



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

Opinión Técnica sobre la procedencia de la  
solicitud de Petróleos Mexicanos para la  
migración de las Asignaciones A-0033-Campo  
Ayín y AE-0027-M-Xulum-Ayín-02, a Contrato  
para la Exploración y Extracción.

Noviembre, 2016

A handwritten signature in blue ink, located in the upper right corner of the page.

A handwritten signature in blue ink, located in the lower right area of the page.

A handwritten signature in blue ink, located in the lower right area of the page.

## Contenido

CONTENIDO.....	1
I. ANTECEDENTES.....	1
II. IDENTIFICACIÓN DE LAS ASIGNACIONES A MIGRAR .....	2
III. JUSTIFICACIÓN DE LA CONVENIENCIA DE LA MIGRACIÓN PARA LA NACIÓN .....	6
A) Producción base incremental de hidrocarburos .....	11
B) Incorporación de reservas adicionales .....	15
C) 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.	16
IV. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL ÁREA .....	19
IV.1 Marco tectónico estructural .....	19
IV.2 Marco estratigráfico.....	21
IV.3 Plays establecidos y plays hipotéticos.....	21
IV.4 Resultado de los pozos perforados .....	24
V. CALIDAD, CONTENIDO DE AZUFRE Y GRADOS API DE LOS HIDROCARBUROS.....	26
VI. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE DENTRO Y ALREDEDOR DE LAS ASIGNACIONES A MIGRAR .....	26
VII. MANIFESTACIÓN DEL INTERÉS DE CELEBRAR ALIANZA O ASOCIACIÓN CON PERSONAS MORALES .....	28
VIII. ANÁLISIS.....	29
IX. OPINIÓN.....	33

## I. Antecedentes

El 11 de agosto de 2014, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación, entre otros, los decretos por los que se expedieron 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.

A partir de la entrada en vigor de las leyes referidas en el párrafo anterior, en el marco de la Ronda Cero, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) emitió los dictámenes técnico-económicos en sentido favorable sobre el Plan de Exploración y el Plan de desarrollo para la Extracción para la adjudicación de las áreas AE-0027-Xulum-Ayín-02 y A-0033-Campo Ayín respectivamente, de acuerdo con la evaluación de las capacidades técnicas, financieras y de ejecución acreditadas por Pemex.

Como parte de las 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 (en adelante, Pemex) las Asignaciones antes mencionadas 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.

Derivado de las actividades de exploración y el resultado del pozo Batsil-1, Pemex solicitó a la SENER mediante oficio PEP-DE-SAPNA-184-2016 de fecha 15 de agosto de 2016, la modificación de las Asignación AE-0027-Xulum-Ayín-02 a fin de incluir completamente el campo Batsil en la Asignación AE-0027-Xulum-Ayín-02, de manera tal que resulte posible continuar a corto y mediano plazo con las actividades de exploración y, eventualmente evaluación y desarrollo, con un enfoque integral en toda la estructura del campo.

Por lo anterior, la SENER en sus oficios 521.DGEEH.698/16 y 521.DGEEH.722/16, recibidos con fechas 5 de Septiembre de 2016 y 14 de Septiembre de 2016 respectivamente, solicitó opinión técnica a esta Comisión respecto a (i) la modificación del Anexo 1 de diversas Asignaciones, entre ellas la AE-0027-Xulum-Ayín-02; (ii) si dichas modificaciones impactan los Planes de Exploración; y (iii) la inclusión de los campos Akpul, Makech, Hap y Alux.

La SENER emitió el título de Asignación modificado AE-0027-M-Xulum-Ayín-02 el 13 de octubre de 2016, previa opinión favorable de la Comisión respecto a la modificación del Anexo I mediante la Resolución CNH.E.48.001/16 que en su Considerando CUARTO, numeral 5 señala que:

Respecto a la Asignación AE-0027-Xulum-Ayín-02, la Comisión coincide con la SENER en el sentido de que, dadas las condiciones de los campos que se incorporan, de baja materialidad, precios actuales del gas y desarrollo de campos de crudo pesado, así como restricciones en la columna geológica, estos no cuentan con las características suficientes que permitan incluirlos separadamente en una licitación del Estado. Por lo tanto, un desarrollo tipo clúster de los campos Ayín y Batsil que incluya a los campos Makech, Hap y Alux generaría una estrategia de negocio con

mayores economías de escala, dando mayor viabilidad de desarrollo a los campos en su conjunto dentro de la Asignación AE-0027-Xulum-Ayín-02.

Posteriormente, Pemex solicitó a la SENER, mediante oficio PEP-DG-364-2016 con fecha de 18 Octubre de 2016, la migración conjunta de las Asignaciones A-0033-Campo Ayín y AE-0027-M-Xulum Ayín-02 a un CEE, manifestando en la misma solicitud, el interés de celebrar una alianza o asociación con personas morales, adjuntando la información relacionada en un Anexo Único de dicho oficio en atención a las siguientes consideraciones:

1. El artículo 12 de la Ley de Hidrocarburos señala que 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).
2. El artículo 13 de la Ley de Hidrocarburos establece que para el caso de Asignaciones que migren a un CEE, Pemex podrá celebrar alianzas o asociaciones con personas morales.
3. El artículo 29, fracción VII del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos que establece la información mínima contenida en la solicitud de migración de una Asignación a un CEE.

Con base en esta información y de acuerdo a lo estipulado en el artículo 30, fracciones I y II del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, la SENER mediante oficio 522.DGCP.479/16 con fecha 09 de Noviembre de 2016 y recibido en la Comisión el mismo día; solicitó la opinión técnica de la Comisión sobre la procedencia de la solicitud de migración de las Asignaciones A-0033-Campo Ayín y AE-0027-M-Xulum Ayín-02.

En atención a dicha solicitud, la Comisión realizó un análisis de la información recibida por parte de SENER, para la emisión de la presente opinión técnica sobre la procedencia de la migración conjunta de las Asignaciones referidas anteriormente a un CEE.

## II. Identificación de las Asignaciones a migrar

Las Asignaciones que se pretenden migrar a un CEE corresponden a la A-0033-Campo Ayín y AE-0027-M-Xulum Ayín-02. Ambas ubicadas en la en la Zona Económica Exclusiva (ZEE) en aguas territoriales del Golfo de México y geológicamente en la provincia petrolera de la Cuenca del Sureste, frente al litoral centro-oriental del estado de Tabasco, en un tirante de agua que varía de 50 a 350 m y dentro del proyecto denominado por Pemex como Chalabil (Figura 1)

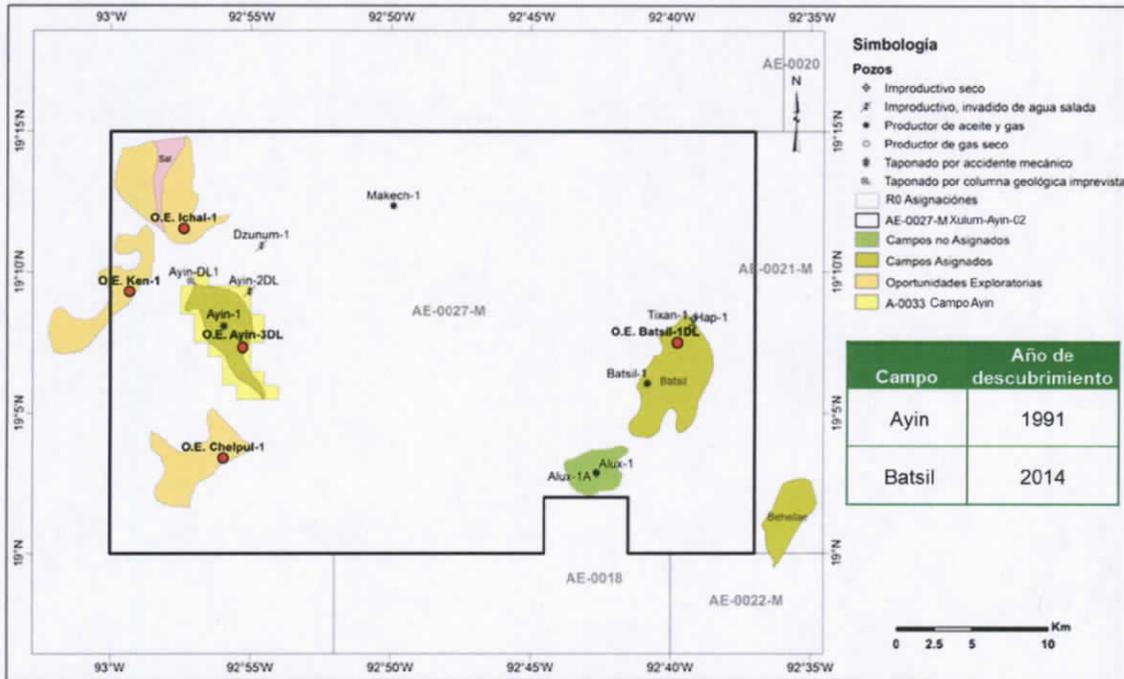


Figura 1. Mapa que muestra la ubicación de las Asignaciones A-0033-Campo Ayín y AE-0027-M-Xulum Ayín-02 a migrar conjuntamente a un CEE. (Fuente Pemex).

Estas Asignaciones cubren un área conjunta de 1,096 km<sup>2</sup>, comprendida entre los vértices indicados en la Tabla 1.

Asignación	Vértice	Latitud Norte	Longitud Oeste
AE-0027-M-Xulum-Ayín-02	1	19° 00' 00''	92° 37' 00''
	2	19° 00' 00''	92° 41' 30''
	3	19° 02' 00''	92° 41' 30''
	4	19° 02' 00''	92° 44' 30''
	5	19° 00' 00''	92° 44' 30''
	6	19° 00' 00''	93° 00' 00''
	7	19° 15' 00''	93° 00' 00''
	8	19° 15' 00''	92° 37' 00''

Tabla 1.- Coordenadas de los vértices de las Asignaciones. (Datum International Terrestrial Reference Frame 08).

Dentro de la Asignación AE-0027-M-Xulum-Ayín-02 se encuentra el área de extracción A-0033-Campo Ayín delimitada por las coordenadas que se muestran en la Tabla 2.

Asignación	Vértice	Latitud Norte	Longitud Oeste
A-0033-Campo Ayín	1	19° 10' 00"	92° 56' 30"
	2	19° 09' 30"	92° 56' 30"
	3	19° 09' 30"	92° 55' 00"
	4	19° 08' 30"	92° 55' 00"
	5	19° 08' 30"	92° 54' 30"
	6	19° 07' 30"	92° 54' 30"
	7	19° 07' 30"	92° 55' 00"
	8	19° 06' 30"	92° 55' 00"
	9	19° 06' 30"	92° 54' 30"
	10	19° 06' 00"	92° 54' 30"
	11	19° 06' 00"	92° 54' 00"
	12	19° 05' 30"	92° 54' 00"
	13	19° 05' 30"	92° 55' 30"
	14	19° 06' 00"	92° 55' 30"
	15	19° 06' 00"	92° 56' 00"
	16	19° 07' 00"	92° 56' 00"
	17	19° 07' 00"	92° 56' 30"
	18	19° 07' 30"	92° 56' 30"
	19	19° 07' 30"	92° 57' 00"
	20	19° 08' 30"	92° 57' 00"
	21	19° 08' 30"	92° 57' 30"
	22	19° 09' 30"	92° 57' 30"
	23	19° 09' 30"	92° 57' 00"
	24	19° 10' 00"	92° 57' 00"

Tabla 2.- Coordenadas de los vértices de la Asignación A-0033 Campo Ayín

Dentro de la Asignación AE-0027-M-Xulum-Ayín-02 propuesta se encuentran los campos Ayín, Batsil, Makech, Hap y Alux, este último cuenta con infraestructura de producción, el campo más cercano a la línea de costa a una distancia aproximada de 50 km al norte del puerto de Frontera, Tabasco. Adicionalmente a los campos Ayín y Batsil localizados dentro del área que se propone migrar, se han identificado oportunidades exploratorias que ofrecen un potencial de recursos prospectivos adicionales

De acuerdo con Pemex, el área correspondiente a las dos Asignaciones en cuestión cuenta con información de adquisición y procesamiento de sísmica 3D (1,735 km<sup>2</sup>), un estudio gravimétrico (1,096 km<sup>2</sup>) y un estudio magnetométrico (1,096 km<sup>2</sup>) con esta información han realizado diferentes estudios exploratorios regionales, así como de prospectos y caracterización; que condujeron a la perforación 10 pozos exploratorios, resultando 4 de ellos productores de aceite y 1 de gas (Tabla 3).



Pozo	T.A. (m)	P.T. (md)	Inicio de perforación	Fin de terminación
Alux-1	74	700	31-mar-88	20-may-88
Alux-1A	74	6350	22-may-88	19-dic-90
Ayín-1	176	6700	17-ene-91	20-sep-92
Dzunum-1	198	6457	05-oct-93	21-jul-94
Ayín-DL1	204	6422	15-nov-97	01-may-98
Makech-1	158	6710	08-mar-97	20-dic-98
Tixan-1	87	6216	08-abr-98	05-abr-99
Hap-1	87	2020	06-dic-01	02-mar-02
Ayín-2DL	202	6450	02-oct-09	15-ago-10
Batsil-1	82	5470	24-feb-14	24-mar-15

Tabla 3 Inventario de pozos perforados en la Asignación AE-0027-M-Xulum-Ayín-02

Las características de la inversión realizada a partir del año 2008 en las actividades anteriormente descritas se resumen en la Tabla 4.

Inversión total (MMDólares)	273
Pozos	271.2
Estudios pozos	1.5
Sísmica y procesados	0.3

Tabla 4. Inversión por actividad exploratoria realizada de 2000 a 2015

El Compromiso Mínimo de Trabajo (CMT) establecido en el título de la Asignación AE-0027-M-Xulum-Ayín-02, se muestra en la Tabla 5 y el programa mínimo de trabajo para la Asignación A-0033-Campo Ayín se muestra en la Tabla 6.

