



Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

Opinión Técnica sobre la procedencia de  
la solicitud de Petróleos Mexicanos para  
la migración de las asignaciones AE-  
0092 Cinturón Subsalino-10 y AE-0093  
Cinturón Subsalino-11, a Contrato para  
la Exploración y Extracción.

junio, 2016

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'C. C. C.', located below the date.

## Contenido

<b>I. ANTECEDENTES .....</b>	<b>3</b>
<b>II. IDENTIFICACIÓN DE LAS ASIGNACIONES A MIGRAR .....</b>	<b>3</b>
<b>III. JUSTIFICACIÓN DE LA CONVENIENCIA DE LA MIGRACIÓN PARA LA NACIÓN... 7</b>	
A) Producción base e incremental de hidrocarburos.....	7
B) Incorporación de reservas adicionales .....	8
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.....	10
<b>IV. ESCENARIOS DE PRECIOS UTILIZADOS .....</b>	<b>12</b>
<b>V. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL ÁREA.....</b>	<b>13</b>
<b>VI. CALIDAD, CONTENIDO DE AZUFRE Y GRADOS API DE LOS HIDROCARBUROS.....</b>	<b>14</b>
<b>VII. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE DENTRO Y ALREDEDOR DE LAS ASIGNACIONES A MIGRAR.....</b>	<b>15</b>
<b>VIII. MANIFESTACIÓN DEL INTERÉS DE CELEBRAR ALIANZA O ASOCIACIÓN CON PERSONAS MORALES .....</b>	<b>15</b>
<b>IX. ANÁLISIS.....</b>	<b>16</b>
<b>X. OPINIÓN.....</b>	<b>18</b>



## 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 expidieron las leyes de Hidrocarburos y de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como aquél por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

Como parte de las 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) diversas asignaciones en el marco del transitorio Sexto del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013.

En términos del artículo 12 de la ley de Hidrocarburos, las empresas productivas del Estado titulares de una Asignación podrán solicitar a la Sener la migración de sus asignaciones a un contrato para la exploración y extracción (en adelante, CEE). Asimismo, toda vez que 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.

En este sentido, de conformidad con lo establecido en el artículo 29, fracción VII, del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos y mediante oficio PEP-DG-061-2016, con fecha de 14 junio de 2016, Pemex solicitó a la Sener la migración conjunta de las asignaciones AE-0092 Cinturón Subsalino-10 y AE-0093 Cinturón Subsalino-11 a un CEE, manifestando, en la misma solicitud, el interés de celebrar una alianza o asociación con personas morales.

Con base en esta información y de acuerdo con lo estipulado en el artículo 30, fracciones I y II del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, la Sener, mediante oficio 522.DGCP.245/16 con fecha 14 de junio 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 AE-0092 Cinturón Subsalino-10 y AE-0093 Cinturón Subsalino-11.

En atención a dicha solicitud, la Comisión realizó un análisis de la información recibida para la emisión de la presente opinión técnica en relación con 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 AE-0092 Cinturón Subsalino-10 y la AE-0093 Cinturón Subsalino-11, ubicadas en la en la Zona Económica Exclusiva (ZEE) en aguas territoriales del Golfo de México, frente al litoral del estado de Tamaulipas, en tirantes de agua que varía de 500 a 3,600 m y dentro proyecto denominado por Pemex como Área Perdido (Figura 1).



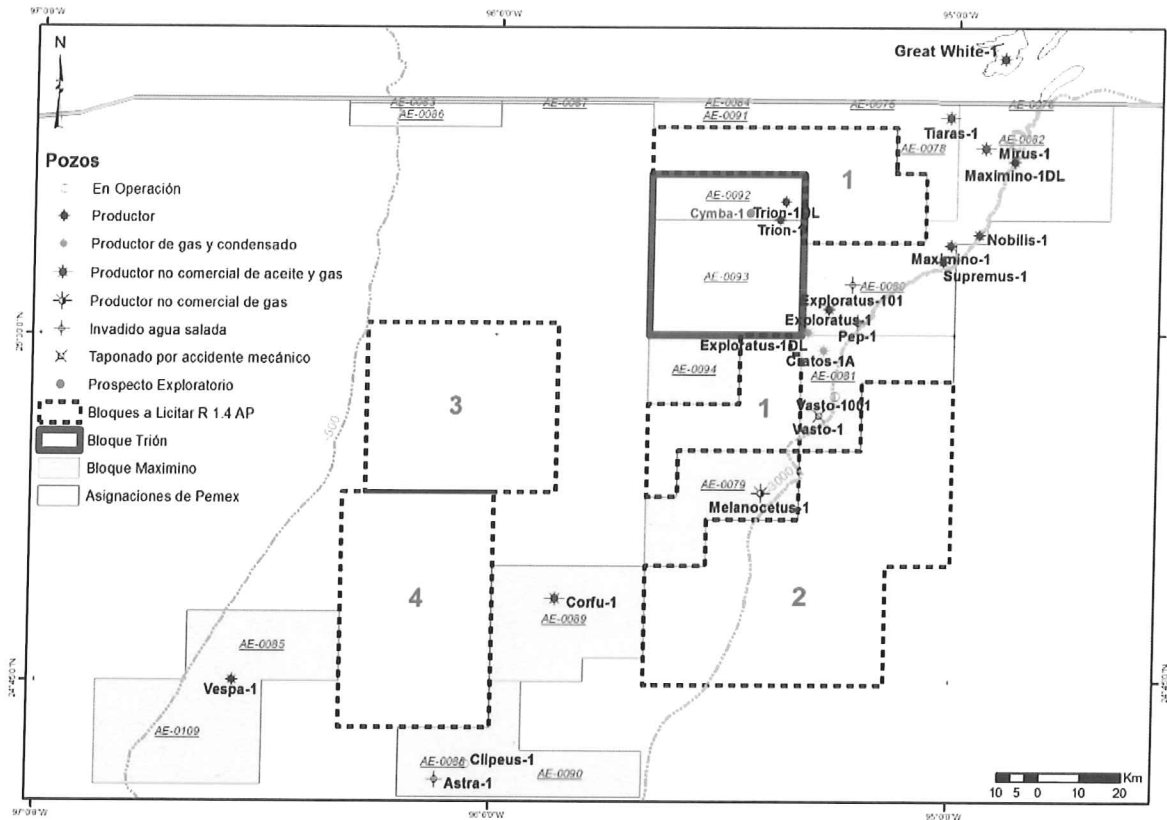


Figura 1. Mapa que muestra la ubicación de las asignaciones AE-0092 Cinturón Subsalino-10 y la AE-0093 Cinturón Subsalino-11 a migrar conjuntamente a un CEE, en el contexto del proyecto denominado por Pemex como Área Perdido (Fuente: Pemex).

