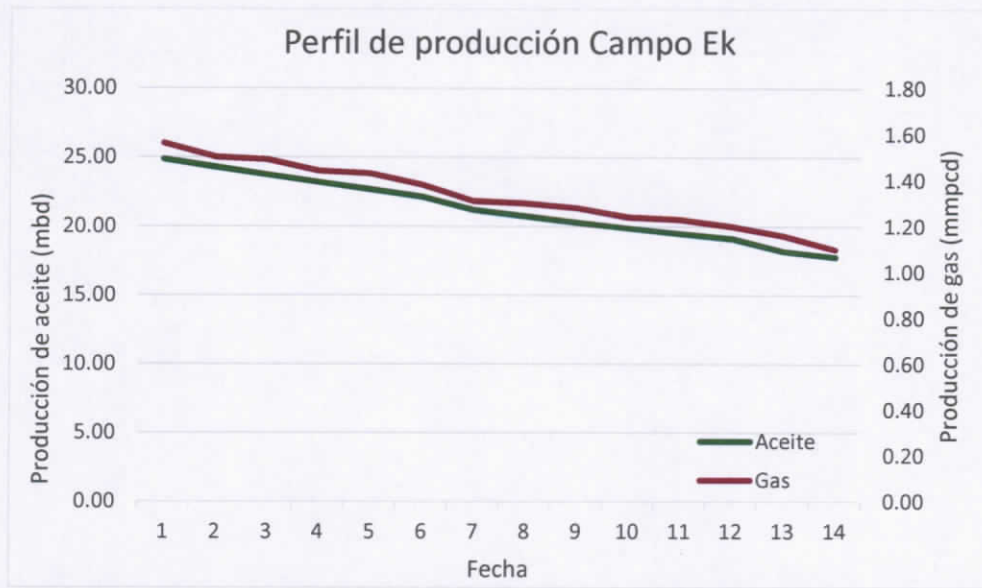


Fig. 2. Perfil de producción de la Asignación A-0120-M-Campo Ek. (Fuente: CNH con datos de PEP).

En la documentación presentada por PEP, se menciona que se contemplan 16 pozos productores para el yacimiento BKS en el Plan Provisional.

Los pronósticos de producción presentados para la Asignación A-0039-M-Campo Balam de acuerdo con PEP, fueron generados mediante el uso de modelos de simulación numérica en el yacimiento JSO y por un modelo analítico de declinación para el yacimiento BKS.

Para el modelo de simulación del yacimiento JSO, PEP menciona que las características del yacimiento están basadas en los modelos geológicos de donde se reprodujo la estructura del yacimiento, los límites (fallas y contactos de fluidos gas/aceite), la distribución de las propiedades y el modelado de la interacción roca-fluidos. Las principales características del modelo de simulación numérica del yacimiento productores se presentan a continuación:

- Construido en el año 2008
- Tamaño de malla: X=118, Y=180, Z=20
- Modelo de Simple Porosidad
- Composicional
- Número de Celdas activas: 40,498
- Tamaño de las celdas (promedio): XY=81 m y Z=5 m
- Acuífero numérico
- Una región de equilibrio

Para el yacimiento Balam BKS, PEP señala que no se tiene modelo de simulación, sin embargo, los perfiles de producción fueron realizados aplicando un modelo de declinación exponencial, tomando en cuenta el comportamiento dinámico de los pozos de esta formación e identificando las variables que mayor impacto tienen en este cálculo. Este modelo tiene las siguientes características generales:

- Modelo de declinación de tipo exponencial:  $Q_o = Q_{oi} \exp(-D(t-t_o))$
- Considera los tiempos fuera de producción de los pozos mientras son intervenidos (Frecuencia de intervención = 3 años)

Handwritten initials: RA YP H

- Límite económico mínimo de producción de 400 bpd

En la Tabla 4 y Fig. 3 se presentan, respectivamente, el pronóstico y perfil de producción determinados por PEP para la Asignación A-0039-M-Campo Balam en un horizonte de 14 meses debido a que la fecha efectiva del Plan Provisional podrá ser en diciembre de 2016 o enero de 2017, de acuerdo con la fecha de firma del contrato.

Tipo de hidrocarburo	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	Mes 14
Aceite (mbpd)	20.09	20.06	20.03	19.88	19.86	19.82	19.77	19.75	22.61	22.57	22.12	22.07	22.02	21.08
Gas (mmpcd)	5.59	5.59	5.59	5.56	5.55	5.55	5.53	5.53	6.40	6.38	6.26	6.25	6.22	6.17

Tabla 4. Pronóstico de producción Campo Balam. (Fuente: CNH con datos de PEP).

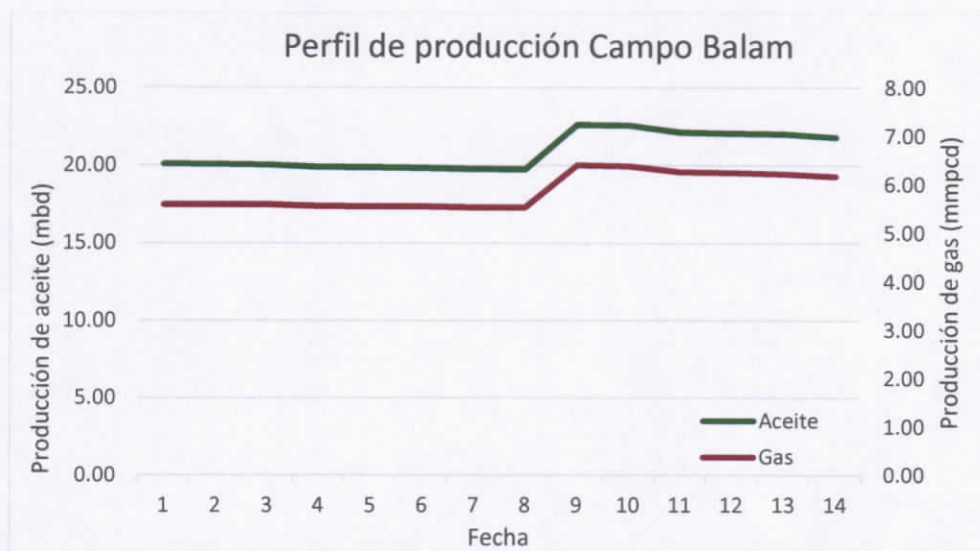


Fig. 3. Gráfico de perfil de producción Campo Balam. (Fuente: CNH con datos de PEP).