AE-0027-M Compromiso Mínimo de Trabajo	2015	2016	2017	Total
Estudios (núm.)	1*	1*	2	2
Procesados (km <sup>2</sup> )	368	155	155	678
Pozos (num)	0	0	1	1
Inversión Total (MMPesos)	29	38	1,619	1,686

Tabla 5. Compromiso mínimo de trabajo en la Asignación AE-0027-M-Xulum-Ayín-02

\*Estos estudios son de carácter regional y no se contabilizan dentro de la Asignación.

A-0033-M Compromiso Mínimo de Trabajo	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Perforaciones (num)	0	1	0	1	1	1	1	2	1	1	0	0
Terminaciones (num)	0	1	0	1	1	1	1	2	1	1	0	0

Tabla 6. Compromiso mínimo de trabajo en la Asignación A-0033-Campo Ayín

Específicamente, en área de la Asignación AE-0033-Campo Ayín y AE-0027-M-Xulum Ayín-02 solo se han probado con éxito los *Plays* Kimmeridgiano, Cretácico fracturado y Plioceno cuyas principales características se resumen en la Tabla 7

Nombre del <i>play</i>	Estilo estructural	Ambiente sedimentario	Pozos exploratorios que han investigado el <i>play</i>
Kimmeridgiano	Compresional, bloques expulsados asociados a tectónica salina	Rampa media	Ayín-1
Cretácico Fracturado		Cuenca	Alux-1, Ayín-1, Makech-1, Batsil-1
Plioceno	Extensional, <i>rollover</i> , tectónica salina	Sistemas deltaicos y de plataforma	Hap-1,

Tabla 7 Características de los Plays en el área de Ayín-Batsil

Al cierre de 2015 se tiene un cumplimiento mayor al 100% en los estudios exploratorios, y un cumplimiento parcial en cuanto a procesamiento sísmico. Respecto a pozos, se tiene un cumplimiento del 100% con la terminación en 2015 de los pozos Batsil-1 y en 2015 Ayín-11.

Derivado del descubrimiento del campo Batsil, se tiene contemplada la delimitación del mismo. Actualmente se realiza el procesamiento en profundidad de la sísmica existente (PSDM) para reducir la incertidumbre en la geometría de la trampa.

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

Pemex señala en la solicitud de migración que la justificación de la migración para la Nación radica en la conveniencia de compartir el riesgo en aquellos campos que, por su complejidad técnica y requerimientos de inversión para el desarrollo eficiente de los recursos, requieren de la participación de otros operadores que sumen sus capacidades técnicas, financieras y de ejecución para alcanzar un desarrollo óptimo, que garantice la generación de valor para el Estado Mexicano y para la Empresa Productiva del Estado.

Asimismo señala que dicha asociación resulta imprescindible derivado de la caída de los precios internacionales del petróleo, y plantea realizar la migración en clúster de las Asignaciones A-0033-Campo Ayín y AE-0027-M-Xulum-Ayín-02 a un Contrato para la Exploración y Extracción de hidrocarburos con socio, con el fin de acelerar el desarrollo colectivo de dichos campos que poseen características en común tales como:

- Tirantes de agua de hasta 180 metros donde se incrementan los costos de desarrollo.
- Yacimientos carbonatados y fracturados que presentan retos en su explotación eficiente.
- Calidad de los hidrocarburos similares, el A-0033-Campo Ayín de 26° API y AE-0027-M-Xulum-Ayín-02 de 20° API.
- Ambos campos se encuentran en etapas similares respecto a la cadena de valor de exploración y extracción de hidrocarburos.

- Se requiere implementar y optimizar el sistema artificial de producción así como procesos de recuperación secundaria.

En cuanto a la sinergia geográfica-operativa y gestión del riesgo, el uso compartido de instalaciones de ambos campos, permitirá reducir costos y hacer económicamente más viable el proyecto, otorgándole mayor atracción en el mercado, así como minimizar el riesgo operativo y de seguridad, salud y medio ambiente; mitigar los riesgos intrínsecos al manejo de instalaciones y demás aspectos técnicos, comerciales y de operación entre otros.

Adicionalmente, la migración de las Asignaciones mencionadas permitirá mejorar el régimen fiscal que rentabilice el proyecto para el Estado y para el consorcio.

La solicitud de migración de las Asignaciones A-0033-Campo Ayín y AE-0027-M-Xulum-Ayín-02 fue presentada atendiendo a lo establecido en el artículo 29 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos (RLH), haciendo énfasis en los siguientes elementos:

- *Presenta el escenario base e incremental de producción base e incremental de Hidrocarburos, desglosada en Petróleo, Gas Natural Asociado, Gas Natural no Asociado y condensados; en el que el incremento en la producción de hidrocarburos del escenario incremental depende de los recursos de inversión (CAPEX) y costos de operación (OPEX) para el proyecto; lo que se ve reflejado en actividades adicionales de perforación, terminación y reparación de pozos respecto al escenario base. Lo anterior conforme a la fracción II, inciso (a) del artículo referido.*
- *Las Asignaciones en comento poseen volúmenes importantes de recursos prospectivos y reservas de hidrocarburos, por lo que la migración contribuirá a impulsar la actividad exploratoria y acelerar el desarrollo de dichos campos, que se traduce en la reclasificación e incorporación de reservas derivado de las actividades exploratorias y de perforación adicionales a las consideradas en el escenario base, en atención a lo establecido en el apartado (b) del artículo 29 del RLH.*
- *El escenario incremental de los gastos, costos, e inversiones con respecto al escenario base, es proporcional al incremento en la producción y al factor de recuperación; además de otros beneficios por economía de escala.*

Aunado a lo anterior, se advierte que la realización de diversos estudios geológico-geofísicos, que a su vez han derivado en la perforación de pozos exploratorios han logrado el descubrimiento de los campos de aceite en el Mesozoico, así como la identificación de oportunidades exploratorias. La configuración estructural del Mesozoico (cima del Cretácico) muestra el potencial en cuanto a estructuras presentes en el área, Figura 2.



Handwritten signature in blue ink.

Handwritten initials 'AS' in blue ink.

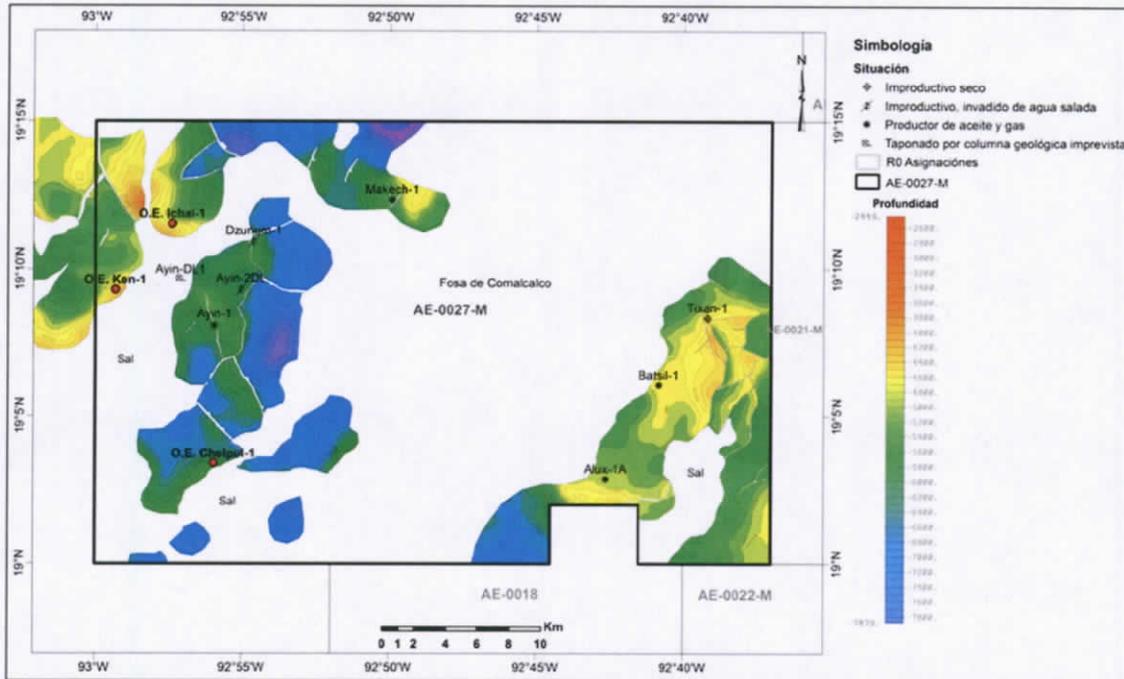


Figura 2 Marco estructural del Cretácico en el área de la AE-0027-M-Xulum-Ayín-02. Plegamientos sutiles en la porción sureste (campos Batsil y Alux) y anticlinales fallados nucleados por sal y bloques rotados en el occidente (campo Ayín).

El descubrimiento más reciente en el área a nivel Mesozoico es el campo Batsil (2015), el cual se localiza en la parte oriental de la Asignación y corresponde a una estructura sutil en un bloque parcialmente desconectado del Pilar de Akal conformando un alineamiento estructural NE-SW con el campo Alux y limitado al noroeste por la Fosa de Comalcalco, donde estas secuencias están ausentes.

Por otra parte, con el apoyo de la información sísmica con procesamiento en profundidad (PSDM), en el occidente del área se tienen identificadas 3 oportunidades exploratorias (Ichal-1, Ken-1 y Chelpul-1) con un recurso potencial importante. Todas estas oportunidades tienen como objetivo los plays Cretácico Fracturado y Kimmeridgiano que resultaron productores en el campo Ayín. La Figura 3, Figura 4 y 5 muestran información sísmica asociada a la geometría de dichas oportunidades exploratorias, y cuya información general y ubicación se presentan en la Tabla 8 y Figura 6 respectivamente.

*F. V. [Signature]*

*[Handwritten signature]*

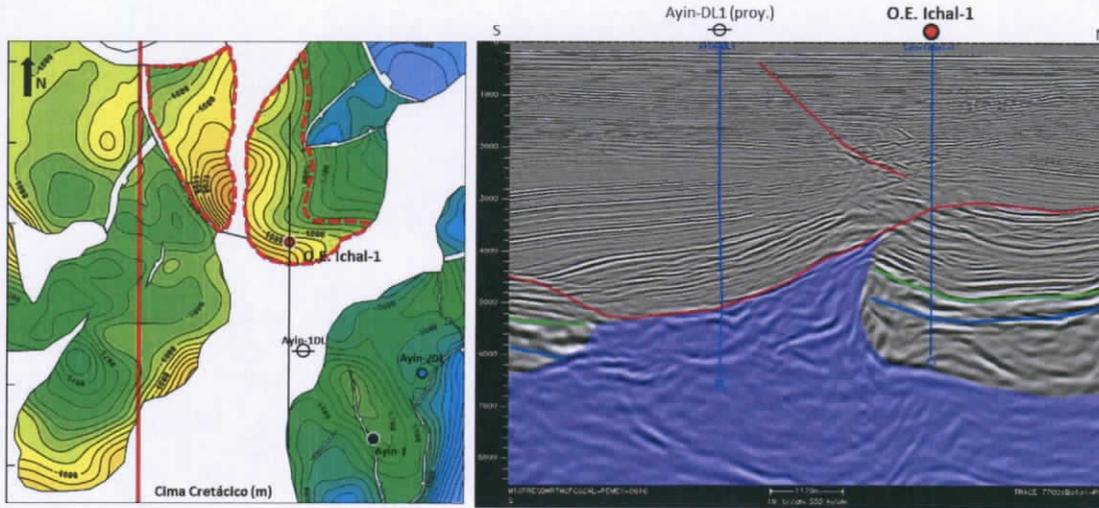


Figura 3 Oportunidad exploratoria Ichal-1. Recurso medio estimado de 73 MMbpc y Pg de 35 %.

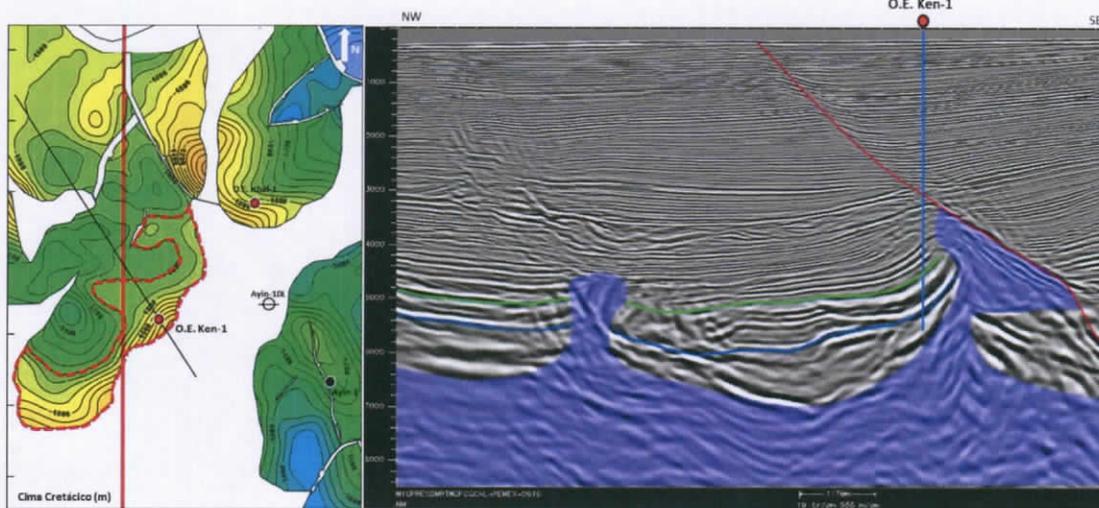


Figura 4 Oportunidad exploratoria Ken-1. Recurso medio estimado de 81 MMbpc y Pg de 37 %.