Estas asignaciones cubren un área conjunta de 1,284 km<sup>2</sup>, comprendida entre los vértices indicados en la Tabla 1.

Asignación	Vértice	Latitud Norte	Longitud Oeste
AE-0092	1	25°51'00"	95°40'00"
	2	25°51'00"	95°20'00"
	3	25°45'00"	95°20'00"
	4	25°45'00"	95°40'00"
AE-0093	1	25°45'00"	95°40'00"
	2	25°45'00"	95°20'00"
	3	25°30'00"	95°20'00"
	4	25°30'00"	95°40'00"

Tabla 1.- Coordenadas de los vértices de las asignaciones. (Coordenadas Geográficas Datum ITRF92)

Dentro de estas asignaciones se ubica el campo Trión, en aguas territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 178 km de las costas de Tamaulipas y a 39 km de la frontera con Estados Unidos. Adicionalmente al campo Trión dentro del área a migrar, Pemex ha identificado las oportunidades exploratorias Trión-101, Trión-1001 y Cymba-1, cuya ubicación se indica en la Figura 2.

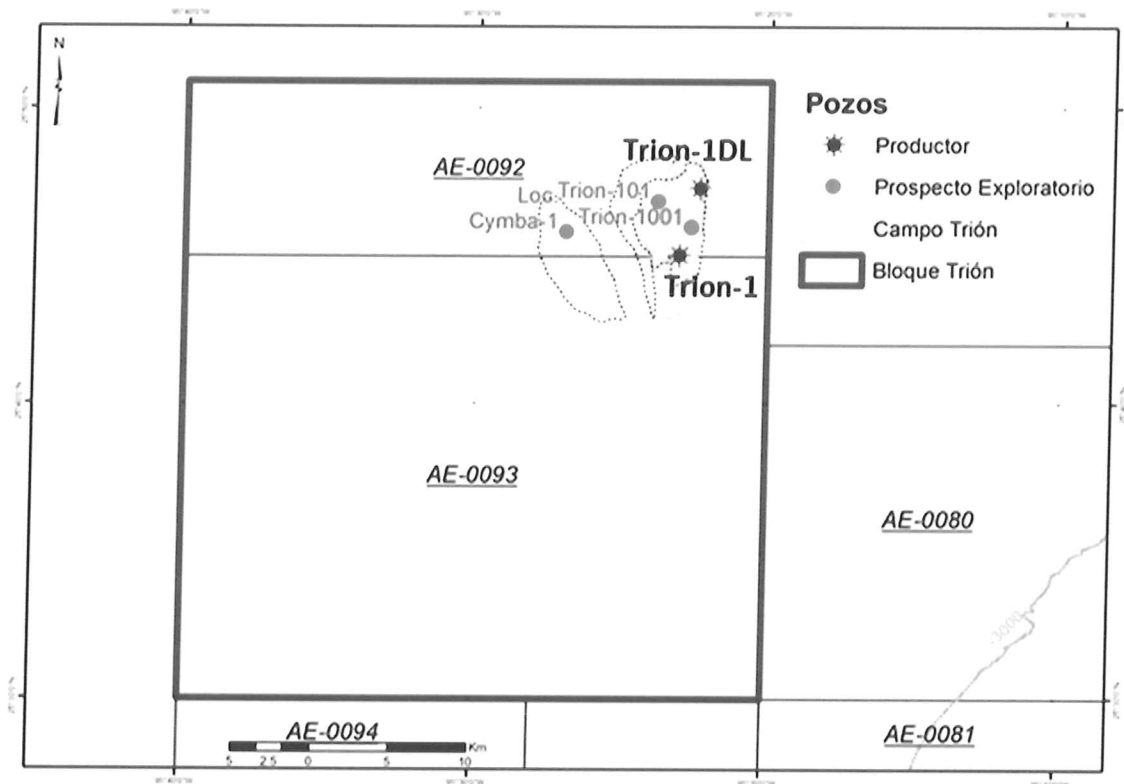


Figura 2. Mapa que muestra la ubicación de las asignaciones AE-0092 Cinturón Subsalino-10 y la AE-0093 Cinturón Subsalino-11, respecto al Campo Trión y los prospectos exploratorios identificados por Pemex (Fuente: Pemex).

De acuerdo con Pemex, el área correspondiente a las dos asignaciones en cuestión cuenta con información procesada de sísmica 2D (287 km) y 3D (1,284 km<sup>2</sup>), un estudio electromagnético (155 km<sup>2</sup>) y estudios exploratorios no especificados que condujeron a la perforación del pozo exploratorio Trión-1 y un pozo delimitador Trión-1DL; ambos productores de aceite y gas relacionados al descubrimiento del campo Trión (Figura 3).

Las características de los pozos perforados y las inversiones realizadas por Pemex en las asignaciones se indican en las tablas 2 y 3, respectivamente.

Los dos pozos relacionados al campo Trión probaron con éxito las areniscas del Eoceno inferior Wilcox-350 y Wilcox-100, obteniéndose muestras de aceite entre de 29° a 36° y 21° a 25°API, respectivamente. Las reservas presentadas hasta ahora por Pemex al 1 de enero de 2016 contemplan un volumen original de 1,034 MMb y un factor esperado de recuperación primaria de 22%, arrojando una reserva de 225 MMb y 203 MMMpc, lo que de acuerdo con Pemex representa una reserva 3P de 267 MMbpce.

Pemex afirma en su solicitud que estudios geológicos recientes, realizados en el Campo Trión, que incluyen la actualización del modelo geológico y la reestimación de población de propiedades petrofísicas basados en nuevos resultados de inversión sísmica, permitieron actualizar el volumen original del campo en 1,381 MMbpce.