PEP hace referencia a que para el Plan Provisional sólo se contempla incrementar un pozo adicional a los actualmente produciendo para el yacimiento Balam JSO, este pozo será el Balam-33D al que se le realizará una ventana. PEP menciona que debido a la inversión limitada en el periodo del Plan Provisional, no se contempla incrementar la producción de manera considerable, sin embargo considera necesario mantener la inyección de agua en el yacimiento Balam-JSO para compensar la extracción de los pozos productores futuros.

De acuerdo a la información presentada por PEP, el objetivo de producción del Plan Provisional en la Asignación A-0120-M-Campo Ek es recuperar un volumen de 7.95 mmb de aceite y 0.50 mmpc de gas asociado. Referente a la Asignación A-0039-M-Campo Balam, el objetivo de producción del Plan Provisional es recuperar un volumen de 7.57 mmb de aceite y 2.12 mmpc de gas.

Rx JP  
H

## ***b) Metas físicas***

PEP menciona que para poder extraer los volúmenes de hidrocarburos esperados para el campo Ek durante el periodo del Plan Provisional se tiene programado llevar a cabo 1 reparación menor, así como mantenimiento a equipos e instalaciones. Para la recuperación del volumen esperado en el campo Balam, PEP menciona que se requiere la reparación mayor de 1 pozo a través de una re-entrada y 5 reparaciones menores, donde 4 serán para el mantenimiento de la producción y 1 será el reacondicionamiento del pozo inyector Balam-53, 3 reacondicionamientos de equipos BEC y una limpieza de aparejos, así como actividades de operación y mantenimiento a equipos e instalaciones.

Dentro de las actividades presentadas por PEP, se planea que en Julio de 2017 inicie la perforación del pozo Balam-99, sin embargo, aclara que su terminación concluirá en enero 2018, por lo que no se consideró como una actividad física finalizada en la documentación presentada.

Las metas físicas presentadas corresponden a las actividades físicas programadas por PEP para el periodo de duración del Plan Provisional y se detallan en el Anexo II.

## ***c) Inversiones y gastos de operación***

Para el Plan Provisional, el Asignatario estimó una inversión de \$199.88 millones de dólares, los gastos de operación estimados son de \$71.23 millones de dólares, para un total de \$271.11 millones de dólares los cuales corresponden a las erogaciones de las actividades que se describen en el Plan Provisional mismas que tendrán su impacto en la producción pronosticada, a realizar por un periodo de 12 meses a partir de la fecha efectiva.

El detalle de las inversiones y gastos de operación asociados al Plan Provisional presentado por el asignatario se presenta en el Anexo III.

## ***d) Aprovechamiento de gas***

De acuerdo con la información de PEP, la producción de gas de los campos Ek y Balam se envía al C.P. Akal-C donde se mezcla con las corrientes de hidrocarburos de diferentes campos que arriban al mismo punto, en el que se separa el aceite y el gas y este último se envía a plataformas de compresión. Finalmente, el gas es enviado a petroquímicas y para bombeo neumático.

Según el Plan Provisional, no se contemplan obras para mejorar el aprovechamiento del gas dentro de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam, debido a que con la infraestructura existente se cuenta con la capacidad del manejo de la totalidad del gas producido. Para alcanzar la meta del 96% en el año 2017 para el aprovechamiento del gas producido en las Asignaciones mencionadas PEP considera incrementar la confiabilidad de los equipos de compresión, proporcionando los mantenimientos preventivos programados. En la Tablas 5 y 6 se presentan los porcentajes programados de aprovechamiento de gas para los campos Ek y Balam respectivamente, durante la vigencia del Plan Provisional.

RA RP

	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	PROM
Porcentaje de aprovechamiento (%)	84	85	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	94

Tabla 5. Porcentajes de aprovechamiento de gas para el campo Ek. (Fuente: CNH con datos de PEP).

	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Mes 13	PROM
Porcentaje de aprovechamiento (%)	86	87	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	96	95

Tabla 6. Porcentajes de aprovechamiento de gas para el campo Balam. (Fuente: CNH con datos de PEP).

De acuerdo con PEP, la Meta de Aprovechamiento de Gas se alcanzará a través de mantenimientos preventivos programados a los equipos de compresión, lo cual incrementará la confiabilidad de dichos equipos. La Meta de Aprovechamiento de Gas alcanzará el 98% anual y se mantendrá de manera sostenida durante la ejecución del Plan de Desarrollo.

### e) Mecanismos de medición

Actualmente, la determinación de volúmenes de hidrocarburos asociados a las asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0038-M-Campo Balam se apegan a la metodología prevista en el Transitorio Séptimo de los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos.

De acuerdo con PEP, la medición de los pozos productores del campo Balam se realiza con medidores multifásicos y/o separadores de prueba dependiendo de la disponibilidad de los mismos. El porcentaje de incertidumbre es de +/- 0.3 % para el aceite y +/- 0.5% para el gas en los separadores de prueba, y de +/- 8 % en el caso de los medidores multifásicos.

PEP señala que para la medición de los pozos, la mezcla procedente de los mismos se direcciona hacia el separador de prueba o medidor multifásico, a través de un juego de válvulas y se miden independientemente por un periodo mínimo de 3 horas y un máximo de 6 horas. En el caso de usar el separador de prueba como elemento de medición, el aceite y el gas son separados, una vez estabilizadas las condiciones operativas, el elemento primario de medición cuenta con un computador de flujo donde se obtienen los resultados del líquido producido, determinando también el porcentaje de agua. En el caso del gas, PEP realiza la medición 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. La medición por pozo actual no está diseñada para transferencia de custodia. Debido a que en el separador de prueba el gas disuelto no es posible separar para la estabilización del aceite, la separación se realiza en el centro de proceso Akal-C. En la Fig. 4 se muestra un arreglo típico de la distribución de los pozos y cabezales de medición en una plataforma satélite.

En caso de utilizar un medidor de flujo multifásico, éste cuenta con un computador de flujo donde se obtienen los resultados de aceite y gas, determinando también el volumen de agua con la medición en línea del porcentaje de agua.

Actualmente, la producción de PEP es enviada por ductos a 2 baterías de separación ubicadas en las plataformas Akal-C1 y Akal-C3, donde es estabilizada y es cuantificada con sistemas de medición que

cumplen con los estándares de medición del API del MPMS, establecidas en los Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos; estos sistemas de medición de las baterías están clasificados como de Entrega/Recepción entre el APC y la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos. En estas baterías de separación y trenes de medición se mezcla y se cuantifica la producción de los campos Ek, Balam, Ixtoc y la producción parcial de los campos Sihil y Akal; la cual tiene la flexibilidad de medirse en las baterías Akal-C1 o Akal-C3.