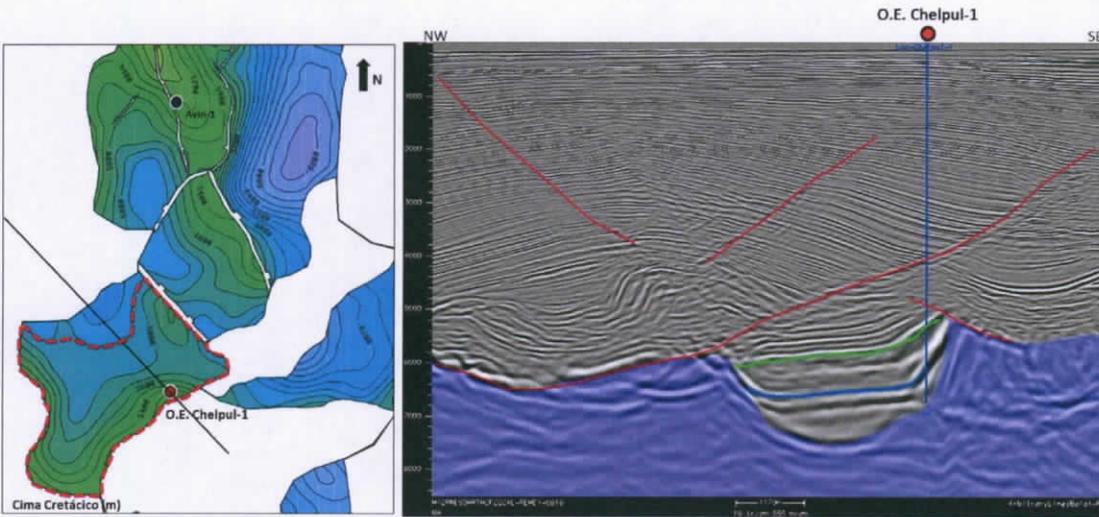


Figura 5 Oportunidad exploratoria Chelpul-1. Recurso medio estimado de 70 MMbpc y Pg de 35 %.

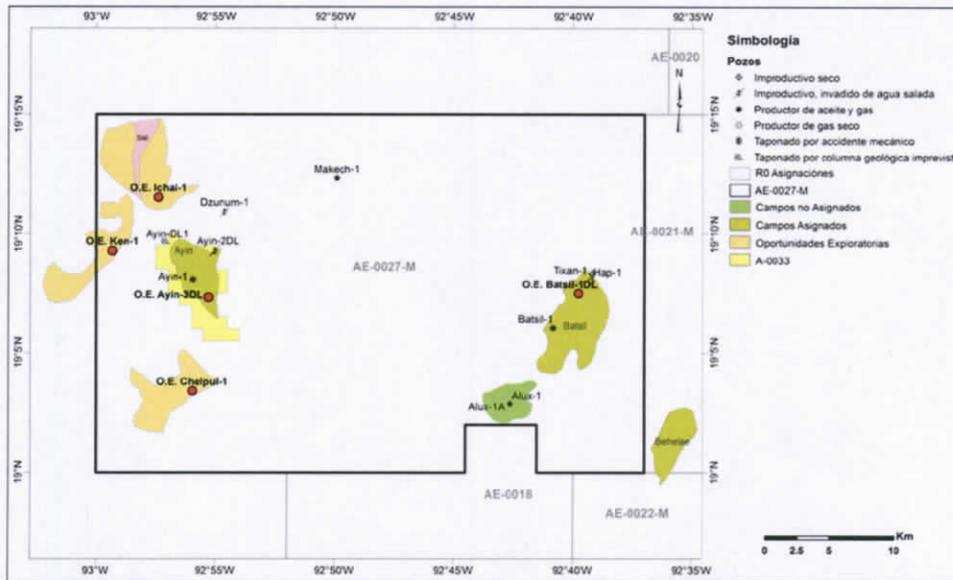


Figura 6 Ubicación de las oportunidades exploratorias en la Asignación AE-0027-M-Xulum-Ayín-02.

Oportunidad	Percentil	Recurso (MMBPCE)	Fracción aceite (MMB)	Fracción de condensado (MMB)	Fracción de gas (MMMPC)	Recurso medio (MMBPCE)	Pg (%)
Ichal-1	P90	18	17	0	6	73	35
	Media	73	68	1	22		
	P10	156	146	2	46		
Ken-1	P90	26	23	0	8	81	37
	Media	81	75	1	28		
	P10	162	150	2	56		
Chelpul-1	P90	18	16	0	5	70	35
	Media	70	65	1	22		
	P10	148	140	2	49		

Tabla 8 Distribución de recursos prospectivos por tipo de hidrocarburo.

Pemex está considerando la adquisición de sísmica 3D WAz (Azimut Amplio) en toda el área propuesta a migrar, debido a que se requiere mejorar la imagen sísmica del subsuelo para reducir la incertidumbre en la definición de las oportunidades exploratorias ya que éstas se encuentran afectadas por tectónica salina.

En cuanto a la perforación de pozos exploratorios, para el año 2019 se considera la perforación de una localización exploratoria, para definir un probable potencial adicional en algunas estructuras identificadas cercanas al campo Ayín, Figura 6. Los resultados de ese pozo exploratorio podrían influir en el diseño de la infraestructura y Plan de Desarrollo para la Extracción de dicho campo.

Con la finalidad de continuar con la evaluación de los campos Ayín y Batsil; así como dar mayor certidumbre al planteamiento del desarrollo de los mismos se propone perforar 2 pozos

delimitadores (1 para cada campo), ya que estos permitirán mejorar el entendimiento de la distribución y calidad de la roca almacén, de la calidad y grados API de los aceites, así como la productividad de los yacimientos.

El cronograma de trabajo base asociado a la actividad antes descrita se presenta en la Tabla 9.

Concepto	Cant.	2017				2018				2019				2020			
		T1	T2	T3	T4												
Sísmica 3D Waz (Adquisición y procesado)	1096 km <sup>2</sup>																
Pozos Exploratorios*	1																

Concepto	Cant.	2017				2018				2019				2020			
		T1	T2	T3	T4												
Pozos Delimitadores	2																

\* Requieren equipo S/S

Tabla 9 Cronograma de actividades Estrategia Exploratoria

De acuerdo a las características geológicas, Pemex apunta que los campos Ayín y Batsil pueden desarrollarse con 26 pozos de extracción.

### A) Producción base incremental de hidrocarburos

#### Escenario Base

El escenario base de producción de la Asignación A-0033-Campo Ayín se estableció en el marco de la denominada Ronda Cero. Este escenario contemplaba la perforación y terminación de 9 pozos de desarrollo en el horizonte 2016 – 2034, además de la ejecución de 12 reparaciones menores, la construcción de una plataforma y la instalación de un oleoducto de 24 km. Las actividades físicas consideradas en este escenario se observan en la Tabla 10.

Metas físicas (número)	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	Total
Pozos de desarrollo (Terminación)		1		1	1	1	1	2	1	1			9
Reparaciones menores							2	1		3	4	2	12
Plataformas			1										1

Tabla 10. Metas físicas del Escenario Ronda Cero. (Fuente: Pemex)

Las actividades anteriores estaban encaminadas a recuperar un volumen de aceite de 85.7 mmb, así como un volumen de gas de 20.15 mmpc, iniciando producción en el año 2016 a través del pozo Ayín-11, el cual fue perforado en el año 2015, sin embargo, no produce actualmente. El pico de producción de este escenario esta pronosticado en el año 2024 con una producción promedio de 27.1 mbd y 6.37 mmpcd. El perfil de producción determinado por Pemex para el escenario Ronda Cero del campo Ayín se presenta en la Tabla 11 y en la Figura 7.

Tipo de hidrocarburo	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Aceite (mbpd)	1.52	2.6	8.31	14.52	18.65	20.65	23.71	26.36	27.12	23.42
Gas (mmpcd)	0.36	0.61	1.95	3.41	4.38	4.85	5.57	6.19	6.37	5.5

Tipo de hidrocarburo	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	TOTAL
Aceite (mbpd)	18.27	14.22	11.07	8.62	6.08	4.19	3.06	2.06	0.47	85.74 mmb
Gas (mmpcd)	4.29	3.34	2.6	2.03	1.43	0.99	0.72	0.48	0.11	20.75 mmpc

Tabla 11. Pronóstico de producción de aceite y gas Escenario Ronda Cero. (Fuente: PEP)

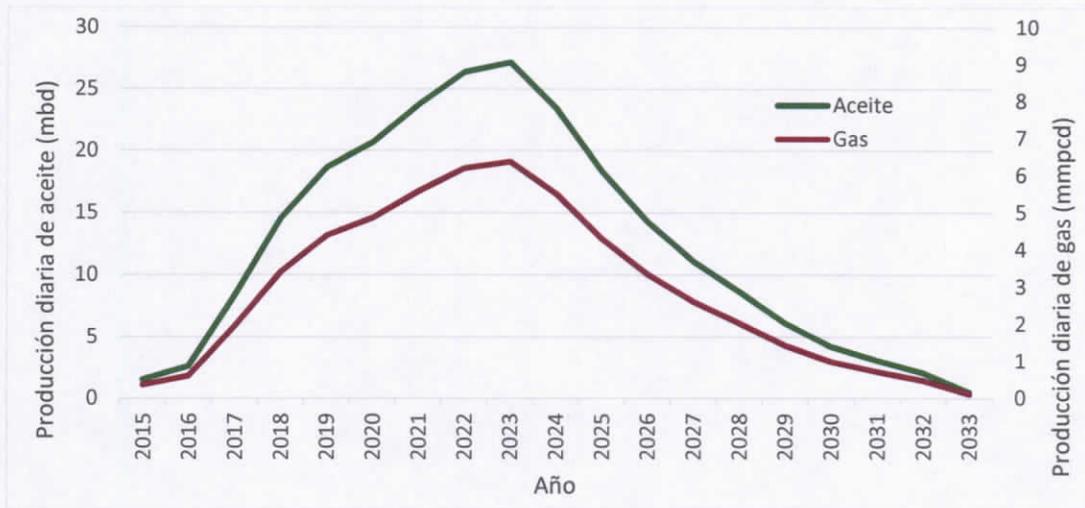


Figura.7 Pronóstico de producción de aceite y gas, Escenario Ronda Cero. (Fuente: CNH con datos de Pemex)

### Escenario Incremental

El Escenario Incremental de producción de la Asignación A-0033-Campo Ayín fue presentado por Pemex a través de la solicitud de migración. Este escenario contempla la perforación y terminación de 16 pozos de desarrollo en el horizonte 2018-2039, además de la ejecución de 29 reparaciones menores, la construcción de dos plataformas y la instalación de dos oleogasoductos, el primero con una longitud de 2.9 km y el según con una longitud de 26 km. Las actividades físicas consideradas en este escenario se observan en la Tabla 12.

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

Metas físicas (número)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Pozos de desarrollo (Terminación)			1	2	3	3	3	2	2		
Reparaciones menores							1	2	3	3	4
Plataformas	1	1									

Metas físicas (número)	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Total
Pozos de desarrollo (Terminación)								16
Reparaciones menores	4	5	3	4				29
Plataformas								2

Tabla 12. Metas físicas del Escenario Incremental. (Fuente: Pemex)

De acuerdo con la información presentada por Pemex, las actividades anteriores están encaminadas a recuperar un volumen de aceite de 139.53 mmb, así como un volumen de gas de 41.33 mmpcd, iniciando producción en el año 2020. El pico de producción de este escenario está pronosticado en el año 2026 con una producción promedio de 51.17 mbd y 15.13 mmpcd. El perfil de producción determinado por Pemex para el Escenario Incremental del campo Ayín se presenta en la Tabla 13 y en la Figura. 8.

Tipo de hidrocarburo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Aceite (mbpd)	1.88	9.69	23.34	33.56	42.98	50.09	51.17	44.91	37.09	29.66
Gas (mmpcd)	0.54	2.82	6.93	9.96	12.69	14.83	15.13	13.32	10.99	8.80

Tipo de hidrocarburo	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	TOTAL
Aceite (mbpd)	22.71	16.60	10.94	7.40	0	0	0	0	0	139.53 mmb
Gas (mmpcd)	6.76	4.85	3.18	2.35	0	0	0	0	0	41.33 mmpcd

Tabla 13. Pronóstico de producción de aceite y gas Escenario Incremental. (Fuente: Pemex)



Figura 8 Pronóstico de producción de aceite y gas, Escenario Incremental. (Fuente: CNH con datos de Pemex)

Aunado a lo anterior, el Escenario Incremental de la solicitud de migración presentada por Pemex incluye el desarrollo del campo Batsil, el cual fue descubierto con el pozo Batsil-1 que concluyó su perforación en marzo de 2015 en la Asignación AE-0027-M-Xulum-Ayín-02. Este campo tiene un volumen de reservas 3P certificadas al 1 de enero de 2016 de 281.05 mmbpce. La estrategia de desarrollo planteada por Pemex para el campo Batsil contempla la terminación de 10 pozos de desarrollo en el horizonte 2018 – 2039, además de la ejecución de 28 reparaciones menores, la construcción de 2 plataformas y la instalación de dos oleoductos, el primero con una longitud de 2.7 km y el segundo con una longitud de 6.9 km. Las actividades físicas consideradas para el desarrollo del campo Batsil se muestran en la Tabla 14.

Metas físicas (número)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Pozos de desarrollo (Terminación)				3	4	2	1				
Reparaciones menores								3	4	1	2
Plataformas	2										

Metas físicas (número)	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Total
Pozos de desarrollo (Terminación)								10
Reparaciones menores	3	4	1	2	3	4	1	28
Plataformas								2

Tabla 14. Metas físicas para el desarrollo del campo Batsil. (Fuente: Pemex)

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

De acuerdo con la solicitud de migración, las actividades a realizar en el campo Batsil están encaminadas a recuperar un volumen de aceite de 71.75 mmb, así como un volumen de gas de 12.02 mmmpc, iniciando producción en el año 2021. El pico de producción de está pronosticado en el año 2024 con una producción promedio de 24.11 mbd y 3.84 mmpcd. El perfil de producción determinado por Pemex para el desarrollo del campo Batsil se presenta en la Tabla 15 y en la Figura 9.