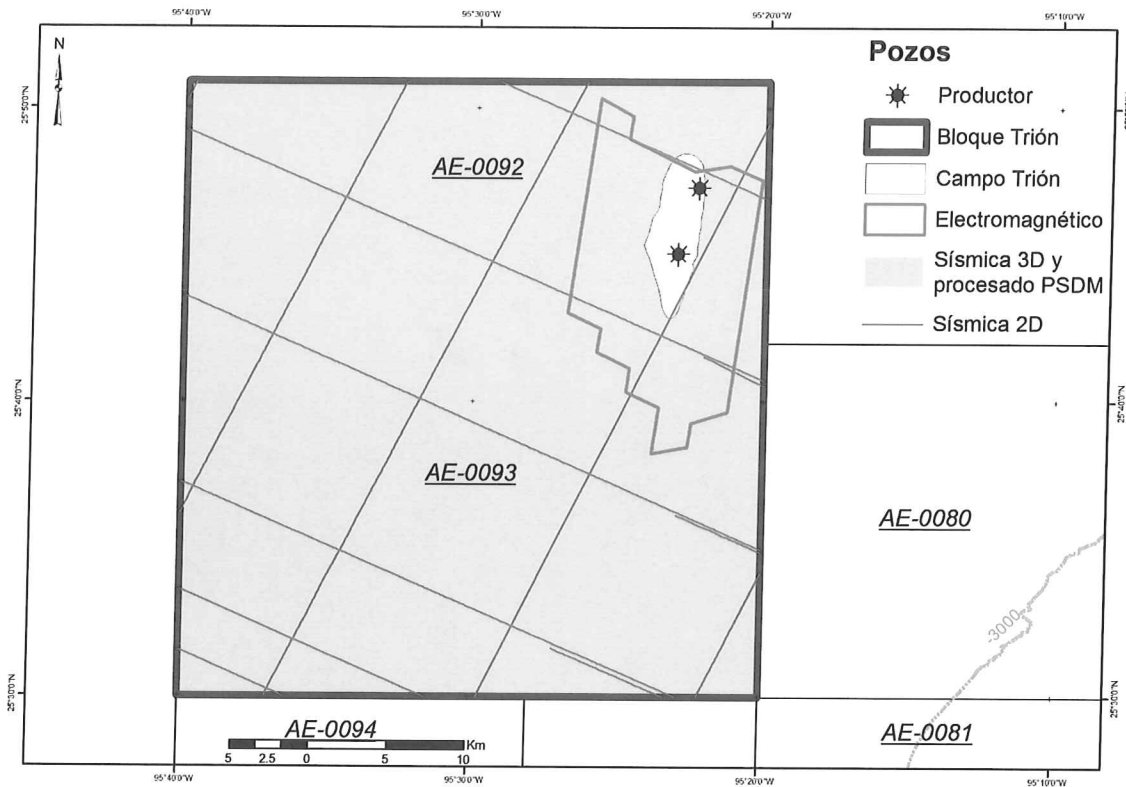


Figura 3. Mapa que muestra la actividad y estudios exploratorios realizados por Pemex en las asignaciones AE-0092 Cinturón Subsalino-10 y la AE-0093 Cinturón Subsalino-11 (Fuente: Pemex).

Pozo	T.A. (m)	P.T. (md)	Inicio de perforación	Fin de terminación	Resultado
Trión-1	2,532	6,119	17-jun-12	08-dic-12	Productor de aceite y gas
Trión-1DL	2,565	4,550	03-sep-13	28-mar-14	Productor de aceite y gas

Tabla 2. Características de pozos perforados en las asignaciones AE-0092 Cinturón Subsalino-10 y la AE-0093 Cinturón Subsalino-11

Año	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Total
Inversión total (MMdólares)	0.2	2	16	137	90	127	7	0	380
Pozos	0	0	0	135	88	120	7	0	349
Sísmica	0.2	2	13	2	0	4	0	0	22
Procesados	0	0	0	1	2	2	0	0	6
Electromagnéticos	0	0	3	0	0	0	0	0	3

Tabla 3. Inversiones realizadas por Pemex 2009-2015 en las asignaciones AE-0092 Cinturón Subsalino-10 y la AE-0093 Cinturón Subsalino-11

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

#### A) Producción base e incremental de hidrocarburos

Actualmente no existe ningún desarrollo o producción en las asignaciones propuestas a migrar. Sin embargo, durante el proceso de Ronda Cero Pemex presentó un pronóstico de producción relacionado con un desarrollo conceptual para el campo Trión. En este escenario se pretendía producir 230 MMb de aceite y 384 MMMpc de gas, asociado a un factor de recuperación del 22% y considerando el periodo de 2020-2034 (Figuras 4 y 5)

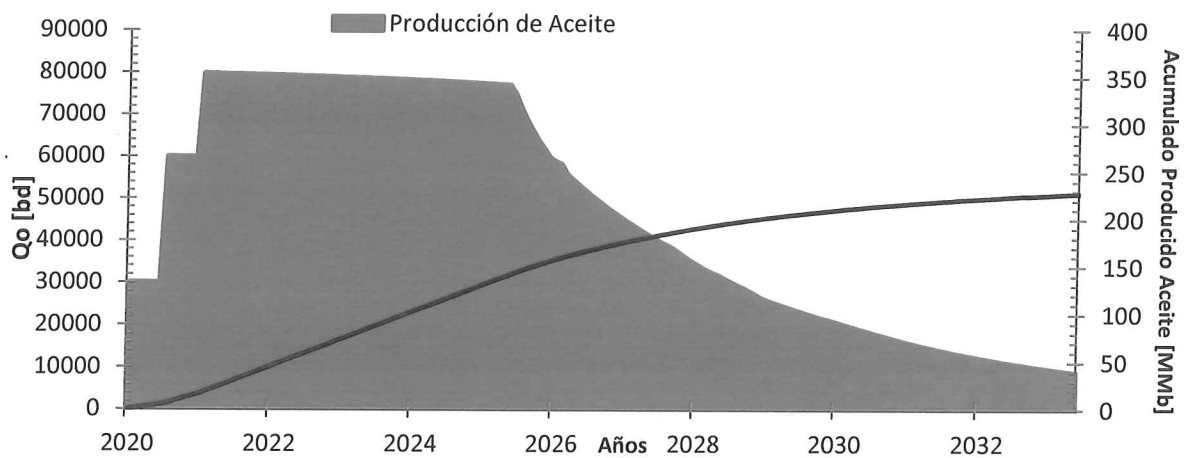


Figura 4. Pronóstico de producción de aceite para el campo Trión presentado por Pemex en Ronda Cero