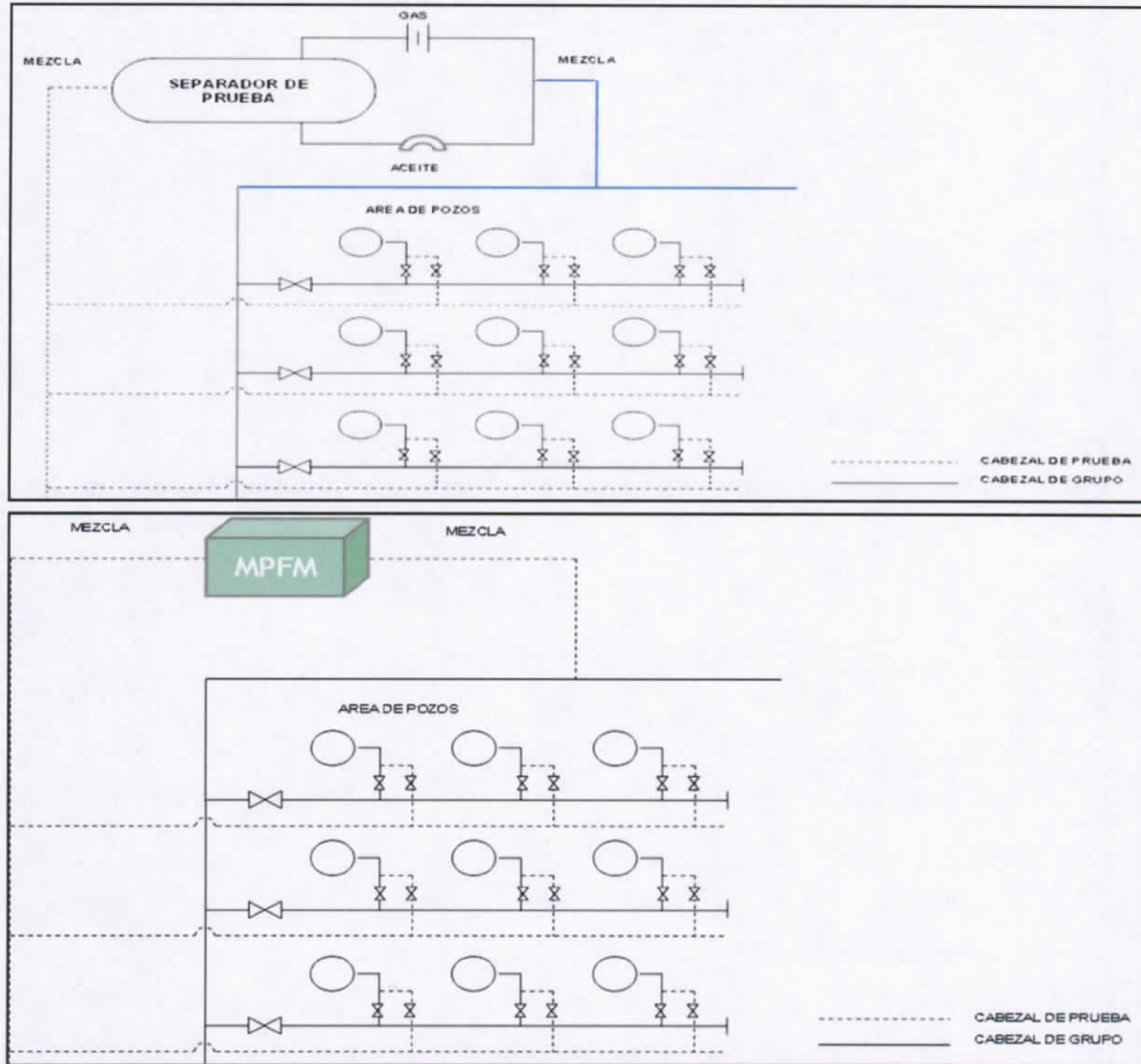


Fig. 4. Arreglo típico de medición de pozos en plataformas de las Asignaciones Ek y Balam. (Fuente: PEP).

Handwritten signature or initials in blue ink.

## IV. Administración de Riesgos

El análisis de toda la información para evaluar los elementos relacionados con la Administración de Riesgos presentados por PEP fue responsabilidad de la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA). De acuerdo con la información de PEP y con el oficio No. ASEA/UGI/DGGEERC/1041/016 (Anexo IV), el 09 de agosto del presente año la Agencia asignó a Petróleos Mexicanos, la Clave única de Registro de Regulado (en adelante, CURR) y le otorgó la Constancia de Registro de Conformación de su Sistema de Administración PEMEX-SSPA. Asimismo, ratifica que de acuerdo al Artículo TRANSITORIO SEXTO, de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la Conformación, Implementación y Autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativo y Protección del Medio Ambiente, aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos, para la autorización del Sistema de Administración de Petróleos Mexicanos a implementar en los Proyectos que se encuentran operando a la fecha de entrada en vigor de los Lineamientos mencionados, el operador deberá presentar a la Agencia en un plazo de noventa días hábiles posteriores a la notificación de la Constancia de Registro y CURR, entre otros, lo siguiente:

- Formal propuesta de la integración de sus instalaciones en Unidades de Implantación, firmada por el Director correspondiente.
- El Programa de Implementación del Sistema de Administración para cada Unidad de Implantación.

RA N° H



## V. Evaluación

La filosofía del Plan Provisional presentado por PEP, para las Áreas de Asignación campo Ek y campo Balam, asegura la continuidad operativa de producción dentro de dichas áreas.

En las Fig. 4 y 5 se observa la producción reportada desde enero de 2016 y el pronóstico de producción de aceite y de gas, respectivamente, para el campo Ek. Se puede ver que la producción esperada sigue la tenencia de declinación que presenta el campo desde junio de 2016, sin embargo, se espera que para el Plan de Desarrollo definitivo, se realicen los esfuerzos necesarios para incrementar el factor de recuperación de los yacimientos del campo.