Tipo de hidrocarburo	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Aceite (mbpd)	5.55	16.59	22.65	24.11	21.39	18.35	15.69	13.19	11.27	9.58
Gas (mmpcd)	0.88	2.74	3.74	3.84	3.60	2.88	2.60	2.22	1.71	1.60

Tipo de hidrocarburo	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	TOTAL
Aceite (mbpd)	8.10	6.77	5.76	4.95	4.19	3.32	2.08	1.80	1.13	71.75 mmb
Gas (mmpcd)	1.33	1.00	1.00	1.00	0.92	0.73	0.60	0.38	0.15	12.02 mmmpc

Tabla 15. Pronóstico de producción de aceite y gas Escenario Incremental. (Fuente: Pemex)

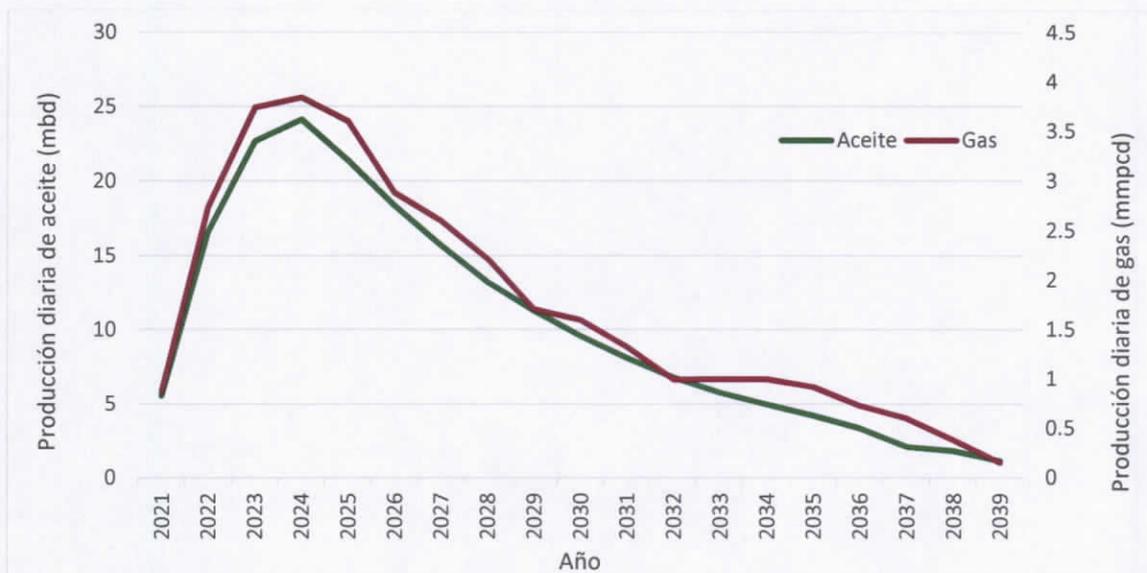


Figura.9 Pronóstico de producción de aceite y gas, campo Batsil. (Fuente: CNH con datos de Pemex)

## B) Incorporación de reservas adicionales

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

Respecto a la incorporación de reservas en la Asignación AE-0027-M- Xulum-Ayín-02, se contempla la perforación de una localización exploratoria en el año 2019 en el oeste del área, cercana al campo Ayín, en donde se tienen identificadas las tres oportunidades exploratorias (Ichal-1, Chelpul-1 y Ken-1). La definición de la misma estará en función a la nueva información sísmica 3D WAz y a los resultados del pozo delimitador del campo Ayín. De acuerdo al estado de conocimiento actual y calidad de información sísmica con que se cuenta, a dichas oportunidades se les ha evaluado una probabilidad de éxito geológico en un rango de 35 a 37%.

Con base a la información sísmica actual, la geometría de la trampa en las tres oportunidades exploratorias presenta el mismo nivel de incertidumbre debido a la complejidad estructural del área. No obstante, en cuanto a la calidad de la roca almacén de acuerdo a los modelos sedimentarios actuales, las oportunidades Ichal-1 y Chelpul-1 podrían tener las características más favorables, similares al campo Ayín. Cabe señalar que la calidad de la roca almacén en esta área depende en gran medida del fracturamiento, el cual es necesario para mejorar de manera importante la porosidad y por lo tanto la calidad del yacimiento.

Adicionalmente, al 1° de enero del 2016, para el campo Ayín-k se certificó un volumen original de 684.2 MMB de aceite y 201.72 MMMPC de gas, considerando un factor de recuperación esperado de 27.9% de aceite y gas, con una reserva 3P estimada de 190.89 MMB de aceite y 56.27 MMMPC de gas, para un un total de 201.41 MMBPCE, Figura 10, para el campo Batsil se certificó un volumen original de 335.88 MMB de aceite y 54.5 MMMPC de gas, considerando un factor de recuperación de 23.01% de aceite y 22.94% de gas, con una reserva 3P estimada de 77.3 MMB de aceite y 12.5 MMMPC de gas, dando un total de 79.64 MMBPCE.

En el escenario de incorporación de reservas se pretende perforar una localización exploratoria. Las oportunidades exploratorias identificadas se encuentran en el área Oeste de la Asignación AE-0027-M- Xulum-Ayín-02 , cercanas al Campo Ayín y tienen como objetivos los plays Cretácico fracturado y Kimmeridgiano, productores en dicho campo. En términos generales, estructuralmente estas oportunidades consisten de bloques formados en minicuenas por evacuación de sal, que posteriormente fueron rotados y plegados por contracción provocando estructuras nucleadas o limitadas por sal y fallamiento, que actúa como sello lateral de las mismas. Los volúmenes asociados estimados para cada oportunidad se muestran en la Tabla 16.

Reserva a reclasificar MMBPCE	Tirante de agua (m).	Profundidad media (m).
Ayín-3DL	105	6,700
Batsil-1DL	53	5,800

Tabla 16 Reservas posibles en los campos Ayín y Batsil.

- C) 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.

El incremento de actividades descrito anteriormente, de conformidad con lo establecido por Pemex, conlleva a un incremento en el monto de gastos de operación comparando el escenario base y el escenario incremental. Al respecto, Pemex señala que estima el gasto de operación considerando los perfiles de producción de aceite y gas pronosticados a lo largo de la vida productiva de los campos.

El escenario incremental conlleva a un aumento en el monto de gastos de operación comparado al escenario base considerando los perfiles de producción de aceite y gas pronosticados a lo largo de la vida productiva de los campos. Al respecto, Pemex manifestó que realizó evaluaciones económicas (CAPEX y OPEX), lo cual dio como incremento un gasto operacional. El comparativo de gastos de operación del escenario base comparado con los del escenario incremental, se presenta a continuación<sup>1</sup>. Figura 10 y 11.

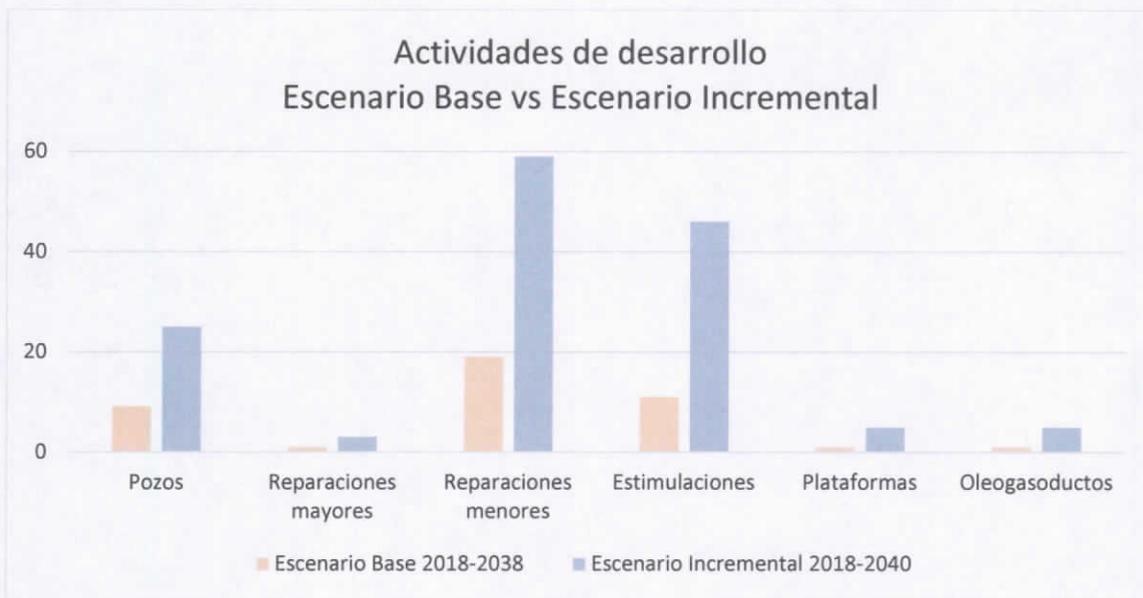


Figura 10 Comparativo escenario base vs escenario incremental

<sup>1</sup> Se realiza con la información con la que Pemex manifiesta realizó evaluaciones económicas de tales escenarios (Tablas III.49 y III.52 incluidas en la sección III.6 Evaluación económica de la solicitud), que para el escenario base señalan un CAPEX de 831 mmUSD y un OPEX de 628 mmUSD; y para el escenario incremental, un CAPEX de 2,435 mmUSD y un OPEX de 1,766 mmUSD.

Lo anterior se apunta, en virtud de que esta DGEED detectó que en la solicitud presentada por Pemex, se distinguen distintos montos respecto al OPEX y CAPEX de los escenarios base e incremental. Por ejemplo, en las Tabla III.17 y III.18 se establece un gasto operativo en escenario base por 186.96 mmUSD y en escenario incremental de 431.60 mmUSD. En el Anexo 11 se obtiene para el escenario base un CAPEX de 823 mmUSD y un OPEX de 282 mmUSD; y en el escenario incremental un CAPEX de 2,643 mmUSD y un OPEX de 644 mmUSD.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*

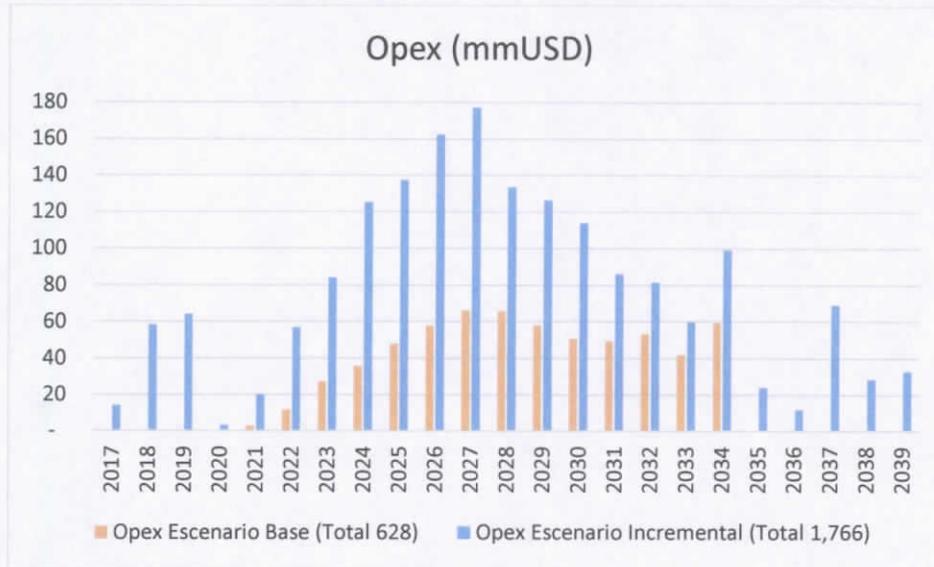


Figura 11 Comparativo Opex escenario base (Total 628) vs Opex escenario incremental (Total 1,766)

El incremento de actividades descrito anteriormente, de conformidad con lo establecido por Pemex, conlleva además un incremento en el monto de inversiones comparando el escenario base y el escenario incremental. El comparativo de inversiones del escenario base contra el incremental, se presenta a continuación:

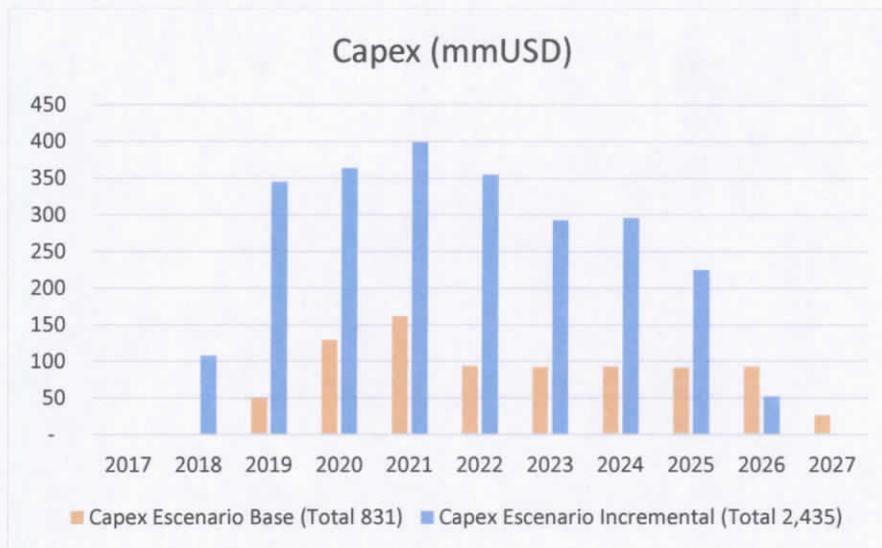


Figura 12 Comparativo Capex escenario base (Total 831) vs Capex escenario incremental (Total 2,435)

De lo anterior, se observa que el incremento de las inversiones sería proporcional al escenario incremental y a las actividades asociadas al desarrollo del volumen de hidrocarburos.

