

# Dictamen Técnico del Proyecto de Explotación Tsimín-Xux (Nuevo)

OCTUBRE 2013

|   |           |
|---|-----------|
| <b>CONTENIDO .....</b>  | <b>2</b>  |
| <b>I. INTRODUCCIÓN.....</b>   | <b>3</b>  |
| <b>II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y DICTAMEN .....</b>                              | <b>4</b>  |
| <b>III. MANDATO DE LA CNH .....</b>   | <b>6</b>  |
| <b>IV. ELEMENTOS GENERALES DEL PROYECTO.....</b>  | <b>8</b>  |
| A) UBICACIÓN.....   | 8         |
| B) OBJETIVO .....   | 9         |
| C) ALCANCE.....   | 9         |
| D) INVERSIONES Y GASTO DE OPERACIÓN .....   | 12        |
| E) RESERVAS DE HIDROCARBUROS Y FACTOR DE RECUPERACIÓN .....   | 12        |
| F) INDICADORES ECONÓMICOS .....   | 14        |
| <b>V. EMISIÓN DEL DICTAMEN .....</b>  | <b>16</b> |
| A) REVISIÓN DOCUMENTAL.....   | 16        |
| B) SUFICIENCIA DOCUMENTAL .....   | 16        |
| C) DICTAMEN DEL PROYECTO .....  | 21        |
| <b>VI. ELEMENTOS DEL PROYECTO OBSERVADOS POR LA COMISIÓN .....</b>                                    | <b>23</b> |
| A) RESERVAS.....  | 23        |
| B) TECNOLOGÍAS A UTILIZAR PARA OPTIMIZAR LA EXPLOTACIÓN EN LAS DIVERSAS ETAPAS DE LOS PROYECTOS ..... | 30        |
| C) RITMO DE EXTRACCIÓN DE LOS CAMPOS .....  | 32        |
| D) FACTOR DE RECUPERACIÓN DE LOS YACIMIENTOS .....  | 34        |
| i. <i>Análisis del proyecto</i> .....   | 34        |
| ii. <i>Análisis por yacimiento</i> .....  | 35        |
| E) EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO.....   | 35        |
| i. <i>Aspectos Estratégicos</i> .....   | 40        |
| ii. <i>Aspectos Geológicos, Geofísicos y de Ingeniería</i> .....                                      | 42        |
| iii. <i>Aspectos Económicos</i> .....   | 53        |
| iv. <i>Aspectos Ambientales</i> .....   | 56        |
| F) REFERENCIAS TÉCNICAS CONFORME A LAS MEJORES PRÁCTICAS. ....  | 61        |
| G) CONDICIONES NECESARIAS DE SEGURIDAD INDUSTRIAL .....   | 66        |
| <b>VII. OPINIÓN DE LA MIP .....</b>   | <b>70</b> |
| <b>VIII. MECANISMOS DE EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA .....</b>                                | <b>76</b> |
| A) PROPUESTA DE MATRIZ DE MÉTRICAS PARA EVALUAR LA EFICIENCIA OPERATIVA .....                         | 77        |
| <b>IX. RESULTADO DEL DICTAMEN Y RECOMENDACIONES.....</b>  | <b>78</b> |
| <b>X. OPINIÓN A SENER .....</b>   | <b>84</b> |

## I. Introducción

En este documento se presenta el resultado del análisis realizado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante CNH o Comisión) relacionado con el proyecto de explotación Tsimín-Xux, el cual se remitió a dictamen de la Comisión en virtud de haberse presentado como proyecto nuevo.

Los campos Tsimín y Xux fueron descubiertos en los años 2008 y 2009 respectivamente, mediante la perforación de los pozos exploratorios Tsimín -1 y Xux-1 los cuales resultaron productores de gas y condensados para el caso de Tsimín y Xux, y de aceite volátil para el caso del Cretácico en el campo Tsimín. Los resultados de estos pozos fueron la base para la incorporación de nuevas reservas, las cuales fueron tomadas para la documentación y aprobación del proyecto de desarrollo Tsimín - Xux.