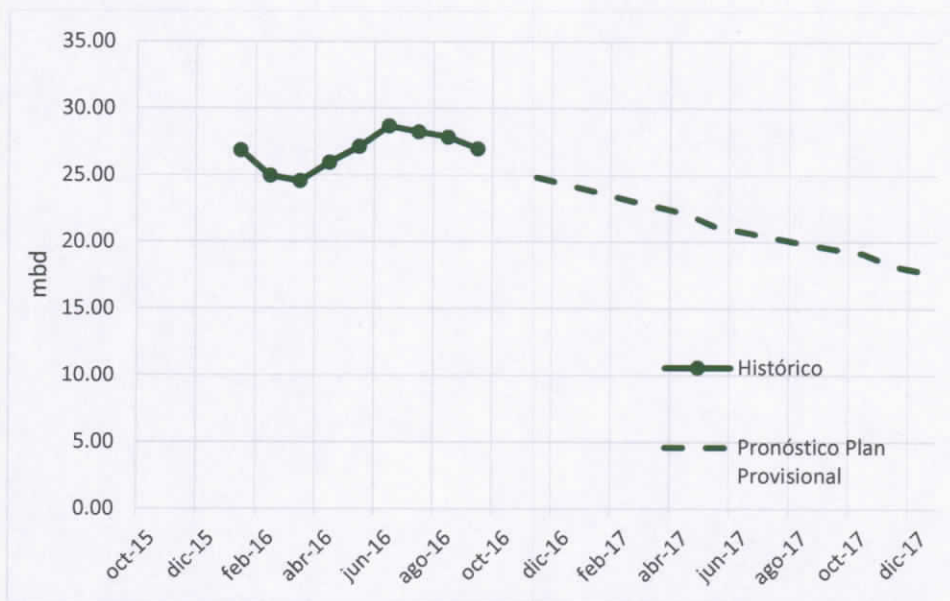


Fig. 4. Producción histórica y pronosticada de aceite del campo Ek. (Fuente: CNH con datos de PEP).

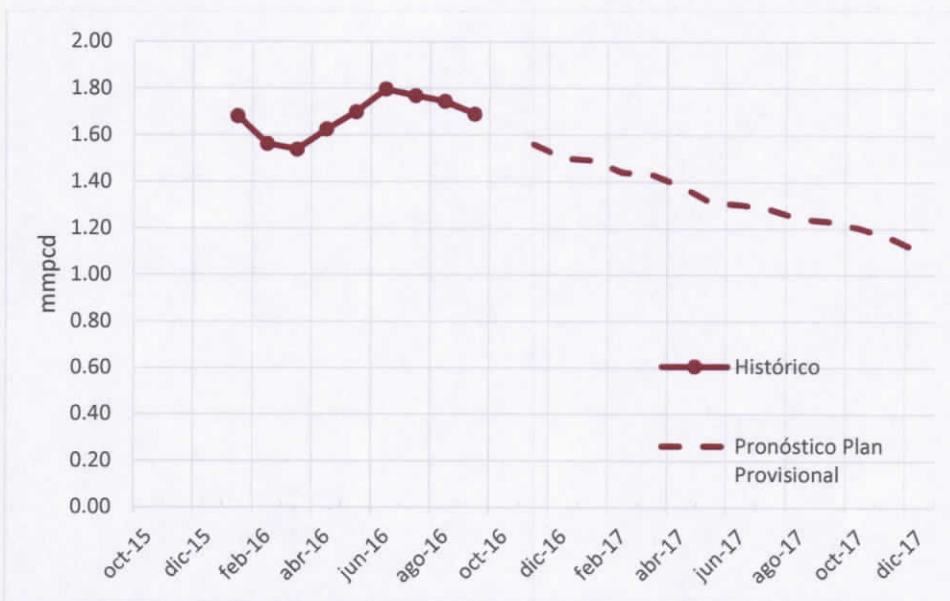


Fig. 5. Producción histórica y pronosticada de gas del campo Ek. (Fuente: CNH con datos de PEP).

RA JP

En el caso del campo Balam, PEP tuvo problemas durante 2016 con los pozos Balam-31, Balam-33 y Balam-73 debido a fallas en el equipo de Bombeo Electrocentrífugo (BEC), además de accidentes mecánicos en actividades de reparación en los pozos Balam-31 y Balam-33D. Lo anterior ha causado que la producción del campo se encuentre por debajo de la expectativa inicial, sin embargo, PEP planea realizar las intervenciones necesarias, que se observan en la Tabla 7 con el fin de regresar a los niveles de producción esperados durante la vigencia del Plan Provisional y de esta manera, asegurar la continuidad operativa de producción. La producción histórica desde enero de 2016 y el pronóstico de producción del Plan Provisional de aceite y gas se muestran en las Fig. 6 y 7, respectivamente.

Pozo	Intervención Propuesta	Beneficio (mbpd)	Comentario
Balam-33D	RMA/Ventana	2.9	Factibilidad de abrir ventana en TR 7 5/8" y continuar explotando el JSO
Balam-31	RMA/Ventana	2.2	Factibilidad de abrir ventana en TR 7 y continuar explotando el JSO
Balam-33	RME/BEC	1.8	Se requiere sustitución de equipo BEC
Balam-73	RME/BEC	1.4	Se requiere sustitución de equipo BEC

Tabla 7. Intervenciones necesarias para alcanzar los niveles de producción planeados para la asignación A-0039-M-Campo Balam. (Fuente: PEP).

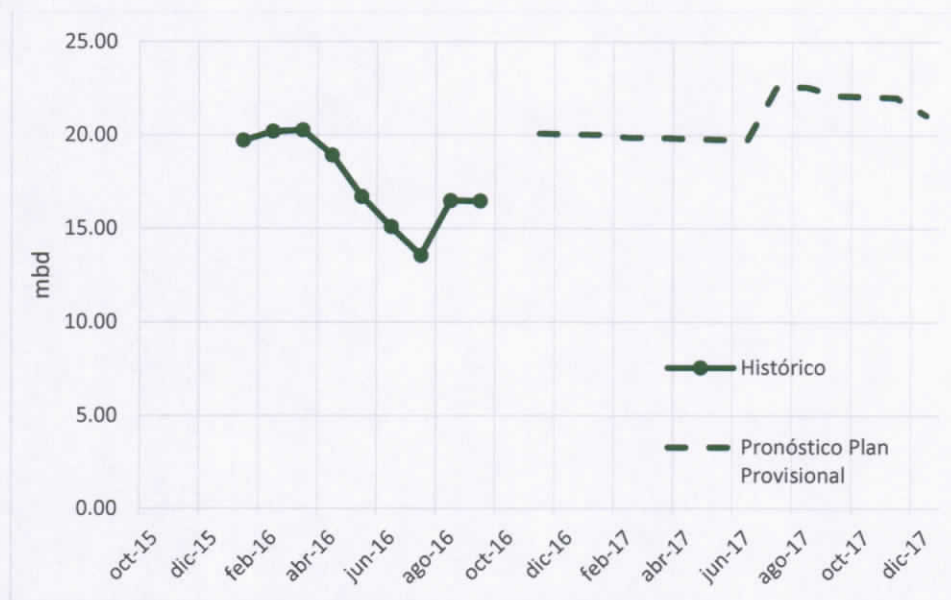


Fig. 6. Producción histórica y pronosticada de aceite del campo Balam. (Fuente: CNH con datos de PEP).