#### IV Escenarios de precios utilizados

Pemex indicó que los precios de aceite y gas que utiliza, corresponden a un escenario medio de precios, bajo tal escenario el precio promedio de los hidrocarburos en el período 2020-2039, son: aceite 58.62 USD/b y gas 4.16 USD/mpc. Gráficamente, los precios por hidrocarburo durante el citado período se presentan a continuación en la Figura 13.

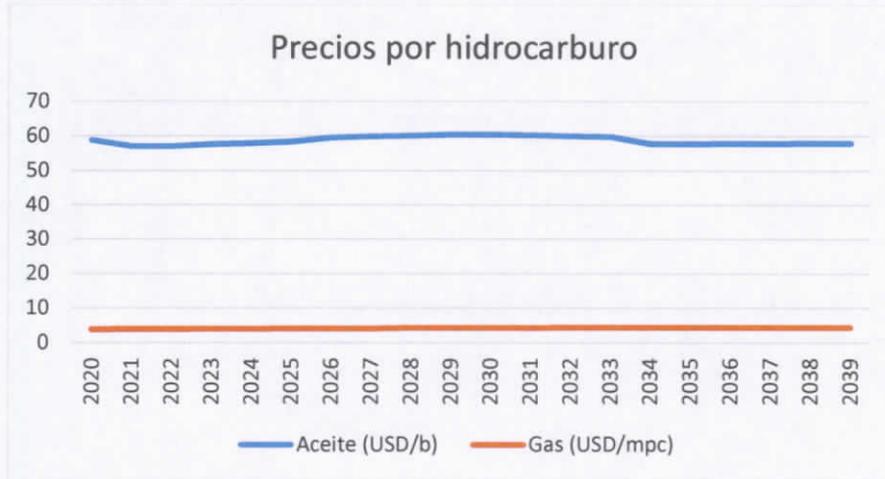


Figura 13 Precios de hidrocarburos.

#### IV. Características geológicas del área

##### IV.1 Marco tectónico estructural

Geológicamente, las Asignaciones de aguas someras se localizan en la parte oriental de la provincia Salina del Istmo y la porción marina de la provincia Pilar Reforma-Akal; las cuales conforman las Cuencas del Sureste, principal provincia productora de hidrocarburos del país, Figura 14.

Específicamente, las Asignaciones AE-0027-M-Xulum-Ayín-02 y A-0033-Campo Ayín se ubican en la porción sureste de la provincia Salina del Istmo, principalmente en la sub-cuenca de Comalcalco cuyo origen está asociado a la carga de sedimentos y evacuación de sal. Estructuralmente esta área se caracteriza por diapiros, paredes, lengüetas, toldos de sal y minicuenas entre cuerpos salinos. Las rocas mesozoicas y paleógenas están estructuradas ya sea por plegamiento y fallamiento con dirección principalmente noreste-suroeste y vergencia hacia el noroeste o por rotación de capas en los pedestales de los diapiros salinos; mientras que en el Terciario se presentan estructuras dómicas asociadas a masas salinas, fallas lítricas con inclinación al noroeste que afectan incluso hasta el Mesozoico y fallas lítricas contra-regionales con inclinación al sureste, Figura 15.

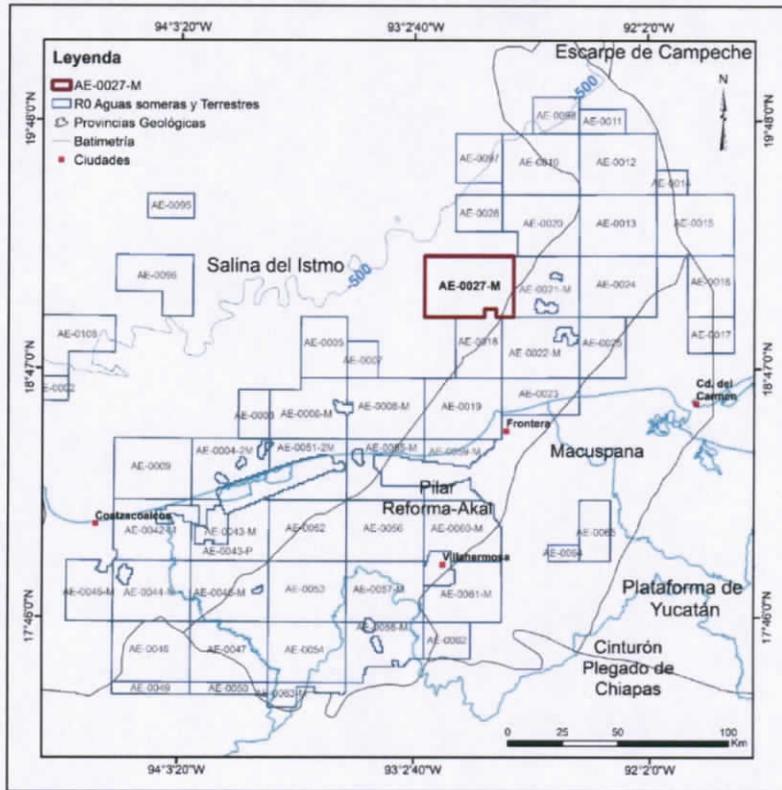


Figura 14 Ubicación regional de las Asignaciones AE-0027-M-Xulum-Ayín-02 y A-0033-Campo Ayín. Geológicamente se ubica en la porción marina de las Cuencas del Sureste, principal provincia productora de hidrocarburos del país.

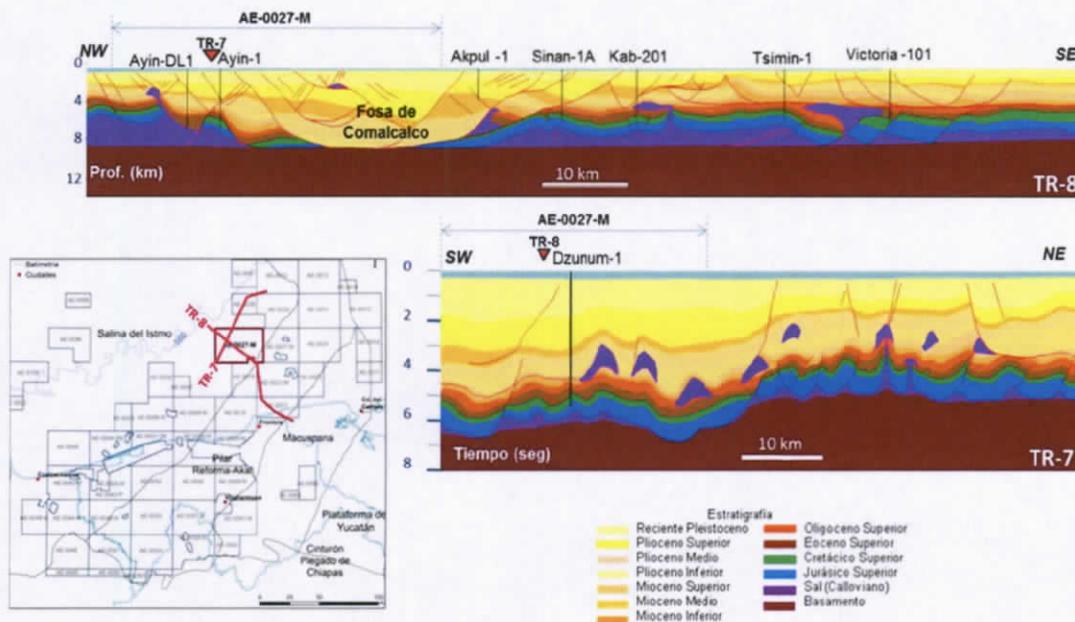


Figura 15 Estilos estructurales en el área de las Asignaciones AE-0027-M-Xulum-Ayín-02 y A-0033-Campo Ayín. Se caracterizan por presentar estructuras asociadas principalmente al evento compresivo de edad Mioceno, redeformadas por tectónica salina y extensional.

## IV.2 Marco estratigráfico

Se ha establecido que la columna estratigráfica regional de la provincia Petrolera Sureste cubre discordantemente un basamento descrito como granitoides y esquistos del Paleozoico, que forman parte de una corteza continental adelgazada que conforman horst, grabens y medios grabens producidos durante la apertura del Golfo de México. Esta columna inicia con depósitos sedimentarios de lechos rojos provenientes de la erosión del basamento y rocas volcánicas, que fueron depositados durante el Triásico Tardío y Jurásico Temprano. Sobre estos sedimentos continentales se acumularon gruesos depósitos de sal debido a la evaporación de aguas marinas que invadieron la cuenca rift durante el Bajociano-Bathoniano.

En la parte superior del Oxfordiano, se ha identificado el depósito de calizas ricas en materia orgánica de cuenca que se reconocen como rocas generadoras de hidrocarburos en esta área, así como capas delgadas de grainstones oolíticos de rampa, que transicionalmente pasan hacia la Plataforma de Yucatán y el Cinturón Plegado de Chiapas, a secuencias siliciclásticas costeras, evaporíticas y continentales.

Bajo este esquema de distribución de facies, el área de las Asignaciones AE-0027-M-Xulum-Ayín-02 y A-0033-Campo Ayín se encuentran en la rampa media-externa donde podría esperarse acumulación de ooides y bioclastos retrabajados con buenas posibilidades como roca almacén.

## IV.3 Plays establecidos y plays hipotéticos

En la Provincia Petrolera Sureste se han definido 8 plays, 7 establecidos y 1 hipotético; de los *plays* establecidos 4 se encuentran en el Mesozoico, los cuales son los principales productores de hidrocarburos de la región: Oxfordiano, Kimmeridgiano, Cretácico Fracturado y el Cretácico Superior Brecha. A nivel Terciario se encuentran los otros 3 *plays* establecidos: Paleoceno-Eoceno, Mioceno y el Plioceno. El *play* hipotético es el Pre-Oxfordiano, que puede encontrarse a profundidades que varían desde los 5,000 hasta los 10,000 metros, en el cual se visualiza un potencial adicional.

### IV.3.1 Plays Kimmeridgiano

El *play* Kimmeridgiano es el segundo en importancia en el área de las Asignaciones AE-0027-M-Xulum-Ayín-02 y A-0033-Campo Ayín, en el cual el pozo Ayín-1 resultó productor de aceite de 26 °API. A continuación se menciona una breve descripción de los elementos del sistema petrolero para este *play*:

**Roca almacén.** - En la Provincia Petrolera Sureste, la roca almacén por excelencia está constituida por facies de bancos oolíticos que corresponden a packstone-grainstone de ooides y dolomías con sombras de ooides, depositadas en un paleoambiente de borde externo, frente de bancos y rampa interna a rampa media, cuyos espesores aproximadamente varían de 50 m a más de 300 m. Las litofacies de frente de banco representadas por wackestone a packstone de peloides e intraclastos ligeramente dolomitizados, con intercalaciones de lutitas, corresponde a flujos de escombros que pueden presentar un buen potencial almacenador.

La distribución de porosidad para la roca almacén, sigue el alineamiento regional de las litofacies oolíticas interpretadas en la provincia geológica Pilar Reforma-Akal, con valores del orden del 10% promedio, siendo para este play la zona más favorable como roca almacén. En dicho alineamiento de bancos oolíticos, que litológicamente corta además una secuencia de mudstone dolomitizado, es donde se ubican la mayoría de los campos en desarrollo con valores de producción muy importantes. No obstante, hacia la zona de rampa interna, posiblemente la dolomitización afectó la porosidad ya que ésta disminuye hasta el 4%, por lo que en esas zonas la presencia de fracturas es factor importante para mejorar la permeabilidad 4%, por lo que en esas zonas la presencia de fracturas es factor importante para mejorar la permeabilidad.

La Figura 16 muestra un esquema de la distribución de facies dentro de la columna sedimentaria del Jurásico Superior Kimmeridgiano, con base en su posición con respecto a la línea de costa o hacia condiciones más profundas.

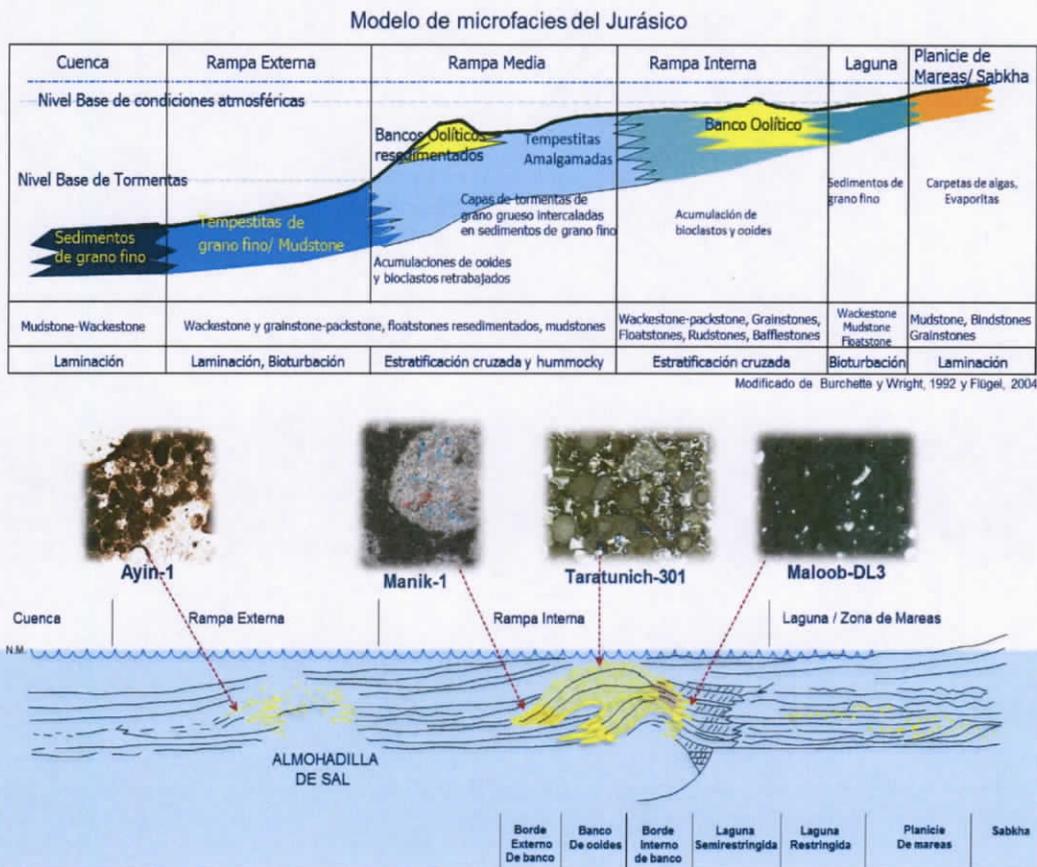


Figura 16 Perfil esquemático del modelo sedimentario para el play Kimmeridgiano. La AE-0027-M-Xulum-Ayín-02 se ubica en la rampa media-externa con posibles depósitos de ooides y bioclastos reabajados

**Sello.** - La roca sello superior para el yacimiento del Jurásico Superior Kimmeridgiano, está representada por una secuencia litológica arcillo-carbonatada con abundante presencia de materia orgánica, propia del Jurásico Superior Tithoniano. Lateralmente el sello está constituido por los cambios de facies y/o los cierres estructurales naturales de las trampas.