## II. Relación cronológica del proceso de revisión y dictamen

Para la elaboración del dictamen, la CNH revisó y analizó la información originalmente proporcionada por Petróleos Mexicanos, a través de Pemex-Exploración y Producción - referidos ambos organismos descentralizados de forma conjunta e indistinta como PEMEX o PEP - así como los alcances de información presentados a solicitud de esta Comisión. A continuación se presenta la relación de la información utilizada del proyecto:

1. Oficio SPE-GEEC-150-2013 recibido en esta Comisión el 3 de julio de 2013, emitido por la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, a través de la Gerencia de Estrategias y Evaluación de Cartera (GEEC), por el que ese organismo remite información relacionada con el proyecto, para efectos de su dictamen, con fundamento en el artículo 4, fracción VI de la Ley de la Comisión y en términos del artículo 28 de la *Resolución CNH.06.002/09 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer los lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación* (Lineamientos técnicos).
2. Oficio SPE-GEEC-151-2013, recibido en esta Comisión el 2 de julio de 2013, emitido por la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP, por el que ese organismo remite la información relacionada al proyecto a la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (SENER), solicitando que se determine si éste es “proyecto principal de exploración y explotación” y en su caso, su aprobación.
3. Oficio 512.DGAAH.102-13, recibido en esta Comisión el 4 de julio de 2013, por el cual la Dirección General de Exploración y Explotación de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (SENER) envía información relacionada al proyecto, misma que coincide con la anteriormente remitida por PEP.

4. Oficio D00.-SE.-308/2013, de fecha de 9 de julio de 2013, por el cual esta Comisión solicita a PEP información del proyecto que no fue presentada: archivos modificables, anexos, evaluaciones económicas completas y justificaciones de la ausencia de diversos DSD's.
5. Oficio SPE-468-2013, recibido el 15 de agosto de 2013, por el cual la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP remite información actualizada con el proyecto de explotación Tsimín - Xux.
6. Oficio D00.-SE.-445/2013, de fecha 12 de septiembre de 2013, por el cual esta Comisión solicita a PEP se remita precisiones de alcance técnico relacionado con la parte de seguridad industrial del proyecto de explotación Tsimín - Xux.
7. Oficio D00.-SE.-467/2013, de fecha 26 de septiembre de 2013, por el cual esta Comisión solicita a PEP precisiones técnicas adicionales del proyecto de explotación Tsimín - Xux.
8. Oficio GEEC-235-2013, recibido en esta Comisión el 30 de septiembre de 2013, por el cual la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP atiende las observaciones sobre seguridad industrial del proyecto de explotación Tsimín - Xux.
9. Oficio GEEC-240-2013, recibido en esta Comisión el 4 de octubre de 2013, por el cual la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de PEP remite la información complementaria relacionada con las precisiones de alcance técnico referente al proyecto de explotación Tsimín - Xux.

### III. Mandato de la CNH

Disposiciones legales que facultan a la Comisión Nacional de Hidrocarburos a emitir un dictamen sobre los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

Artículos 2, 3, 4, fracciones VI, XI, y XXIX y 8 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos; 15 y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 12, fracción III y 13 del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; Resolución CNH.06.002/09, artículos 1, 2, 4, 5, 6, 49 y 50 de los Lineamientos Técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y en relación con lo establecido en el 33, fracción VIII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

A continuación se transcriben los fundamentos de mayor relevancia relacionados con el presente dictamen.

#### ***Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos***

**Artículo 4o.** “Corresponde a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, lo siguiente: ...

I. a V. (...)

VI. Dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, previo a las asignaciones que otorgue la Secretaría de Energía, así como sus modificaciones sustantivas. La ejecución de las obras, trabajos y servicios del proyecto y su funcionamiento se realizarán conforme a lo establecido en el reglamento correspondiente;

(...)”

#### ***Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo***

**Artículo 12.** “En cualquier tiempo, Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios podrán solicitar una Asignación Petrolera o la modificación de una existente. A las solicitudes correspondientes deberán adjuntarse:

(...)

III. El dictamen técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos,...

(...)”

**Resolución CNH.06.002/09 relativa a los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 21 de diciembre de 2009.**

**Artículo 4.** “Se considerarán proyectos que deben ser dictaminados por la Comisión, en términos de la fracción VI del artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, los siguientes:

- I. Proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos que PEMEX proponga como nuevos.
- II. Modificaciones sustantivas a los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, independientemente de la fuente de recursos para su realización, en términos de lo dispuesto en el capítulo VII de los presentes lineamientos técnicos.”

**Artículo 50.** “La Comisión notificará a la Secretaría de su dictamen y dará a conocer su resolución a través del Registro Petrolero. ...”