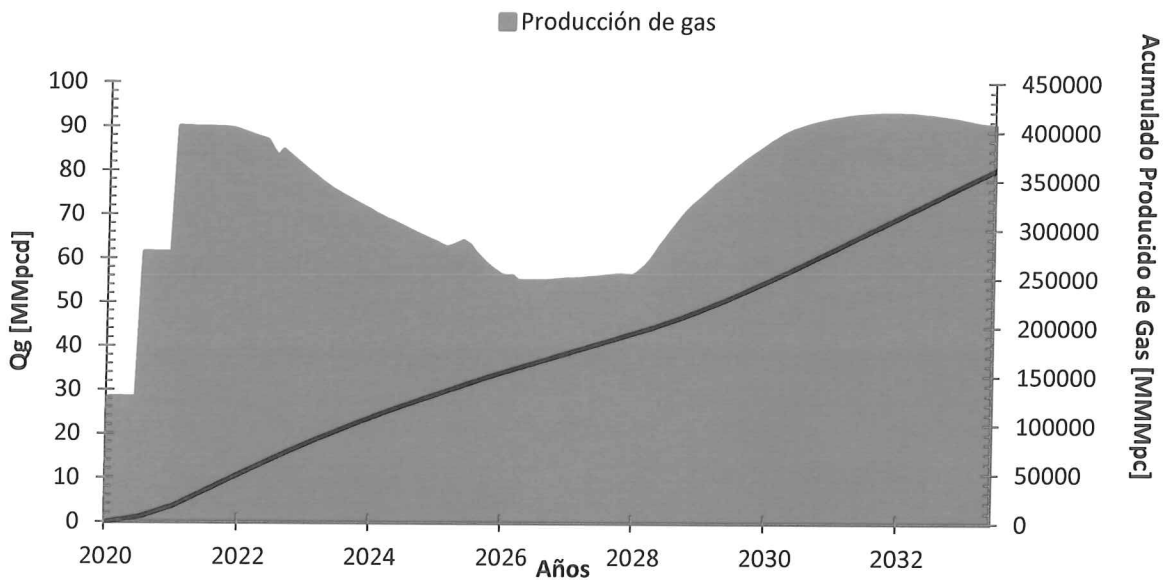


Figura 5. Pronóstico de producción de gas para el campo Trión presentado por Pemex en Ronda Cero

El escenario incremental de producción presentado por Pemex en su solicitud, considera un plan conceptual de desarrollo y producción para el campo Trión, a través de una alianza al amparo de un CEE, considerando la participación de terceros (socios) que aportarán capacidades técnicas, financieras, de ejecución y mejores prácticas de desarrollo y operación de proyectos, compartiendo el riesgo y beneficios del proyecto.

El plan de desarrollo conceptual presentado por Pemex, tiene como finalidad extraer la reserva de los yacimientos descubiertos del campo Trión a través de un proceso de recuperación secundaria por medio de la inyección de agua. De acuerdo con Pemex, este escenario se planteó a partir de un análisis de campos análogos, proponiendo un factor de recuperación mayor al considerado anteriormente para el campo Trión, que les permitiría alcanzar un volumen total de 420 MMb de aceite y 325 MMMpc de gas en un periodo del 2023-2041 (Tabla 4).

AÑO	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Qo (Mbd)	43.3	90.7	100.0	100.0	98.9	91.4	83.4	76.7	70.6	64.5	59.0	54.8	50.9	31.9	30.1	28.4	26.8	25.4	24.1
Qg (MMpcd)	27.3	76.4	88.4	87.3	84.0	75.5	67.4	60.9	55.3	49.7	44.9	41.3	38.0	19.2	18.0	17.0	16.0	15.1	14.3
Np (MMb)	15.8	48.9	85.4	121.9	158.0	191.3	221.8	249.8	275.6	299.1	320.7	340.7	359.3	370.9	381.9	392.2	402.0	411.2	420.0
Gp (Bcf)	10.0	37.9	70.1	102.0	132.6	160.2	184.8	207.0	227.2	245.4	261.8	276.8	290.7	297.7	304.3	310.5	316.3	321.8	327.0
PCE ACUM (MMbpce)	17.8	56.5	99.4	142.3	184.5	223.4	258.7	291.2	321.0	348.2	373.0	396.0	417.4	430.4	442.7	454.3	465.2	475.6	485.4

Tabla 4. Perfil de producción anualizado Total del campo Trión estimado por Pemex, de acuerdo con el escenario propuesto de desarrollo conceptual.

La proyección de producción presentada por Pemex a través de un plan de desarrollo conceptual con recuperación secundaria para el campo Trión, representa un escenario incremental de producción.

Cabe mencionar que la información presentada por Pemex como escenario incremental de producción, así como el desarrollo conceptual para el campo Trión es inconsistente con las reservas reportadas al 1 de enero de 2016 del campo, está sujeto al éxito exploratorio y resultados de su futura delimitación y es necesario el análisis de información adicional que actualmente no se tiene debido a la etapa actual en la que se encuentra el proyecto.

Considerando lo anterior, la Comisión no tiene elementos suficientes para analizar y pronunciarse sobre la propuesta presentada por Pemex. La evaluación del plan conceptual de desarrollo y en su caso, su respectiva aprobación, corresponde con etapas subsecuentes de evaluación y desarrollo del campo.

#### B) Incorporación de reservas adicionales

Durante el proceso de Ronda Cero, Pemex consideró únicamente la componente exploratoria, relacionada a una incorporación estimada de reservas de 63 MMbpce con la perforación de dos prospectos exploratorios, uno en cada Asignación (Tabla 5).

Asignación	Prospecto	P90 (MMbpce)	media (MMbpce)	P10 (MMbpce)	Pg (%)
AE-0092	Cymba-1	30	63	105	31
AE-0093	Gyali-1	45	180	389	24

Tabla 5. Recursos Prospectivos de los prospectos considerados en Ronda Cero para las asignaciones AE-0092 Cinturón Subsalino-10 y la AE-0093 Cinturón Subsalino-11



En este sentido, Pemex no documentó un escenario de proyección de producción base en las dos Asignaciones, que estuviera relacionada al éxito exploratorio de la perforación y posible desarrollo de ambos prospectos en Ronda Cero.

En el escenario de incorporación de reservas adicionales presentado por Pemex, se pretende perforar la localización Cymba-1, la cual se encuentra ubicada a 7 km al oeste del Campo Trión, en una estructura adyacente limitada por una falla inversa (Fig.6). La formación objetivo de esa localización es el Eoceno inferior Wilcox, análogo a los yacimientos del campo Trión. Los volúmenes asociados estimados por Pemex se muestran en la Tabla 6.

Prospecto	P90 (MMbpce)	media (MMbpce)	P10 (MMbpce)	Pg (%)
Cymba-1	47	160	330	18

Tabla 6. Recursos Prospectivos reestimados, para el prospecto Cymba-1 ubicado en la AE-0092 Cinturón Subsalino-10

En la información presentada por Pemex, el mejor escenario de incorporación de reservas relacionada con la perforación del prospecto Cymba-1 y en un posible desarrollo de la localización. Pemex espera que la recuperación de Cymba llegue a ser de 105 MMb de aceite y 277 MMMPC, esto bajo supuestos de éxito exploratorio y de un desarrollo conceptual basado en análogos.

El pronóstico de producción de aceite visualizado por Pemex se indica en la Tabla 7, Figura 6, mientras que el pronóstico de gas se indica en la Tabla 8, Figura 7.

AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Aceite (Mbd)	26.23	40.81	40.81	39.11	34.17	29.77	25.93	22.59	19.68	17.63
Np (MMb)	3.99	17.11	32.00	46.71	60.00	71.59	81.68	90.47	98.12	103.50

Tabla 7. Pronóstico de producción de aceite estimado para el prospecto Cymba-1, en el supuesto de éxito exploratorio y considerando la perforación de 7 pozos de desarrollo.

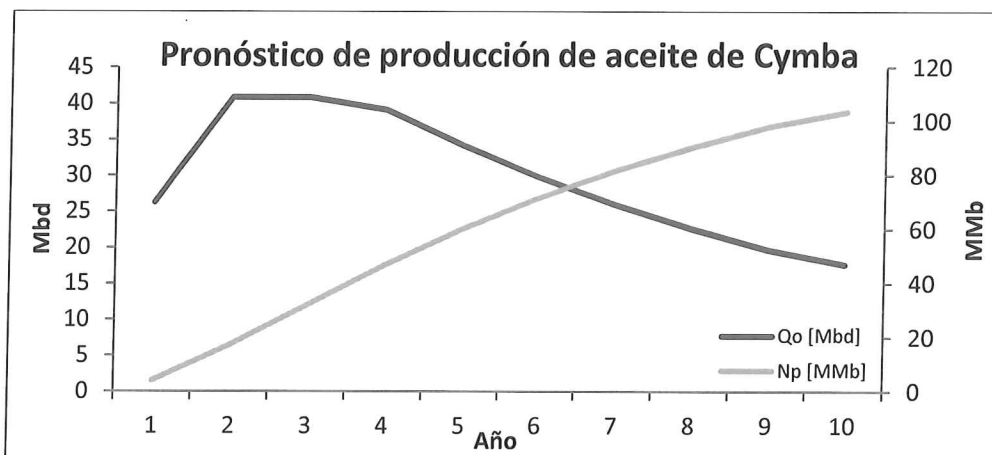


Figura 6. Pronóstico de producción de aceite estimado para el prospecto Cymba-1.

AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Gas (MMpcd)	69.18	107.62	107.62	103.14	90.12	78.50	68.38	59.57	51.89	46.50
Gp (MMMpc)	10.58	45.20	84.51	123.32	158.41	188.98	215.61	238.80	259.01	273.21

Tabla 8. Pronóstico de producción de gas estimado para el prospecto Cymba-1, en el supuesto de éxito exploratorio y considerando la perforación de 7 pozos de desarrollo.

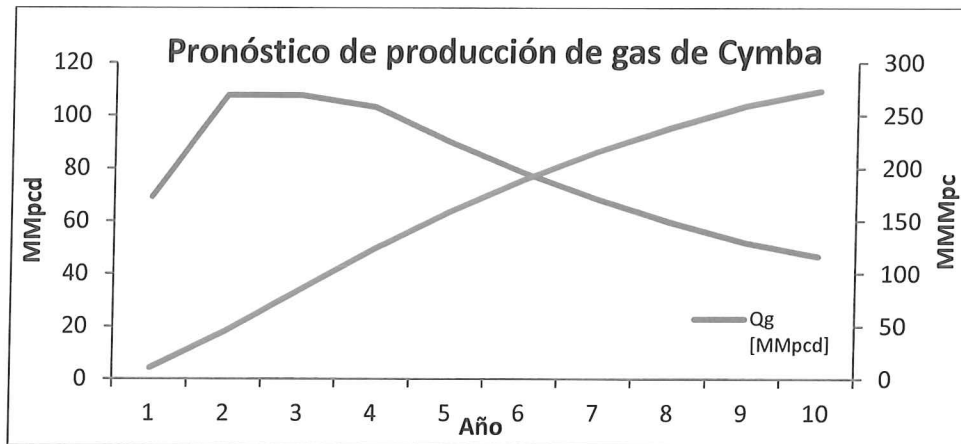


Figura 7. Pronóstico de producción de gas estimado para el prospecto Cymba-1.

- 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 Compromiso Mínimo de Trabajo (CMT) de las asignaciones AE-0092 Cinturón Subsalino-10 y AE-0093 Cinturón Subsalino-11 estipulado en los títulos de Asignación correspondientes para el periodo 2015-2017 se resume en la Tabla 9.

Metas físicas (2015-2017)	AE-0092	AE-0093	TOTAL
Estudios	7	9	16
Procesado (km2)	371	620	991
Pozos	1	1	2
Inversión (Mmpesos)	1,937	2,610	4,547

Tabla 9. Compromiso mínimo de trabajo resumido 2015-2017 para las asignaciones AE-0092 Cinturón Subsalino-10 y AE-0093 Cinturón Subsalino-11, de acuerdo con lo establecido en los títulos correspondientes.

De acuerdo con lo establecido en la solicitud de Pemex, al cierre de 2015 ambas asignaciones presentan un cumplimiento mayor al 100% en los estudios exploratorios, ya que se realizaron 3 de 2 estudios programados. También se observa un cumplimiento del 100% en ambas asignaciones en cuanto al procesamiento sísmico, donde se utilizaron diferentes algoritmos de migración en profundidad a la sísmica existente. En la Asignación AE-0092 Cinturón Subsalino-10 se contempla cumplir con la perforación del pozo programado Cymba-1 en el CMT.

Sin embargo, la perforación del pozo programado en la asignación AE-0093 Cinturón Subsalino-11 en 2016 se difiere y queda supeditada a los resultados de la adquisición y

procesamiento sísmico. Lo anterior, debido a la complejidad geológica por la que no se logró resolver la imagen sísmica en el prospecto que se tenía programado perforar.

Adicional a la reestimación de los volúmenes prospectivos relacionados al prospecto Cymba-1, indicada anteriormente en la Tabla 6 y con el fin de dar certidumbre al volumen de reservas ya descubierto en las dos asignaciones, Pemex en su solicitud, plantea la perforación de 2 pozos delimitadores Trión-2DL y Trión-3DL, considerándose su perforación en 2017 y 2018.

De acuerdo con Pemex, la adquisición de nueva sísmica 3D de Acimut Múltiple MAz en toda el área de las asignaciones y la perforación del prospecto Cymba-1 pretende definir un probable potencial adicional dentro del Play Eoceno Inferior Wilcox en una estructura ubicada a 7 km. del campo Trión (Figura 8).