**Trampa.** - De acuerdo con el marco tectónico estructural, la parte oriental del área de la Asignación AE-0027-M-Xulum-Ayín-02 se ubica en la provincia Pilar Reforma-Akal, la cual es la más importante del país ya que casi toda la producción de aguas someras se localiza en ella. Esta provincia consiste de un alto estructural afectado por plegamiento y fallamiento, enmarcado y delimitado por las fallas de Comalcalco, Frontera y Macuspana. En este alto estructural se ubica la franja oolítica del play Kimmeridgiano que se desarrolló de suroeste a noreste en una rampa carbonatada e influenciada por el movimiento temprano de la sal.

**Roca generadora.** - La roca generadora es del Jurásico Superior Tithoniano y se encuentra ampliamente distribuida en toda el área del Proyecto. El espesor promedio generador es de 200 m y está constituida por unidades de mudstone arcilloso y de dolomías microcristalinas arcillosas. Las vías de migración principales están asociadas a las fallas, dando una comunicación franca de los hidrocarburos generados en los focos maduros para acumularse en las trampas del Kimmeridgiano.

#### IV.3.2 Play Cretácico Fracturado

Actualmente este play es el de mayor importancia en el área de las Asignaciones AE-0027-M-Xulum-Ayín-02 y A-0033-Campo Ayín, por ser donde se localizan las reservas de los campos descubiertos.

**Roca Almacén.**- Está representada principalmente por carbonatos fracturados del Cretácico Inferior y Cretácico Medio, aunque en ocasiones incluye carbonatos limpios del Cretácico Superior. En el área de la Asignación AE-0027-M-Xulum-Ayín-02, está constituido principalmente por mudstone a wackestone de bioclastos, con porosidad secundaria y con microfracturas selladas por calcita en ocasiones parcialmente abiertas, con microlaminaciones de lutita.

En el área de la Asignación AE-0027-M-Xulum-Ayín-02, está constituido por mudstone-wackestone gris claro, arcilloso en partes de aspecto cretoso, con porosidades secundarias en fracturas con impregnación de aceite pesado; en algunas partes se presenta parcialmente dolomitizado, con escasas microfracturas selladas por calcita, nódulos de pedernal negro y gris oscuro.

En el pozo Batsil-1, ubicado en el oriente de la Asignación AE-0027-M-Xulum-Ayín-02, el Cretácico Superior resultó productor en el intervalo 4950-4995 m el cual está constituido principalmente por mudstone-wackestone de foraminíferos en partes recristalizado, con porosidad secundaria intergranular y en microfracturas, con impregnación de aceite y materia orgánica. La evaluación petrofísica de la zona donde se ubica el intervalo productor refleja una porosidad media del 7% y relación neto/bruto del 68%, dichas características petrofísicas como roca almacén hacen de este pozo un buen análogo geológico del play para el área de la Asignación.

**Sello.**- La roca sello del Cretácico Superior la constituyen lutitas bentoníticas y margas del Paleoceno que tienen una distribución regional y un espesor que varía de 100 a 300 m. Adicionalmente, se ha observado que en toda el área la secuencia del Paleógeno es muy arcillosa y su espesor es de varios cientos de metros, por lo que se le considera un sello efectivo.

**Trampa.**- Las trampas presentes en el play Cretácico Fracturado son de tipo estructural, se interpreta que su origen se debe al evento compresivo Chiapaneco, que tuvo su máxima expresión del Mioceno Temprano hasta principios del Plioceno Temprano, dando origen al plegamiento de toda la carpeta sedimentaria del Mesozoico y Paleógeno, conformando una serie de sinclinales y anticlinales limitados por fallas inversas, llegando incluso a formar cabalgaduras tectónicas con nivel de despegue en la sal autóctona.

En el área de las Asignaciones AE-0027-M-Xulum-Ayín-02 y A-0033-Campo Ayín, se han identificado bloques aislados de rift del Mesozoico nucleados por remanentes de sal autóctona localizados dentro de la Fosa de Comalcalco y zonas con ausencia del Mesozoico como consecuencia del rift mencionado que dio origen a la formación de dicha fosa. Posteriormente, durante el Plioceno, la tectónica gravitacional asociada con los grandes volúmenes de sedimentación segmentaron las estructuras contraccionales formándose profundos depocentros en los cuales sedimentos neógenos descansan estratigráficamente sobre los depósitos presalinos del Jurásico medio-Inferior Figura

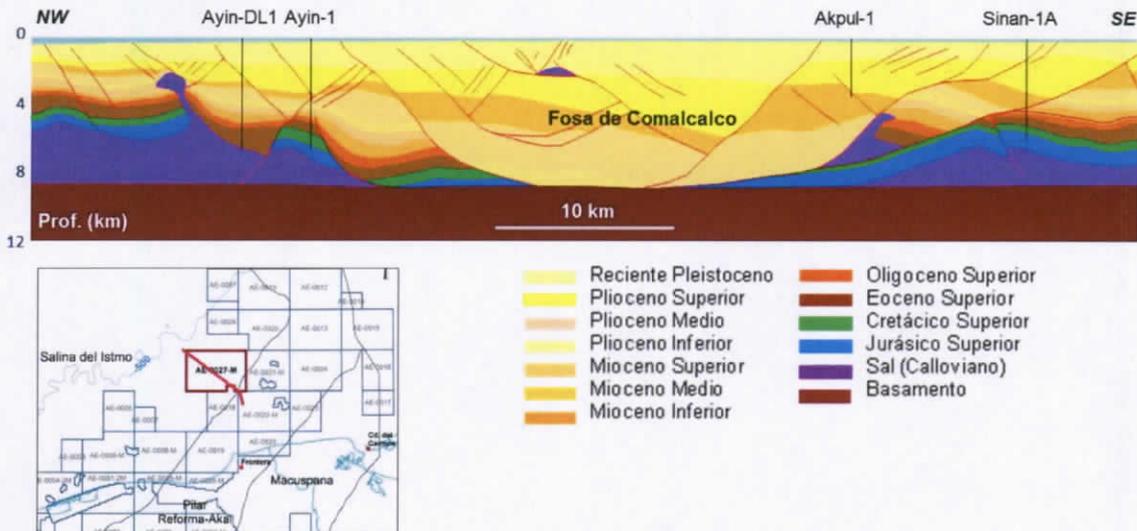


Figura 17 Trampas estructurales del play Cretácico Fracturado en el área de las Asignaciones AE-0027-M-Xulum-Ayín-02 y A-0033-Campo Ayín.

**Roca generadora.-** La roca generadora es del Tithoniano y se encuentra ampliamente distribuida en toda el área del Proyecto. El espesor promedio generador es de 200 m y está constituida por unidades de mudstone arcilloso y de dolomías microcristalinas arcillosas. Las vías de migración principales están asociadas a las fallas que conectan los focos de generación con las trampas y por migración vertical directa desde la roca generadora con las secuencias almacén inferiores del play Cretácico Fracturado.

**IV.4 Resultado de los pozos perforados**

Dentro del área de las Asignaciones solicitadas para realizar la migración a Contratos de Exploración y Extracción se han perforado 10 pozos exploratorios, cuya información general se resume en la Tabla 17. Asi como tambien se muestran las columnas geologicas de los pozos Ayín-1 y Batsil-, el primero que corto edades desde el Reciente Pleistoceno al Jurásico superior kimmeridgiano (Tabla 18) y el segundo corto del Reciente al Jurásico superior Tithoniano (Tabla 19).

Pozo	Resultado	Gravedad °API	Objetivos	Año de perf.
Alux-1	Taponado por accidente mecánico	--	--	1988
Alux-1A	Productor de aceite	28	Cretácico Medio	1990
Ayín-1	Productor de aceite	25*	K y JSK*	1992

*R. W. / 12*

*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

Dzunum-1	Improductivo, invadido de agua salada	--	K y JSK	1994
Ayín-DL1	Taponado por columna geológica imprevista	--	K y JSK	1998
Makech-1	Productor de aceite	18	Cretácico	1998
Tixan-1	Pozo improductivo seco	--	K y JSK	1999
Hap-1	Pozo productor de gas seco	Gas seco	Terciario	2002
Ayín-2DL	Improductivo, invadido de agua salada	--	K y JSK	2010
Batsil-1	Productor de aceite	20	Cretácico	2015

Tabla 17 Relación de pozos perforados en el área Ayín-Batsil

Edad	Cima (mvmbr)	Base (mvmbr)	Espesor (m)
Reciente-Pleistoceno	Fondo Marino	2725	2725
Mioceno Superior	2725	3630	905
Mioceno Medio	3630	4200	570
Mioceno Inferior	4200	4540	340
Oligoceno Superior	4540	4650	110
Oligoceno Medio	4650	4720	70
Oligoceno Inferior	4720	4780	60
Eoceno Superior	4780	4935	155
Eoceno Medio	4935	5055	120
Eoceno Inferior	5055	5325	270
Paleoceno Superior	5325	5355	30
Paleoceno Inferior	5355	5365	10
Cretácico Superior	5365	5394	29
Cretácico Medio	5394	5605	211
Cretácico Inferior	5605	6065	460
Jurásico Superior Tithoniano	6060	6255	190
Jurásico Superior Kimmeridgiano	6255	6700	445
Profundidad Total	6700		

Tabla 18 Columna geológica del pozo Ayín-1

Edad	Cima (mvmbr)	Base (mvmbr)	Espesor (m)
Reciente-Pleistoceno	Fondo marino	3505	3505
Plioceno Superior	3505	4570	1065
Plioceno Medio	Ausente	--	--
Plioceno Inferior	Ausente	--	--
Mioceno Superior	Ausente	--	--
Mioceno Medio	Ausente	--	--
Mioceno Inferior	Ausente	--	--
Oligoceno Superior	Ausente	--	--
Oligoceno Medio	Ausente	--	--
Oligoceno Inferior	Ausente	--	--
Eoceno Superior	Ausente	--	--
Eoceno Medio	4570	4630	60
Eoceno Inferior	4630	4740	110
Paleoceno Superior	4740	4790	50
Paleoceno Inferior	4790	4810	20
Cretácico Superior	4810	5005	195
Cretácico Medio	5005	5148	143
Cretácico Inferior	--		
Jurásico Superior Tithoniano	--		
Profundidad Total	5148		

Tabla 19 Columna geológica del pozo Batsil-1

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

Considerando que Pemex cuenta con análisis PVT de los pozos productores dentro de las Asignaciones se muestra a continuación la calidad de los hidrocarburos por Asignación y yacimiento. Tabla 20 y 21.

A-0033-M - Campo Ayín	
Formación	K
Fluido	Aceite y Gas Natural Asociado
°API	25.5
Poder calorífico (BTU/pc)	1609.2
H <sub>2</sub> S/ CO <sub>2</sub> (%)	0.026 / 1.95

Tabla 20 Calidad de hidrocarburos del Campo Ayín-K

Campo Batsil contenido en AE-0027-M -Xulum-Ayín-02	
Formación	K
Fluido	Aceite y Gas Natural Asociado
°API	20
Poder calorífico (BTU/pc)	1423.3
H <sub>2</sub> S/ CO <sub>2</sub> (%)	2.22 3.06

Tabla 21 Calidad de hidrocarburos del Campo Batsil

## VI. Descripción de la infraestructura existente dentro y alrededor de las Asignaciones a migrar

Dentro de las Asignaciones A-0033-Campo Ayín y AE-Ayín-0027-M se encuentra la Plataforma tipo Trípode Alux-1A con un oleogasoducto de 10"Ø x 0.5 km que interconecta con el oleogasoducto (L-341) de 20"Ø x 22 km que va desde la Válvula de Fondo Perdido (VFP) hacia la plataforma Enlace Litoral, como se observa en la Figura 118 la cual no se considera para uso dentro del alcance incremental de estas Asignaciones.