Ra TP

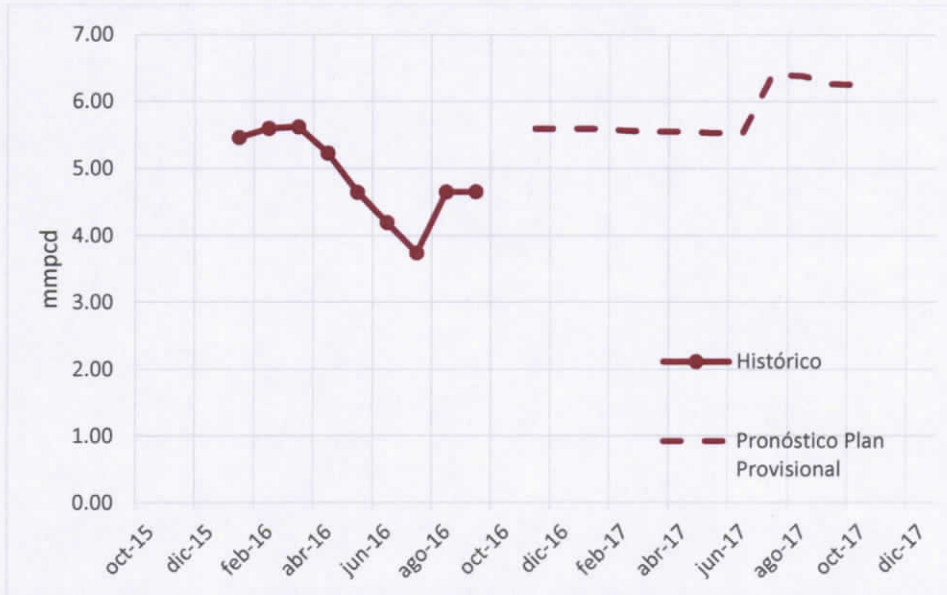


Fig. 7. Producción histórica y pronósticada de gas del campo Balam. (Fuente: CNH con datos de PEP).

De acuerdo a la información presentada por PEP, el Plan Provisional asociado a la migración de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam prevé recuperar volumen de 7.95 mmb de aceite y 0.50 mmpcd de gas asociado, en el caso del campo Ek y 7.57 mmb de aceite y 2.12 mmpcd de gas, en el caso del campo Balam. Lo anterior, representa el 0.74% del volumen original de aceite y el 0.38% del volumen original del campo Ek; mientras que para el campo Balam, el volumen a recuperar representa 0.67% del volumen original de aceite y el 0.78% del volumen original de gas.

El Plan Provisional contiene las metas físicas, inversiones y gastos de operación relacionados con la continuidad operativa de producción con el fin de mantener la misma, en este Plan presentado se estima un aumento en la producción debido a las actividades contempladas.

El Plan Provisional contempla el incremento del porcentaje de Aprovechamiento de Gas y, de acuerdo con PEP, este porcentaje alcanzará el 98% durante la ejecución del Plan de Desarrollo, apegándose a las disposiciones técnicas de aprovechamiento de gas natural asociado.

Referente a la información relacionada con los Mecanismos de Medición, la producción será determinada por PEP con la metodología aprobada en el Séptimo Transitorio de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, en tanto presenta formalmente para la revisión y en su caso aprobación de la Comisión, el Plan de Desarrollo en el que deberá presentar el programa de implementación de los Mecanismos de Medición en apego estricto a la regulación en materia de medición de hidrocarburos.

En cuanto a los Indicadores de Desempeño para el seguimiento del cumplimiento de las actividades del Plan Provisional, la Comisión hará uso de los Indicadores aplicables que se encuentran establecidos en la sección II.9 del Anexo VI de los Lineamientos, con el fin de verificar las metas de producción, de inversión y físicas establecidas por PEP en el Plan Provisional.

et 11

Previo a la ejecución de las actividades del Plan provisional, PEP deberá llevar a cabo las siguientes acciones:

1. Cumplir con las observaciones realizadas por la Agencia respecto del Sistema de Administración referidas en el oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1041/2016; y
2. Contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las actividades de Extracción de Hidrocarburos conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del Contrato para la Extracción de Hidrocarburos que en su caso suscriba PEP con esta Comisión.

KV JP

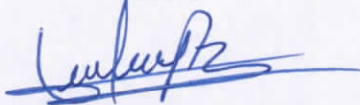
## VI. Resultado de la evaluación

De la información remitida a esta Comisión, el grupo de trabajo realizó el análisis sobre las Áreas de Asignación y observó que:

El Plan provisional presentado materia de la presente Opinión resulta técnicamente viable en atención a que las actividades propuestas permitirán dar continuidad operativa de producción al Área de las Asignaciones motivo de migración, asimismo el Plan Provisional contiene metas físicas, inversiones y gastos de operación relacionados con dicha continuidad operativa de producción y fue presentado en términos del Anexo VI *Guía para los Planes* provisionales dando cumplimiento con esto al artículo 24 de los Lineamientos. Además de lo anterior, la evaluación del Plan provisional se realizó con base en el artículo 39 de Ley de Órganos Reguladores en Materia Energética, procurando que las actividades contempladas por PEP hagan uso de tecnología adecuada para el desarrollo de las actuales áreas de Asignación, con lo cual se asegure una extracción adecuada de hidrocarburos, representando un beneficio para México.

Derivado de las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar en favor de PEP, el Plan Provisional presentado para las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam, el cual tendrá una vigencia de 12 meses a partir de la Fecha Efectiva del Contrato de Exploración y Extracción que se celebre.

Elaboró:



**ING. JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA**

Director de Dictámenes de  
Extracción

Revisó:



**ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ**

Director General Adjunto de Dictámenes de  
Extracción

Autorizó:



**ING. RAÚL ALEJANDRO HERNÁNDEZ RODRÍGUEZ**

Director General de Dictámenes de Extracción

## Anexo I. Nota Metodológica

El Plan Provisional derivado del proceso de migración de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam fue presentado a la Comisión el 9 de septiembre de 2016 y se turnó a la Dirección General de Dictámenes de Extracción, dando inicio al proceso de evaluación de dicho plan, cuyo diagrama se despliega en la Fig. 1.