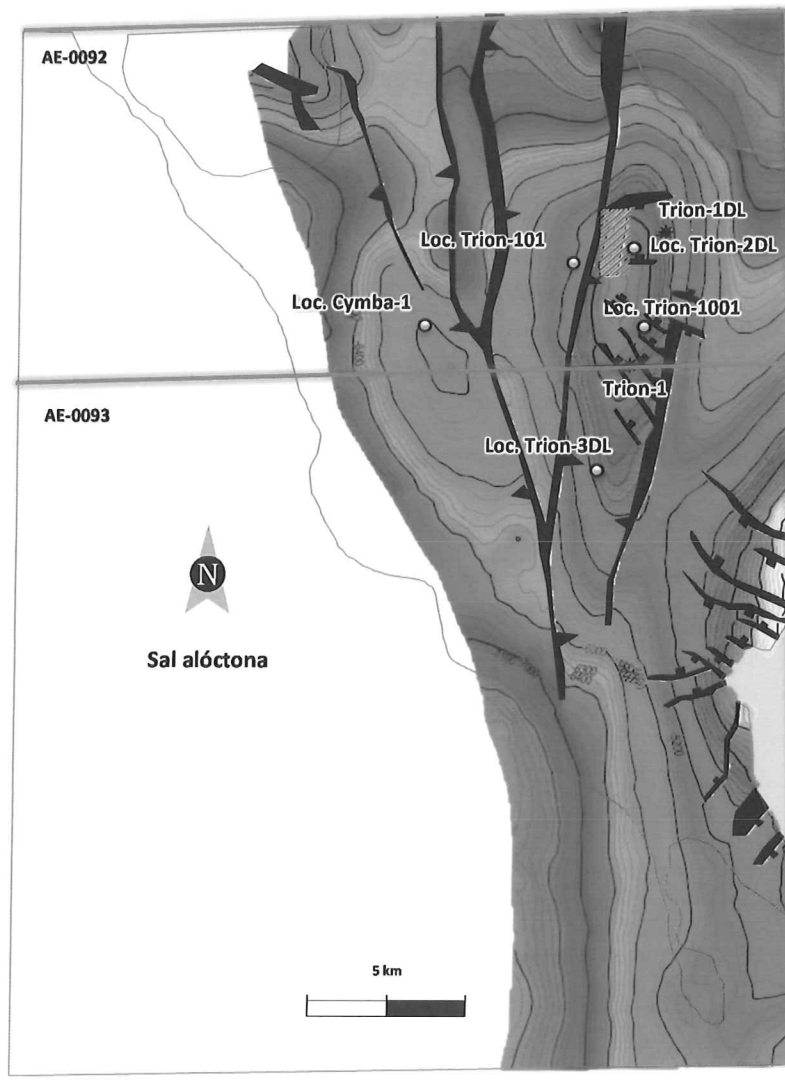


Figura 8. Configuración en profundidad Eoceno inferior Wilcox, mostrando los pozos delimitadores y la localización Cymba-1 propuestos como estrategia exploratoria de sustento para la migración de las Asignaciones solicitadas (Fuente: Pemex).

Las actividades propuestas en el marco de la solicitud de migración y las inversiones exploratorias estimadas por Pemex presentadas en dicha solicitud, se indican de manera resumida en la Tabla 10.

Pemex asegura que de consolidarse este proyecto se sentarían las bases para futuros desarrollos del área, permitiéndole posicionarse de manera estratégica.

Pemex manifiesta que para llegar al desarrollo de los descubrimientos que se han realizado dentro de las asignaciones a migrar, requiere complementar sus capacidades tecnológicas, financieras y de mejores prácticas, mediante la asociación con un operador de capacidad y experiencia comprobable en aguas ultraprofundas, con la finalidad de acelerar la exploración y continuar con la evaluación de los descubrimientos realizados dentro de dichas asignaciones.

Meta física	Cantidad	Inversión (MMUSD)		
		2017	2018	Total
Adquisición y procesado Sísmica 3D Waz	1,284 km <sup>2</sup>	24		24
Pozos delimitadores del campo Trión	2	100	100	200
Pozo exploratorio	1		126	126
				<b>350</b>

Tabla 10. Metas físicas e inversiones exploratorias propuestas por Pemex en su solicitud de migración.

La propuesta del plan de exploración-evaluación para las asignaciones a migrar, contempla la perforación de un pozo exploratorio y dos pozos delimitadores para el Campo Trión, con una inversión asociada de 350 MMUSD. Estos niveles de actividad e inversión son superiores a lo establecido en el CMT en los títulos correspondientes.

La redefinición de la estrategia exploratoria considerada en la solicitud de migración de las asignaciones AE-0092 Cinturón Subsalino-10 y la AE-0093 Cinturón Subsalino-11 a un CEE, obedece a la actualización de información y avances en las actividades exploratorias que ha realizado Pemex en ambas asignaciones.

La propuesta de actividades e inversiones enfocadas al desarrollo del campo Trión eleva la cantidad de pozos a perforar en el área conjunta de ambas Asignaciones, incentiva la adquisición de nueva información exploratoria necesaria para la actualización y reducción de incertidumbre geológica del área y propicia la aceleración de actividades que lleven a la producción de hidrocarburos en aguas profundas en México.

#### IV. Escenarios de precios utilizados

Para las estimaciones realizadas por Pemex, se utilizaron los precios del Istmo para el aceite y del Gas Natural Reynosa para la componente de gas asociado, utilizando el vector medio de precios oficiales, que se describen en la Tabla 13.

Hidrocarburo	Promedio 2023-2041 <sup>1</sup>	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Aceite Istmo (usd/bbl)	63.46	51.35	57.76	59.93	61.73	60.91	61.12	61.48	61.63	63.08	63.25	63.54	63.61	63.82	63.90	63.84	63.79	63.76	63.74	63.72	63.72	63.73	63.76	63.78	63.79	
Gas Natural Reynosa (usd/mpc)	4.13	3.29	3.51	3.61	3.70	3.77	3.82	3.86	3.94	3.97	4.00	4.04	4.07	4.10	4.14	4.17	4.21	4.24	4.24	4.23	4.23	4.22	4.22	4.21	4.21	4.20

<sup>1</sup> Promedio de producción del proyecto

Tabla 11. Precios oficiales Aceite Istmo y Gas Natural Reynosa, escenario medio, utilizados en la evaluación de Pemex

## V. Características geológicas del área

Esta área se ubica geológicamente en el extremo nororiental de la Provincia Salina del Bravo dentro del sector Cinturón Subsalino. En cuanto al marco tectónico el área se ubica en una margen pasiva correspondiente al extremo occidental de la cuenca del Golfo de México; desde el punto de vista estructural esta provincia se caracteriza por pliegues orientados noreste-suroeste y norte-sur asociados a diversos mecanismos de deformación por contracción, con la presencia en gran parte del Cinturón Subsalino de cuerpos de sal autóctona someros generados por procesos de evacuación de la sal autóctona profunda y su emplazamiento a niveles más someros (Figura 9).