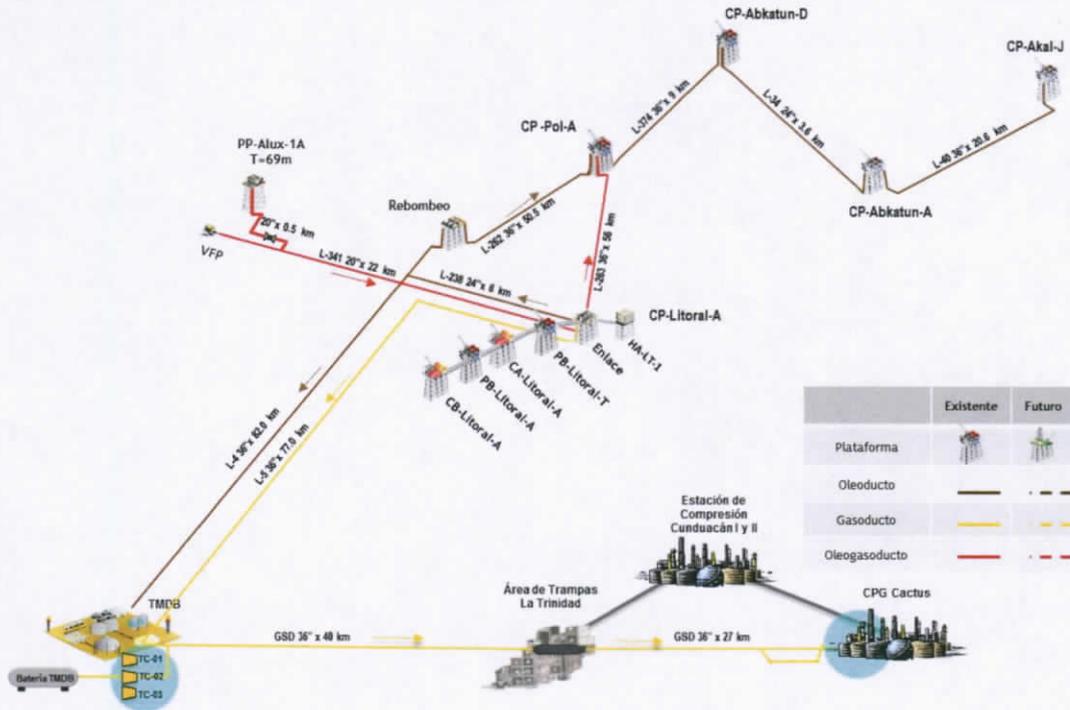


Figura 18 Infraestructura actual y su alrededor.

En el desarrollo de la Asignación A-0033-Campo Ayín se tiene visualizado la instalación de una Plataforma tipo Octápodo Ayín-A con capacidad de perforar hasta 12 pozos. Para la incorporación del pozo submarino Ayín-11 se contempla la instalación de un sistema de control a través de umbilical y tubería tipo jumper de 8"Ø x 1 km desde el árbol submarino del pozo Ayín-11 hacia la Plataforma Ayín-A. Para el envío de la producción de los pozos se instalará un oleogasoducto de 20"Ø x 26 km de Ayín-A a la interconexión con el oleogasoducto de 20"Ø x 22 km de la VFP en la L-341 hacia la Plataforma Enlace Litoral. Figura 19.

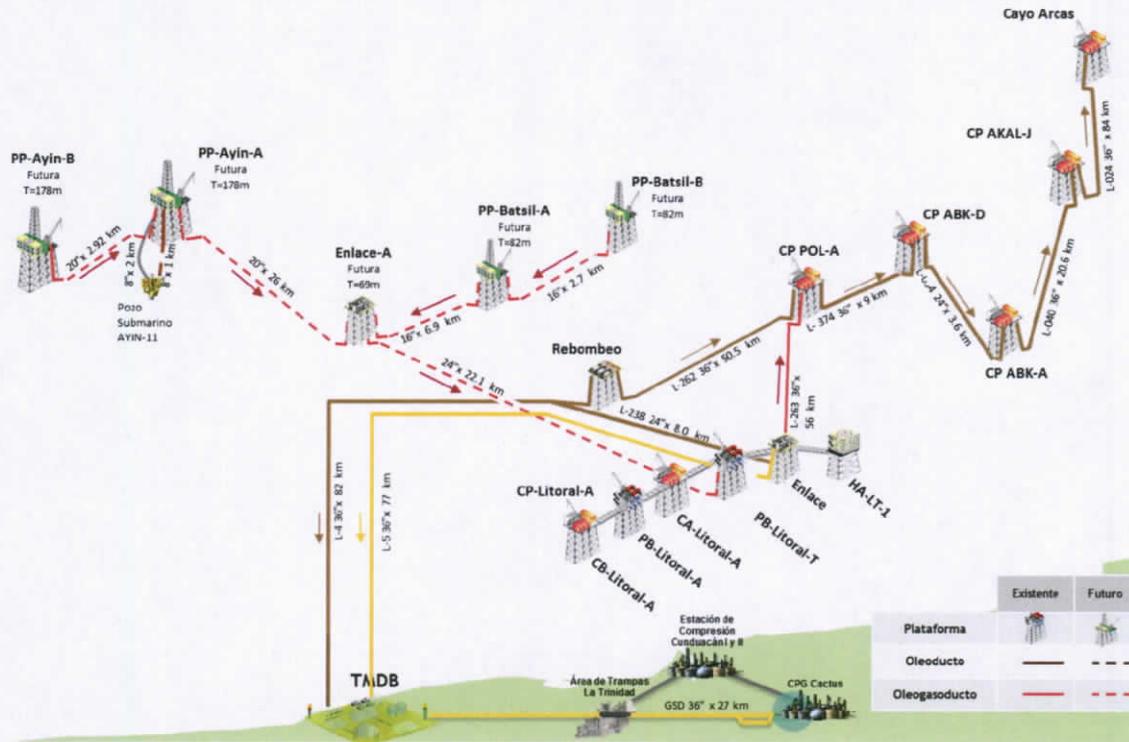


Figura 19 Esquema de Infraestructura para el desarrollo de las Asignaciones A-0033-Campo Ayín y AE-0027-M-Xulum-Ayín-02 (Caso Incremental).

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

El interés de Pemex para la exploración y extracción hidrocarburos en asociación con personas morales (socio) en las Asignaciones A-0033-Campo Ayín y AE-0027-M-Xulum-Ayín-02 es de carácter financiero y técnico. Asimismo, Pemex manifiesta que el socio será el operador del CEE.

El entorno actual de precios bajos de los hidrocarburos ha obligado a la industria internacional a diferir inversiones a mediano plazo y disminuir la actividad en áreas con mayor riesgo técnico y financiero, tales como en aguas someras que la complejidad estructural y el entendimiento del modelo geológico es un factor clave para poder llevar con éxito a incorporar y extraer los recursos, ya que requieren tecnología sofisticada que permita extraer de forma óptima los hidrocarburos.

Importantes recursos prospectivos y reservas que jugarán un papel fundamental para satisfacer la demanda de hidrocarburos en el mediano y largo plazo, por lo que se considera estratégico continuar los esfuerzos para evaluar el potencial, incorporar reservas y desarrollar los descubrimientos.

Por otro lado, bajo el régimen fiscal de Asignación, el desarrollo de este tipo de proyectos no es atractivo para Pemex. Sin embargo, bajo las premisas de una regalía base este proyecto resultaría

rentable, por lo que la migración de las Asignaciones a un CEE daría viabilidad al proyecto planteado, con los consecuentes beneficios tanto para Pemex como para el Estado Mexicano.

Con base en la situación actual de las Asignaciones en cuestión, dicha migración permitiría a Pemex asociarse con compañías operadoras con experiencia en la exploración y extracción en este tipo de yacimientos además de contar con la capacidad financiera que permita acelerar dichas actividades.

El tener ya una evaluación así como un programa de delimitación de los campos, será entonces viable proceder a la elaboración de un plan de desarrollo factible, dónde los escenarios presentados en la solicitud sobre las opciones para un plan conceptual de desarrollo integral del área, servirán de base para la elección y autorización del Plan de desarrollo para la Extracción definitivo.

### VIII. Análisis

Derivado del análisis de la información remitida por la SENER en términos de la solicitud de migración presentada por Pemex, dentro de la que se incluyen los elementos mínimos establecidos en el artículo 29 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos. Pemex presentó todos los elementos de sustento para la solicitud de migración. El equipo técnico enfocó su análisis en los siguientes elementos:

#### 1. Identificación de la Asignación a migrar;

La Comisión considera que la documentación presentada por Pemex es consistente y permite la identificación de las Asignaciones AE-0033-Campo Ayín y AE-0027-M-Xulum Ayín-02, otorgadas por la SENER a Pemex.

#### 2. La justificación de la conveniencia de la migración para la Nación en términos de:

Tomando en consideración los elementos presentados por Pemex en la solicitud de migración que la justificación de la conveniencia de la migración para la Nación, la Comisión opina lo siguiente:

La migración de las Asignaciones AE-0033-Campo Ayín y AE-0027-M-Xulum Ayín-02 a un CEE con socio permitirá que Pemex amplíe sus capacidades técnicas, financieras y de operación, al compartir el riesgo asociado a la exploración en un marco geológico complejo asociado donde el principal hidrocarburo esperado es aceite pesado, lo que se interpreta como mayores complejidades operativas.

Adicionalmente, el desarrollo conceptual se vería favorecido al incluir el grueso de los recursos descubiertos cuya extracción sería optimizada al aprovechar la semejanza de los requerimientos operativos que podrían ser compartidos bajo este esquema. Así mismo, las ventajas fiscales que ofrece la ejecución de estos proyectos en la modalidad de Contrato favorecería la exploración eficiente en un escenario de precios bajos de los hidrocarburos, en donde los costos asociados a la exploración son bajos y la recuperación de la inversión ocurre a mediano plazo.

Las actividades propuestas para lograr el escenario incremental son acordes a la etapa de desarrollo actual del proyecto, lo que permitirá realizar exploración intensiva y extensiva a corto plazo. De esta



*Ins.*  
*[Handwritten signature]*

manera, el desarrollo eficiente estará en función de las reservas asociadas al proyecto de inversión, las tecnologías y las capacidades técnicas a las que se tenga acceso con mayores recursos de inversión.

**A) La producción base e incremental de Hidrocarburos, desglosada en Petróleo, Gas Natural Asociado, Gas Natural no Asociado y condensados**

Al comparar los dos escenarios de producción del campo Ayín se observa que el Escenario Incremental, aunque inicia la producción de aceite y gas 4 años después que el Escenario Ronda Cero, está encaminado a producir una mayor cantidad de hidrocarburos que el Escenario Ronda Cero. Las Figuras 20 y 21 muestran la comparación de los perfiles y volúmenes de aceite y de gas para ambos escenarios, en la que se observa que el pico de producción del Escenario Incremental es aproximadamente el doble que el pico de producción del Escenario Ronda Cero. Cabe señalar que no existe escenario base para el campo Batsil por tratarse de un descubrimiento realizado en el marco de una Asignación de Exploración.

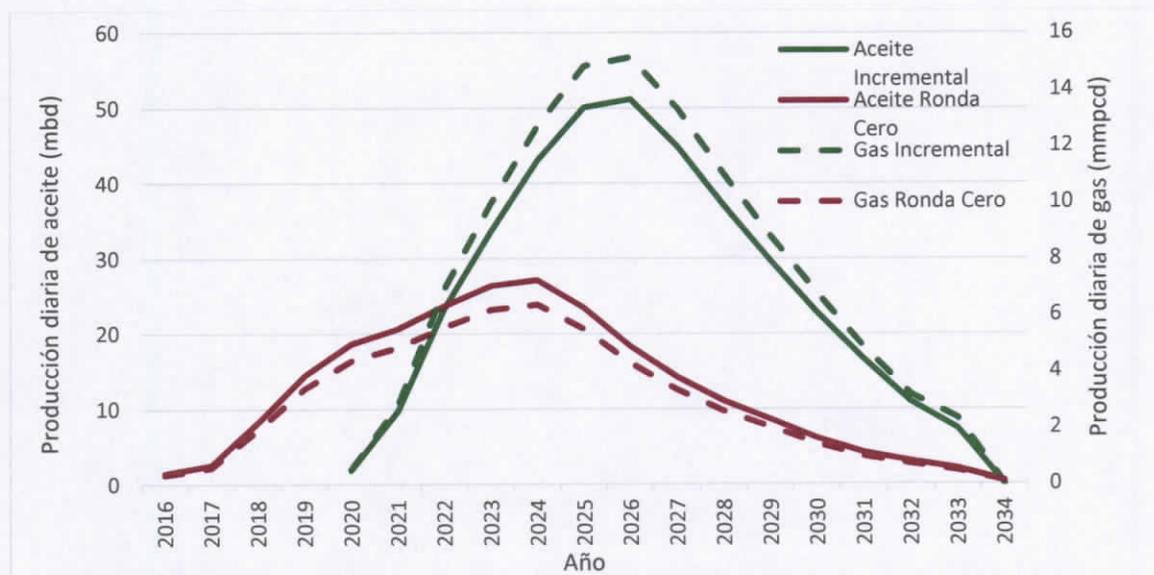


Figura 20 Comparación de escenarios de producción, campo Ayín. (Fuente: CNH con datos de Pemex) En cuanto al volumen total de hidrocarburos a producir, el Escenario Incremental del campo Ayín recuperará 53.83 mmb de aceite y 21.18 mmpcd más que el Escenario Ronda Cero.