El Director General de Dictámenes de Extracción designó como responsable de llevar a cabo la evaluación al que suscribe la presente opinión técnica, quien en conjunto con demás miembros de la misma Dirección, inició la revisión de la suficiencia y consistencia de información, de acuerdo con el contenido del Plan Provisional que establece el artículo 24 y el Anexo VI de los Lineamientos.

Como parte del proceso de revisión de suficiencia de información, los servidores públicos involucrados en el proceso del Plan, registraron la información faltante o inconsistente, misma que fue comunicada a PEP el 3 de octubre de 2016 a través del oficio de prevención 250.031/2016 emitido por el Titular de la Unidad Técnica de Extracción, en términos del primer párrafo del artículo 17-A de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo y del Artículo 24 de los Lineamientos.

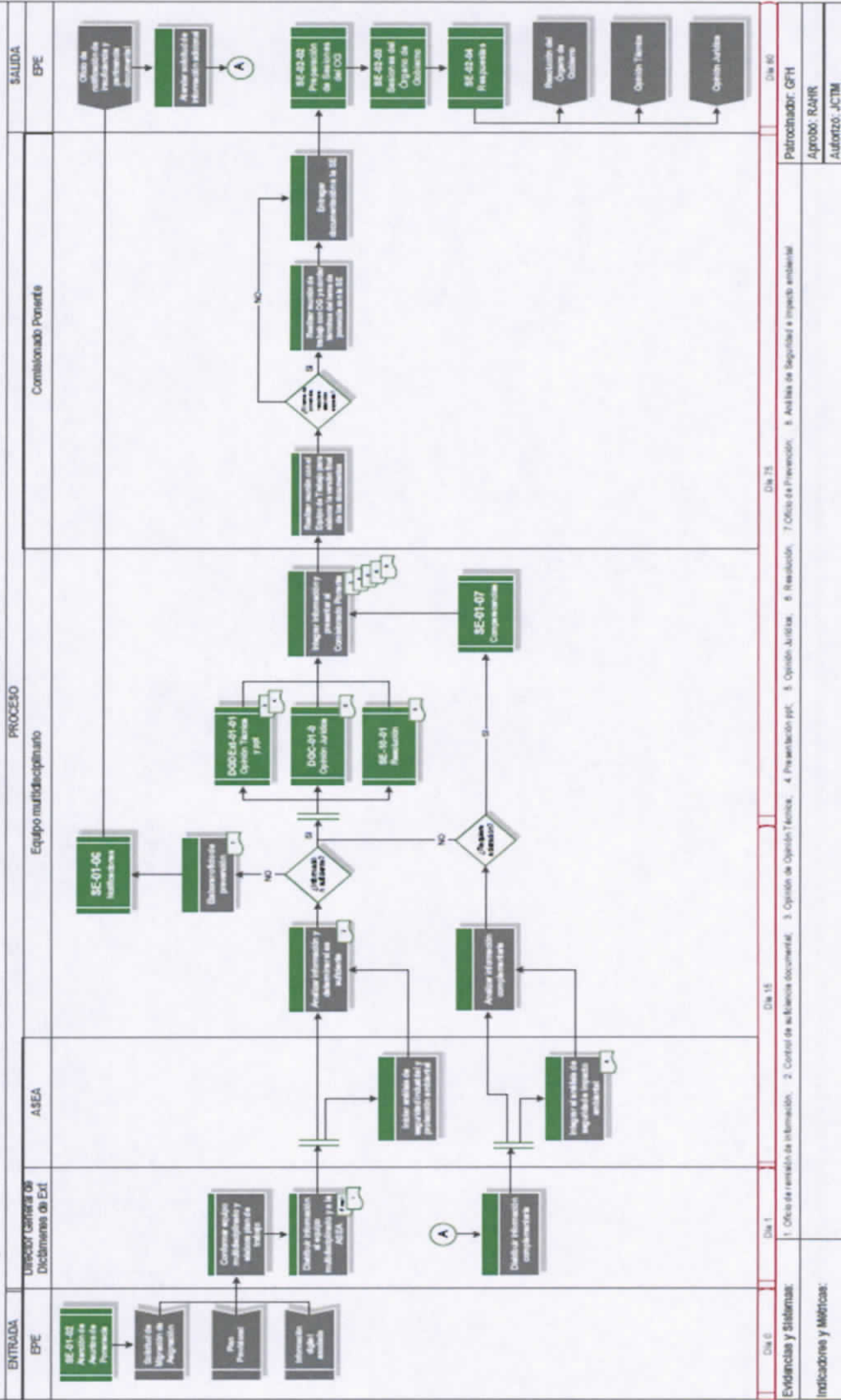
PEP presentó en desahogo a la prevención, información adicional el 24 de octubre de 2016, así como información adicional referente a los campos Ek y Balam el 18 de noviembre del mismo año. Dicha información fue nuevamente remitida y analizada, concluyendo que la información era suficiente para realizar la evaluación del Plan Provisional.

Posteriormente, se llevó a cabo el análisis e integración de la Opinión Técnica al Plan Provisional, misma que es puesta a disposición del Director General de Dictámenes de Extracción para su validación y que a su vez se somete a consideración del Comisionado Ponente y la Secretaria Ejecutiva a efectos de que ésta última cuente con los elementos necesarios para integrar el proyecto de Resolución y llevar a cabo la sesión de Órgano de Gobierno en la que se pondrá a consideración de dicho Órgano la aprobación del Plan Provisional materia de la presente Opinión Técnica.

ek JP

**Objetivo del Proceso:** Emitir la opinión técnica correspondiente al Plan Provisional que presente una Empresa Productiva del Estado derivado de la Solicitud de Migración de una Asignación Petrolera a un contrato de Exploración y Extracción.

**Reglas de Negocio:** 1. La Empresa Productiva del Estado deberá contar con una asignación. 2. La Empresa Productiva del Estado debe haber realizado el pago de arrendos.