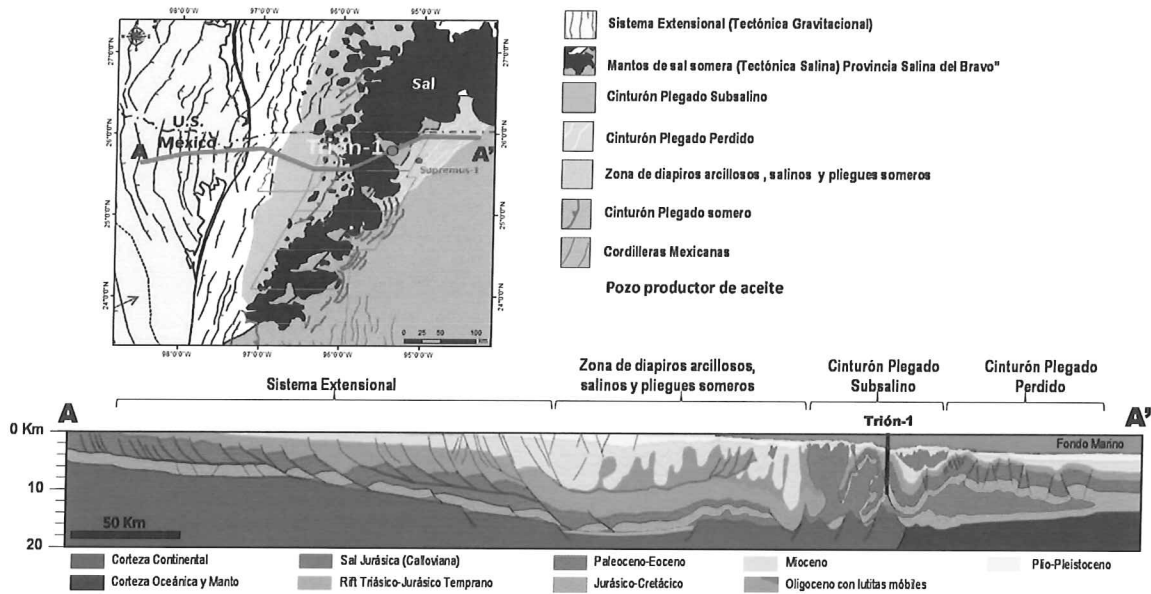


Figura 9. Marco tectónico-estructural del área de asignaciones a migrar

El marco estratigráfico que caracteriza el área está representado por secuencias terrígenas depositadas en ambientes de cuenca, principalmente asociadas a sistemas turbidíticos que persisten en toda la columna geológica durante el Paleógeno y el Neógeno en la provincia Salina del Bravo y particularmente hacia el Cinturón Subsalino donde se ubica el área propuesta a migrar.

En particular la columna estratigráfica está representada por secuencias terrígenas terciarias principalmente siliciclásticas que van desde el Paleoceno Superior, hasta el Reciente. Estas secuencias se caracterizan por representar depósitos de arcillas hemipelágicas, así como depósitos turbidíticos de aguas profundas principalmente facies

de canales, bordes de canal, desbordes, sábanas de arenas y lóbulos de abanicos submarinos.

El Eoceno inferior Wilcox, donde se encuentran los yacimientos del campo Trión, está formado por paquetes medios a gruesos de 5 a 20 m de espesor de arenas y areniscas de color gris y café por impregnación de aceite (Figura 10). Los constituyentes son principalmente granos de cuarzo y fragmentos líticos muy finos a finos, pobremente consolidadas que se intercalan con lutitas arenosas y limolitas en capas delgadas a medias en partes bentoníticas. La parte superior del Eoceno inferior está caracterizada principalmente por lutitas que se intercalan con algunos horizontes de mudstone y arenas en capas laminares, conformando en parte el sello de los yacimientos.

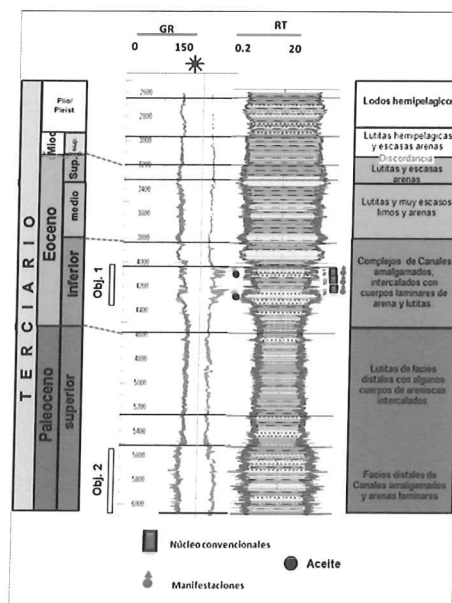


Figura 10. Columna estratigráfica atravesada por el pozo Trión-1

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

Considerando que Pemex cuenta con 5 análisis PVT del pozo Trión-1 y dos del pozo Trión-1DL, de los cuales cuatro corresponden al yacimiento superior y tres al yacimiento inferior, la muestra de fluido recuperada a la profundidad de 4,200 mdbmr es considerada como representativa del yacimiento superior y la muestras recolectada a la profundidad 4,306 mdbmr para el yacimiento inferior.

De acuerdo con Pemex, la metodología integral aplicada para la selección y caracterización de las muestras en cada uno de los yacimientos considera las siguientes etapas:

- Revisión de porcentajes de contaminación, condiciones de recolección y análisis, consistencia de resultados e información disponible y suficiente para una posible caracterización del fluido.
- Validar la consistencia de los experimentos CCE y DL realizando la linealidad de la función "Y".
- Caracterización del fluido ajustando la ecuación de estado para la reproducción de los datos experimentales PVT.

Resultado de dicho análisis, la Tabla 12 muestra las principales propiedades de los fluidos como resultado de la caracterización.

Propiedades de los fluidos	Yacimiento superior	Yacimiento inferior
Densidad API <sup>1</sup>	20	29
Viscosidad <sup>2</sup> (cp)	2.37	0.81
Relación gas (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	111.50	231.9
Bo <sup>3</sup>	1.246	1.58
Calidad y contenido de azufre	0 % mol	0 % mol
Presión de saturación o rocío <sup>3</sup> (Kg/cm <sup>2</sup> )	399	413
Factor de conversión del gas (mmpcd/b) <sup>4</sup>	0.0052	0.0052
Poder calorífico del gas (BTU/scf)	1,075	1,075

<sup>1</sup> Densidad API obtenida del Flash

<sup>2</sup> @ temperatura de yacimiento el cual fue determinada a la profundidad de muestreo (yacimiento superior 63°C y 64.65°C yacimiento inferior)

<sup>3</sup> @ condiciones de Pb y Ty

<sup>4</sup> Basado en un valor de 5.591 millones de BTU por barril de crudo y de 1,075 BTU por pies cúbicos de gas seco dulce. Valor oficial reportado en cédula 2015 para el campo.