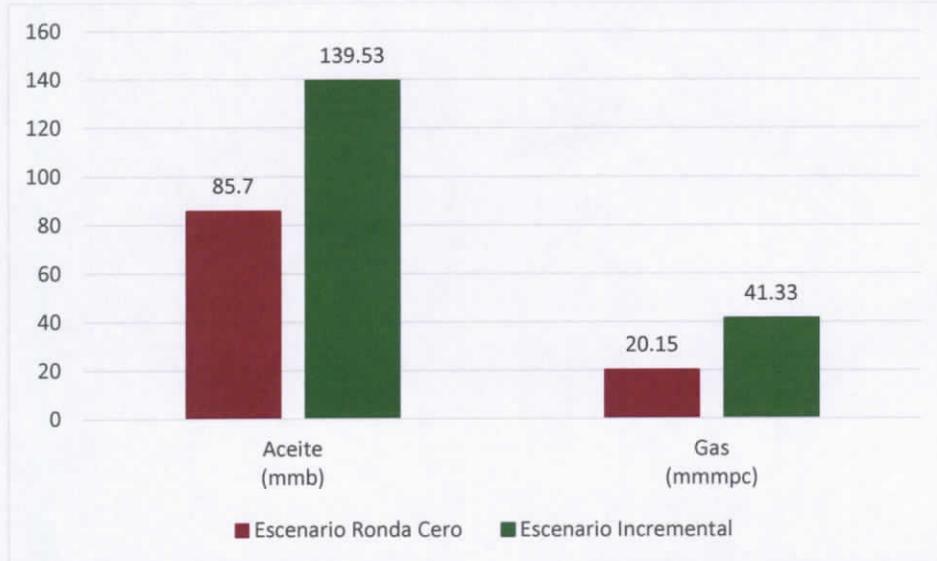


Figura 21 Volumen total a recuperar de aceite y gas en los escenarios de producción de campo Ayín. (Fuente: CNH con datos de Pemex)

Adicionalmente, si se realiza la comparación del escenario Ronda Cero del campo Ayín con el proyecto integral de desarrollo del campo Ayín y del campo Batsil, de acuerdo con la solicitud de migración, se observa que el desarrollo de los dos campos mencionados recuperará hidrocarburos durante 5 años más, además de tener producciones de aceite y de gas mayores a las del Escenario Ronda Cero, como se observa en la Figura 22.

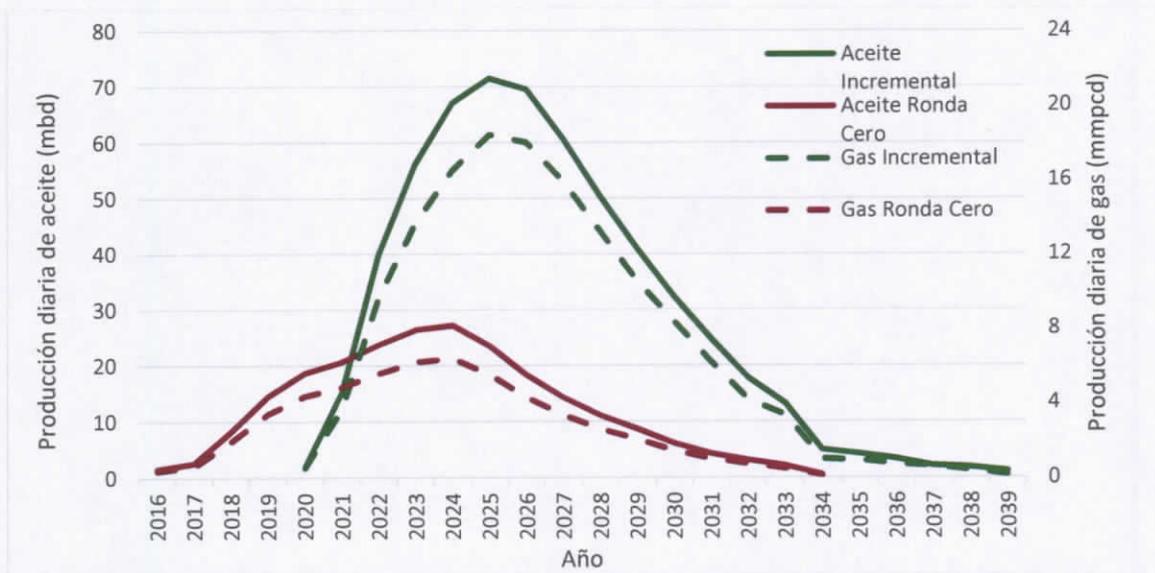


Figura 22 Comparación de escenarios de producción, incluyendo el desarrollo del campo Batsil en el Escenario Incremental. (Fuente: CNH con datos de Pemex)

Por lo que respecta al volumen total de hidrocarburos a recuperar, el desarrollo de los campos Ayín y Batsil se recuperaría adicionalmente 125.8 mmb de aceite y 33.2 mmmpc de gas, como se muestra en la Figura 23.

De lo anterior se advierte que el proyecto integral de exploración y de desarrollo del campo Ayín y del campo Batsil inicia actividades de producción hasta el año 2020 y actualmente dichas asignaciones no se encuentran produciendo, aunado a lo anterior, actualmente no se perciben actividades de producción orientadas a sostener un volumen de producción para las que se requiera preservar la continuidad operativa mientras que las actividades de exploración se encuentran orientadas a actividades de reprocesamiento sísmico las cuales pueden ser realizadas al amparo de las Disposiciones administrativas de carácter general en materia de autorizaciones para el reconocimiento y exploración superficial de hidrocarburos.

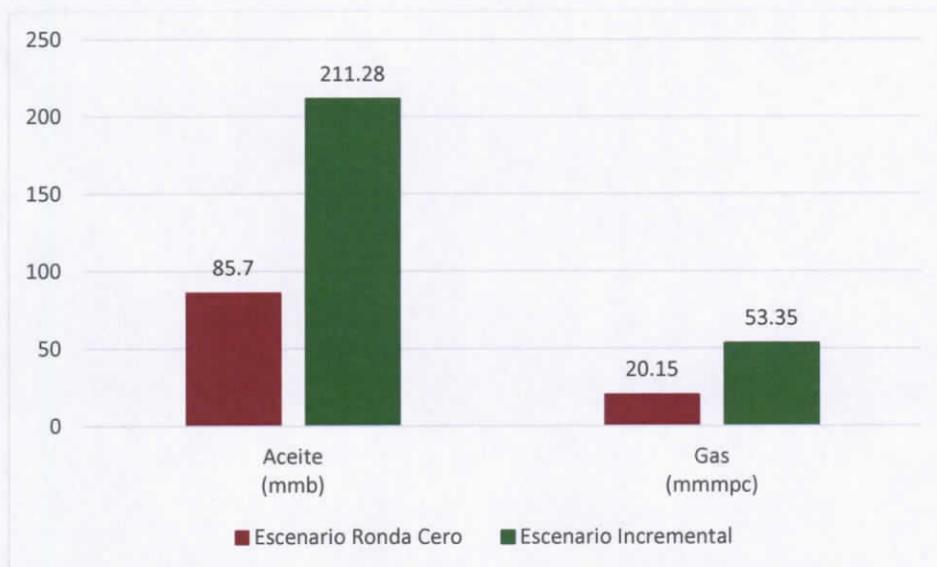


Figura 23 Volumen total a recuperar de aceite y gas en los escenarios de producción, incluyendo el desarrollo del campo Batsil. (Fuente: CNH con datos de Pemex)

Se observa un incremento en la producción del campo Ayín del escenario planteado por Pemex para la migración de la Asignación A-0033-Campo Ayín, con respecto al Escenario Ronda Cero. Adicionalmente, y tomando en cuenta que la solicitud de migración fue presentada para las Asignaciones A-0033-Campo Ayín y AE-0027-M-Xulum-Ayín-02, las cuales incluyen a los campos Ayín y Batsil, el escenario de migración ofrece un panorama de mayor producción en las Asignaciones en cuestión en los terminos que se señalan en el apartado III, inciso (A) de este documento. Por lo cual, se encuentra fundado en el artículo 29, fracción II, inciso a. del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

**B) La incorporación de reservas adicionales;**

El escenario pretende perforar de las oportunidades exploratorias identificadas que se encuentran en el área Oeste de la Asignación, cercanas al Campo Ayín y tienen como objetivos los plays Cretácico fracturado y Kimmeridgiano los cuales ofrecen un recurso medio de 224 MMBPCE, posteriormente se tiene el programa para perforar 2 localizaciones delimitadoras que ambos estarían dando un reserva a reclasificar de 158 MMBPCE, el poder llevar acabo esta delimitacion ayudará a definir los límites areales y verticales de cada uno de los campos y con ello poder reducir en forma importante el riesgo que se tiene hasta ahora para desarrollar estos campos.

*P. Vázquez*

*Amis*  
*[Signature]*

Al 1° de enero del 2016, para el campo Ayín-k se certificó un volumen original de 684.2 MMB de aceite y 201.72 MMMPC de gas, considerando un factor de recuperación esperado de 27.9% de aceite y gas, con una reserva 3P estimada de 190.89 MMB de aceite y 56.27 MMMPC de gas, para un total de 201.41 MMBPCE, para el campo Batsil se certificó un volumen original de 335.88 MMB de aceite y 54.5 MMMPC de gas, considerando un factor de recuperación de 23.01% de aceite y 22.94% de gas, con una reserva 3P estimada de 77.3 MMB de aceite y 12.5 MMMPC de gas, dando un total de 79.64 MMBPCE. Aunado a lo anterior, se pretende perforar dos prospectos delimitadores y un pozo exploratorio (oportunidades lchal-1, Chelpul-1 y Ken-1), la cual estará en función de la nueva información sísmica 3D WAz y los resultados del pozo delimitador del campo Ayín.

**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;**

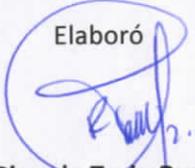
El escenario base establece una producción de 91 mmb de aceite y 26,885 mmcp de gas. En el escenario incremental Pemex estima producir 208 mmb de aceite y 52,275 mmcp de gas. Lo anterior implica un incremento de 129% en la producción de aceite y 94% en la de gas.

Lo anterior, sin perjuicio de que la SENER y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público determinen requerir información adicional para la resolución de la solicitud de migración de las Asignaciones, así como la determinación del modelo de contratación, los términos y condiciones técnicos sobre las características del eventual socio o aliado que pueda participar en el proceso de licitación correspondiente.

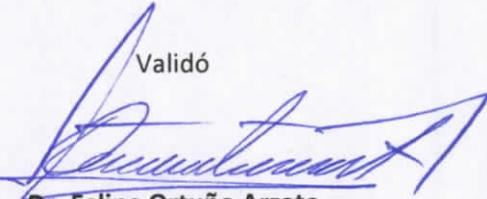
### IX. Opinión

Que con base en la información remitida por la SENER, la Dirección General de Dictámenes de Exploración emite opinión técnica, en sentido favorable, sobre la procedencia de la solicitud de Petróleos Mexicanos para la migración de las Asignaciones A-0032-Campo-Ayín y AE-0027-M-Xulum-Ayín-02 a un Contrato para la Exploración y Extracción. Lo anterior, en virtud de que Pemex cumplió con lo previsto en el artículo 29 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, lo cual fue analizado por esta Dirección General, principalmente en su fracción II, con la cual se justifica la conveniencia de dicha migración para la Nación.

Elaboró

  
**Ing. Ricardo Trejo Ramírez**  
Director General Adjunto

Validó

  
**Dr. Felipe Ortuño Arzate**  
Director General de Dictámenes de  
Exploración

Autorizó

  
**Dr. Faustino Monroy Santiago**  
Titular de la Unidad Técnica de Exploración

## Anexo I Nota metodológica

De conformidad con los artículos 12 y 13 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 CEE y celebrar alianzas o asociaciones con personas morales.

A efectos de lo anterior, el artículo 29 II del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos que establece la información mínima contenida en la solicitud de migración de una Asignación a un CEE que debe ser presentada ante la SENER, misma que es remitida a la Comisión.

Pemex solicitó a la SENER, mediante oficio PEP-DG-364-2016 con fecha de 18 octubre de 2016, la migración conjunta de las asignaciones AE-0033-Campo Ayín y AE-0027-M-Xulum Ayín-02 a un CEE. Al respecto, la SENER mediante oficio 522.DGCP.479/16 con fecha 09 de noviembre de 2016 solicitó la opinión técnica de la Comisión sobre la procedencia de dicha solicitud, y a su vez el asunto fue turnado a la Dirección General de Dictámenes de Exploración por tratarse de una Asignación de Exploración que contiene otra Asignación de Extracción.

El Director General de Dictámenes de Exploración designó como responsable de llevar a cabo la evaluación al que suscribe la presente opinión técnica, quien en conjunto con la participación de la Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica, la Dirección General de Contratos y la Secretaría Ejecutiva, inició la evaluación de la información con el fin de corroborar la existencia de los elementos que señala el Artículo 29 del RLH referido anteriormente dentro de la solicitud de migración, así como validar particularmente lo que respecta a la fracción II, que se enlistan a continuación para pronta referencia:

- I. La identificación de la Asignación a migrar;
- II. **La justificación de la conveniencia de la migración para la Nación en términos de:**
  - a. **La producción base e incremental de Hidrocarburos, desglosada en Petróleo, Gas Natural Asociado, Gas Natural no Asociado y condensados;**
  - b. **La incorporación de Reservas adicionales, y**
  - 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;**
- III. Los escenarios de precios utilizados;
- IV. Las características geológicas del área;
- V. La calidad, el contenido de azufre y grados API de los Hidrocarburos, según corresponda, desglosada en Petróleo, Gas Natural Asociado, Gas Natural no Asociado y condensados;
- VI. La descripción de la infraestructura existente dentro y alrededor del Área de Asignación;
- VII. En su caso, la manifestación del interés de celebrar una alianza o asociación con Personas Morales y la documentación que describa los elementos técnicos, financieros, de ejecución y de experiencia que debieran reunir las Personas Morales para participar en el procedimiento de licitación a que se refiere el artículo 13 de la Ley, incluyendo las propuestas de los términos bajo los cuales desea asociarse o aliarse y del acuerdo de operación conjunta.

Posteriormente, se llevaron a cabo reuniones de trabajo con los representantes de las Unidades Administrativas antes enlistadas, así como miembros del equipo de trabajo de la Ponencia. De lo

anterior, se obtuvo como resultado los siguientes documentos: Opinión Técnica de la Migración, Opinión Técnica del escenario base y escenario incremental, Opinión técnica de los aspectos económicos, Opinión Jurídica y la presentación para la sesión de Órgano de Gobierno.

La Opinión Técnica de la Migración fue puesta a disposición del Director General de Dictámenes de Exploración para su validación y del Titular de la Unidad Técnica de Exploración para su autorización. Posteriormente, la Opinión Técnica de la Migración fue sometida a consideración del Comisionado Ponente y la Secretaría Ejecutiva a efectos de que esta 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 emite Opinión Técnica respecto a la procedencia de la Migración.