PI IP

## Anexo II. Actividades y metas físicas

### Campo Ek

#### Actividad petrolera: Desarrollo

Sub-actividad Petrolera	Tarea	Unidad	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Total
Perforación de Pozos	Servicios de soporte.	(num.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Construcción Instalaciones	Construcción de instalaciones terrestres y marinas.	(num.)	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1
Construcción Instalaciones	Construcción y tendido de ductos.	(num.)	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1
<b>Total</b>															<b>3</b>

(Fuente: CNH con datos de PEP)

#### Actividad petrolera: Producción

Sub-actividad Petrolera	Tarea	Unidad	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Total
General	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.	(num.)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
General	Servicios de soporte.	(num.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Construcción Instalaciones	Construcción y/o adaptación de infraestructura u otras facilidades.	(num.)	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Intervención de Pozos	Intervención de Pozos para mantenimiento y rehabilitación.	(num.)	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
Operación de Instalaciones de Producción	Mantenimiento de las instalaciones de producción.	(num.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Ductos	Mantenimiento de ductos.	(num.)	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Implementación y seguimiento.	(num.)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
<b>Total</b>															<b>29</b>

(Fuente: CNH con datos de PEP)

### Campo Balam

#### Actividad petrolera: Desarrollo

Sub-actividad Petrolera	Tarea	Unidad	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Total
Perforación de Pozos	Servicios de soporte.	(num.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
	Servicios de perforación de Pozos.	(num.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1

*RH PP AK*



Intervención de Pozos	Intervención de Pozos para restauración.	(num.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
	Otras intervenciones específicas en Pozos.	(num.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
Construcción Instalaciones	Construcción y tendido de ductos.	(num.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
<b>Total</b>															<b>5</b>	

(Fuente: CNH con datos de PEP)

## Actividad petrolera: Producción

Sub-actividad Petrolera	Tarea	Unidad	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Total
General	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.	(num.)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
	Servicios de soporte.	(num.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Construcción Instalaciones	Construcción y/o adaptación de infraestructura u otras facilidades.	(num.)	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Intervención de Pozos	Intervención de Pozos para mantenimiento y rehabilitación.	(num.)	0	0	0	0	0	1	0	0	0	2	1	2	6
Operación de Instalaciones de Producción	Mantenimiento de las instalaciones de producción.	(num.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
Ductos	Mantenimiento de ductos.	(num.)	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Implementación y seguimiento.	(num.)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	12
<b>Total</b>															<b>34</b>

(Fuente: CNH con datos de PEP)

*Handwritten signature or initials in blue ink.*

### Actividad petrolera: Desarrollo

Sub-actividad Petrolera	Tarea	Unidad	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Total
Perforación de Pozos	Servicios de soporte.	(mmUSD)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.03
Construcción Instalaciones	Construcción de instalaciones terrestres y marinas.	(mmUSD)	0.00	0.00	1.73	1.10	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.84
Construcción Instalaciones	Construcción y tendido de ductos.	(mmUSD)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.95	1.95	1.95	1.95	7.80
<b>Total</b>															<b>10.67</b>

(Fuente: CNH con datos de PEP)

### Actividad petrolera: Producción

Sub-actividad Petrolera	Tarea	Unidad	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Total
General	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.	(mmUSD)	0.32	0.31	0.57	0.57	0.69	0.57	0.58	0.64	0.59	0.58	0.78	0.62	6.82
General	Servicios de soporte.	(mmUSD)	0.08	0.01	0.13	0.07	0.07	0.07	0.24	0.07	0.07	0.07	0.07	0.07	1.01
Construcción Instalaciones	Construcción y/o adaptación de infraestructura u otras facilidades.	(mmUSD)	0.26	0.05	0.02	0.06	0.02	0.02	0.07	0.20	0.13	0.09	0.20	0.02	1.12
Intervención de Pozos	Intervención de Pozos para mantenimiento y rehabilitación.	(mmUSD)	0.00	0.00	0.05	0.09	0.13	0.29	0.32	0.45	0.35	0.33	0.35	0.36	2.72
Operación de Instalaciones de Producción	Mantenimiento de las instalaciones de producción.	(mmUSD)	0.57	0.73	0.39	0.69	0.76	0.58	1.02	0.92	0.81	0.87	1.10	0.63	9.09
Ductos	Mantenimiento de ductos.	(mmUSD)	0.09	21.27	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	21.36
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Implementación y seguimiento.	(mmUSD)	0.08	0.10	0.02	0.09	0.10	0.12	0.08	0.09	0.05	0.08	0.15	0.20	1.17
<b>Total</b>															<b>43.28</b>

(Fuente: CNH con datos de PEP)

### Gastos de operación

Gastos de Operación (mmUSD)	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Total
Ek	3.33	3.33	2.91	2.91	2.91	2.91	2.91	2.91	2.91	2.91	2.91	2.91	35.79

(Fuente: CNH con datos de PEP)

*Handwritten signature/initials*

## Campo Balam

### Actividad petrolera: Desarrollo

Sub-actividad Petrolera	Tarea	Unidad	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Total
Perforación de Pozos	Servicios de soporte.	(mmUSD)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04	0.00	0.00	0.00	0.04	0.00	0.00	0.00	0.08
	Servicios de perforación de Pozos.	(mmUSD)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.91	5.91	5.91	5.91	5.91	29.57
Intervención de Pozos	Intervención de Pozos para restauración.	(mmUSD)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.55	5.55	5.55	5.55	0.00	0.00	0.00	22.19
	Otras intervenciones específicas en Pozos.	(mmUSD)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.38	2.38	2.38	2.38	0.00	0.00	0.00	9.50
Construcción Instalaciones	Construcción y tendido de ductos.	(mmUSD)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.36	4.36	4.36	4.36	17.45
<b>Total</b>															<b>78.79</b>

(Fuente: CNH con datos de PEP)

### Actividad petrolera: Producción

Sub-actividad Petrolera	Tarea	Unidad	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Total
General	Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto.	(mmUSD)	0.02	0.55	0.57	0.51	0.63	0.51	0.53	0.59	0.54	0.57	0.72	0.51	6.24
	Servicios de soporte.	(mmUSD)	0.12	0.00	0.17	0.12	0.12	0.12	0.06	0.06	0.06	0.12	0.06	0.06	1.07
Construcción Instalaciones	Construcción y/o adaptación de infraestructura u otras facilidades.	(mmUSD)	0.02	0.01	0.00	0.00	0.00	0.03	0.03	0.09	0.10	0.16	0.21	0.20	0.85
Intervención de Pozos	Intervención de Pozos para mantenimiento y rehabilitación.	(mmUSD)	0.00	0.00	0.05	0.09	0.12	7.28	0.32	0.34	0.34	15.98	2.77	2.89	30.18
Operación de Instalaciones de Producción	Mantenimiento de las instalaciones de producción.	(mmUSD)	0.41	0.45	0.58	1.03	0.82	1.17	1.01	1.16	0.94	1.02	1.39	0.84	10.81
Ductos	Mantenimiento de ductos.	(mmUSD)	0.07	16.59	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.66
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	Implementación y seguimiento.	(mmUSD)	0.02	0.09	0.07	0.11	0.10	0.19	0.08	0.17	0.14	0.12	0.08	0.15	1.33
<b>Total</b>															<b>67.14</b>

(Fuente: CNH con datos de PEP)