Tabla 12. Propiedades representativas del fluido presente en el campo Trión, resultado de la caracterización realizada por Pemex

## VII. Descripción de la infraestructura existente dentro y alrededor de las asignaciones a migrar

En el área de las asignaciones a migrar no existe reporte de infraestructura alguna. A la fecha se cuenta con los pozos Trión-1 descubridor y el pozo Trión-1DL delimitador, cuya perforación concluyó en 2012 y 2014, ambos taponados.

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

El interés de Pemex para la exploración-extracción hidrocarburos en asociación con personas morales (socio) en las asignaciones AE-0092 Cinturón Subsaliño-10 y AE-0093

Cinturón Subsalino-11 es de carácter financiero y técnico. Asimismo, Pemex manifiesta que el socio será el operador del CEE.

Es práctica internacional la realización de actividades de exploración y producción en proyectos de yacimientos en aguas ultraprofundas, a través de consorcios, con el fin de compartir los riesgos, considerando el monto de las inversiones que se requieren y los tiempos de ejecución.

Por otro lado, bajo el régimen fiscal de Asignación, Pemex afirma que el desarrollo de este tipo de proyectos no es atractivo para la empresa productiva del Estado. 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 explotación en campos de aguas ultra profundas, con el fin de acelerar la exploración del área, la evaluación integral del campo Trión y su futura explotación.

## IX. 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 de acuerdo con lo siguiente:

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

La documentación presentada por Pemex es consistente con las AE-0092 Cinturón Subsalino-10 y AE-0093 Cinturón Subsalino-11, otorgada por la Sener a Pemex.

### 2. 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;

Actualmente no existe ningún desarrollo en las asignaciones propuestas a migrar, por lo que el área no cuenta con producción, por lo tanto el escenario base considera el pronóstico de producción presentado para el campo Trión en Ronda Cero.

En este sentido, el escenario incremental de producción considera un plan conceptual de desarrollo y producción visualizado para el campo Trión por Pemex, a través de una alianza al amparo de un CEE. El cual, está sujeto al éxito exploratorio de las actividades propuestas para la delimitación y al acuerdo al que se llegue con el futuro socio.



Cabe mencionar, que la Comisión no analiza el desarrollo conceptual presentado por Pemex en esta etapa para efectos de considerar la procedencia de la migración. Será en el marco del contrato de exploración y extracción de hidrocarburos que en su caso se licite y adjudique, que se dictaminará el plan de exploración o de desarrollo para la extracción que corresponda.

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

En el proceso de Ronda Cero, Pemex no documentó un escenario de proyección de producción base para las dos asignaciones, que estuviera relacionada al éxito exploratorio de la perforación y posible desarrollo de ambos prospectos considerados originalmente en Ronda Cero.

En el escenario de incorporación de reservas adicionales, se pretende perforar la localización Cymba-1, la cual se encuentra ubicada a 7 km al oeste del Campo Trión. En caso de éxito, Pemex espera que la recuperación asociada a un posible desarrollo de Cymba sea de 105 MMb de aceite y 277 MMMPC.

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

De acuerdo a la información presentada por Pemex, el escenario incremental considera un aumento de actividades e inversión respecto al escenario relacionado con el CTM en los respectivos títulos de las Asignaciones a migrar. El beneficio planteado por Pemex, relacionado con el plan de desarrollo visualizado, deberá verse plasmado una vez se culmine con la etapa de evaluación del campo Trión.

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

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

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

De acuerdo a la información presentada por Pemex, se han realizado trabajos y estudios exploratorios que permiten tener un entendimiento geológico aceptable. Esas actividades incluyen interpretación sísmica, evaluación petrofísica, la caracterización del modelo geológico, la actualización de prospectos y la caracterización del Campo Trión dentro de las asignaciones.



**5. 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;**

De acuerdo con la información presentada por Pemex, se tiene caracterizado el tipo de fluido presente en el campo Trión, a través 5 análisis PVT del pozo Trión-1 y dos del pozo Trión-1DL. Los niveles productores del Eoceno inferior Wilcox-350 y Wilcox-100, corresponden con aceite de entre de 29° a 36° y 21° a 25°API, respectivamente; con una relación de gas de 111.5 y 321.9 (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>), respectivamente.

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

En el área de las asignaciones a migrar no existe reporte de infraestructura alguna. A la fecha se cuenta con los pozos Trión-1 descubridor y el pozo Trión-1DL delimitador, cuya perforación concluyo en 2012 y 2014, ambos taponados.

**7. Manifestación del interés de celebrar una alianza o asociación con Personas Morales**

Pemex manifiesta el interés de celebrar alianza y señala las características del posible socio con el cual desea trabajar, de acuerdo a los retos técnicos y financieros identificados, plasmados en su solicitud.

La solicitud de migración relacionada a las asignaciones donde se encuentra el campo Trión, es en gran medida respuesta al entorno actual de precios bajos de los hidrocarburos que ha obligado a la industria internacional a diferir inversiones y disminuir la actividad en áreas con mayor riesgo técnico y financiero, tales como aguas profundas.

Sin embargo, en el caso de México, la zona de aguas profundas alberga 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, desarrollar los descubrimientos y fortalecer a la Empresa Productiva del Estado en términos de transferencia tecnológica, compartir riesgos y contar con socios financieros que lleven al cumplimiento de las metas de producción e incorporación de reservas planteado.

Una vez concluida la etapa de evaluación y delimitación del campo, será entonces viable proceder con la elaboración de un plan de desarrollo.

## X. Opinión



**Derivado del análisis de la información remitida por la Sener en términos de la solicitud de migración presentada por Pemex ante esa Secretaría, dentro de la que se incluyen los elementos para la justificación de conveniencia de la migración, tanto para Pemex como para el Estado, esta Comisión considera procedente la migración conjunta de las asignaciones AE-0092 Cinturón Subsalino-10 y la AE-0093 Cinturón Subsalino-11 a un CEE.**

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.


Elaboró



**M. en C. Christian Uriel Moya García**

Director General Adjunto

Autorizó



**Dr. Felipe Ortuño Arzate**

Director General de Evaluación del  
Potencial Petrolero