### Gastos de operación

Gastos de Operación (mmUSD)	Mes 1	Mes 2	Mes 3	Mes 4	Mes 5	Mes 6	Mes 7	Mes 8	Mes 9	Mes 10	Mes 11	Mes 12	Total
Balam	2.49	2.49	2.87	2.87	2.87	2.87	2.87	2.87	3.31	3.31	3.31	3.31	35.44

(Fuente: CNH con datos de PEP)

RU TP

**SEMARNAT**  
SECRETARÍA DE  
MEDIO AMBIENTE  
Y ENERGÍA NATURALES



AGENCIA NACIONAL DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y DE PROTECCIÓN AL MEDIO AMBIENTE DEL SECTOR HIDROCARBUROS  
**RECIBIDO**  
23 SEP 2016  
16:11  
DIRECCIÓN EJECUTIVA  
TEMA: *Revisión*

**ASEA**  
AGENCIA DE SEGURIDAD  
ENERGÍA Y AMBIENTE

UNIDAD DE GESTIÓN INDUSTRIAL  
**ACUSE**  
DIRECCIÓN GENERAL DE GESTIÓN DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE RECURSOS NO CONVENCIONALES  
MARÍTIMOS

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial  
Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales  
OFICIO No. ASEA/UGI/DGGEERC/1041/2016  
Ciudad de México, D.F. a. 23 de septiembre de 2016

**Asunto:** Respuesta a solicitud de opinión sobre información faltante para evaluar el programa de Administración de Riesgos.

**CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ**  
SECRETARIA EJECUTIVA DE LA  
COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS  
PRESENTE

**CNH**  
COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS  
**OFICIALIA DE PARTES**  
*Revisión*  
23 SEP 2016  
**RECIBIDO**  
Anexo  
SI  No   
HORA: *07:20 pm*

Hago referencia a su oficio No. 220.19/2016 de fecha 14 de septiembre de 2016, en el que solicita a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en lo sucesivo **AGENCIA**), el 15 de septiembre de 2016, mediante el cual, en su carácter de Secretaria Ejecutiva de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en lo sucesivo **COMISIÓN**), solicita informar a la **COMISIÓN** los faltantes y/o las inconsistencias que PEP deberá subsanar para que la **AGENCIA** a su cargo pueda realizar la evaluación del Programa de Administración de Riesgos del Plan Provisional derivado del procedimiento de migración de las Asignaciones A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M Campo Balam de Exploración y Extracción de Petróleos Mexicanos (en lo sucesivo **PEMEX**); mismo que fue turnado para su atención a la Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales de la Unidad de Gestión Industrial de la **AGENCIA**.

Al respecto, le informo que, en fecha 09 de agosto de 2016, esta **AGENCIA** asignó a la Empresa Productiva del Estado denominada Petróleos Mexicanos (en lo sucesivo **PEMEX**), la Clave Única de Registro de Regulado (en lo sucesivo **CURR**): ASEA-PEM16001C y otorgó la Constancia de Registro de la Conformación de su Sistema de Administración PEMEX-SSPA.

Por lo anterior, le ratifico que de acuerdo al Artículo TRANSITORIO SEXTO, de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la Conformación, Implementación y Autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos, (en lo sucesivo **LINEAMIENTOS**), para la autorización del Sistema de Administración de PEMEX a implementar en los Proyectos que se encuentran operando a la fecha de entrada en vigor de los **LINEAMIENTOS**, PEMEX deberá presentar ante la **AGENCIA** en un plazo de noventa días hábiles posterior a la notificación de la Constancia de Registro y CURR, entre otros, lo siguiente:

- 1. Propuesta de la Integración de sus instalaciones en Unidades de Implantación, firmada por el Director correspondiente.
- 2. Programa de Implementación del Sistema de Administración para cada Unidad de Implantación.

ASEA AGENCIA NACIONAL DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y DE PROTECCIÓN AL MEDIO AMBIENTE DEL SECTOR HIDROCARBUROS  
**RECIBIDO**  
23 SEP 2016  
16:04  
UNIDAD DE GESTIÓN INDUSTRIAL

Mejorcampo 469, Col. Nueva Anzures, Delegación Miguel Alemán, C.P. 11590, Ciudad de México

Tel +52(55) 9126 0100 ext. 13522 - [www.asea.gob.mx](http://www.asea.gob.mx)

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos también utiliza el acrónimo ASEA y las palabras "Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente" como parte de su identidad institucional

Página 2 de 2

*ex 10/11*

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y  
de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos  
Unidad de Gestión Industrial  
Dirección General de Gestión de Exploración y  
Extracción de Recursos Convencionales  
OFICIO No. ASEA/UGI/DGGEERC/1041/2016  
Ciudad de México, D.F. a 23 de septiembre de 2016

De igual forma, para los proyectos de PEMEX que se encuentren en etapa de diseño o construcción, a la entrada en vigor de los LINEAMIENTOS, PEMEX deberá presentar ante la **AGENCIA** en un plazo de noventa días hábiles posteriores a la notificación de la Constancia de Registro y CLRR, los documentos previstos en el Artículo 17 de los LINEAMIENTOS para la Autorización del Sistema de Administración a implementar en cada Proyecto, conforme a lo establecido en el Artículo TRANSITORIO SÉPTIMO.

Por lo anteriormente expuesto, es necesario que dicha Empresa obtenga de la **AGENCIA** la Autorización de su Sistema de Administración a implementar en cada Proyecto, en los términos establecidos en los LINEAMIENTOS.

Aunado a lo anterior, no omito manifestar, que en relación a la evaluación integral de la Administración de los Riesgos o el Sistema de Administración asociados a los Planes de Exploración que esta **AGENCIA** realiza de manera coordinada con la **COMISIÓN**, dichos Planes deberán incluir con el máximo nivel de detalle los elementos a los cuales hace referencia el Artículo 16 de los Lineamientos de la **COMISIÓN** que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones.

Sin otro particular, aprovecho la ocasión para enviarle un cordial saludo.

**ATENTAMENTE**  
**EL DIRECTOR GENERAL**

**ING. JUAN RAÚL GÓMEZ OBELE**

Ing. Carlos de Regales Ruiz-Ponce - Director Ejecutivo de la ASEA.  
Biol. Ulises Cardenas Torres - Jefe de la Unidad de Gestión Industrial de la ASEA.  
Ing. Raúl Hernández Rodríguez - Director General de Dictámenes de Extracción de la CNH.  
Dr. Felipe Orozco Arzate - Director General de Dictámenes de Exploración de la CNH.

Por ser yo responsable del papel, los copios de conocimiento de este asunto son remitidos vía electrónico

Página 2 de 2

en 110