Lo anterior, en correlación con el **artículo 33 fracción VIII** de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, el cual establece que a *la Secretaría de Energía corresponde el despacho de los siguientes asuntos (...) VIII. Otorgar, rehusar, modificar, revocar y, en su caso, cancelar asignaciones para exploración y explotación de hidrocarburos, tomando en consideración los dictámenes técnicos que emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos.*

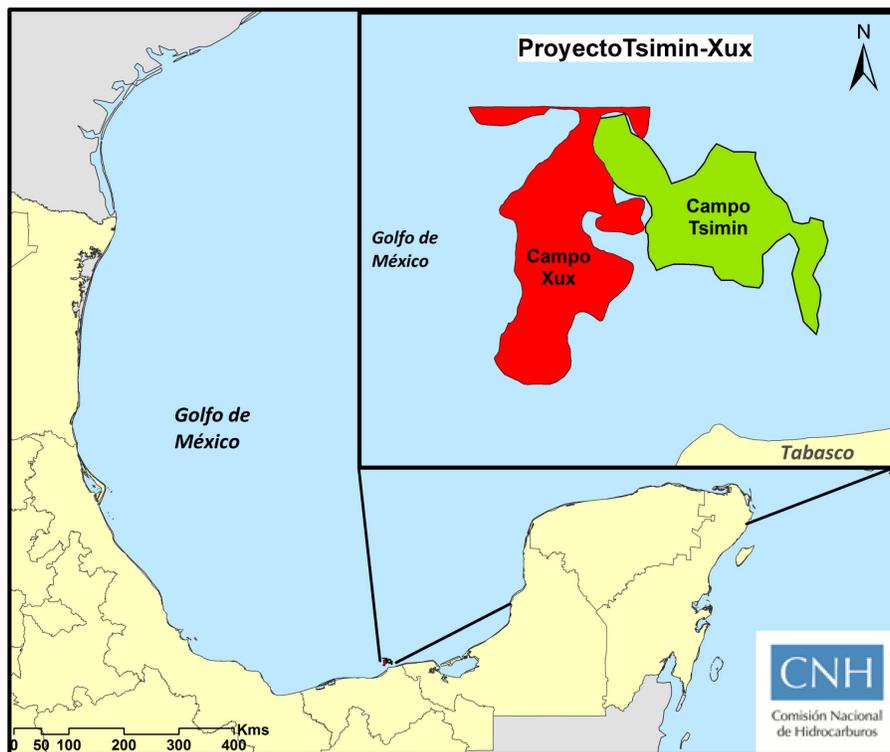
## IV. Elementos generales del proyecto

De acuerdo a la documentación enviada por PEMEX, a través de PEP, mediante oficios SPE-GEEC-150-2013 y GEEC-240-2013, a continuación se presentan las características principales del proyecto de explotación Tsimín – Xux. En el capítulo VI, la Comisión emitirá sus comentarios, observaciones y recomendaciones de lo observado en la documentación presentada por PEMEX respecto de este proyecto. En el capítulo IX se señala lo que la Comisión consideró para la emisión del dictamen.

### a) Ubicación

El proyecto de explotación Tsimín - Xux está ubicado en aguas territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 62 km de la terminal marítima de Dos Bocas, Paraíso, Tabasco, en tirantes de agua de 14 metros. La Figura 1 muestra la ubicación del proyecto. El proyecto Tsimín - Xux está formado por los campos Tsimín y Xux.

Figura 1. Ubicación del proyecto de explotación Tsimín - Xux.



Fuente: CNH con datos de PEP

## ***b) Objetivo***

De acuerdo a la información presentada por PEMEX, el proyecto de explotación Tsimín-Xux tiene como objetivo desarrollar una reserva de 403 millones de barriles de aceite y 2,934 miles de millones de pies cúbicos de gas, en el periodo 2013-2048, con una inversión de 128,583 millones de pesos.

## ***c) Alcance***

El proyecto de explotación Tsimín-Xux contempla perforar 43 pozos de desarrollo, 2 reparaciones mayores que corresponden a la recuperación de pozos exploratorios, 145 reparaciones menores así como la infraestructura para el manejo y acondicionamiento de hidrocarburos a través de 2 centros de procesos instalados en áreas aledañas a la plataforma de Enlace del Proyecto Crudo Ligero Marino y a Tsimín A.

Para el desarrollo del proyecto, PEMEX en la etapa de visualización identificó 230,400 escenarios para el desarrollo de este proyecto. En un segundo ejercicio se realizó una revisión técnica basándose en la metodología FEL (Front End Loading) del proyecto Crudo Ligero Marino y se simplificaron los escenarios reduciéndose la matriz a 64 escenarios.

La evaluación de esta matriz se llevó a cabo en dos etapas: la primera considera la parte técnica, es decir, que cada opción sea técnicamente factible; una vez superada esta etapa se procedió a realizar la evaluación económica, después de lo cual se redujeron las opciones a las siguientes alternativas de desarrollo:

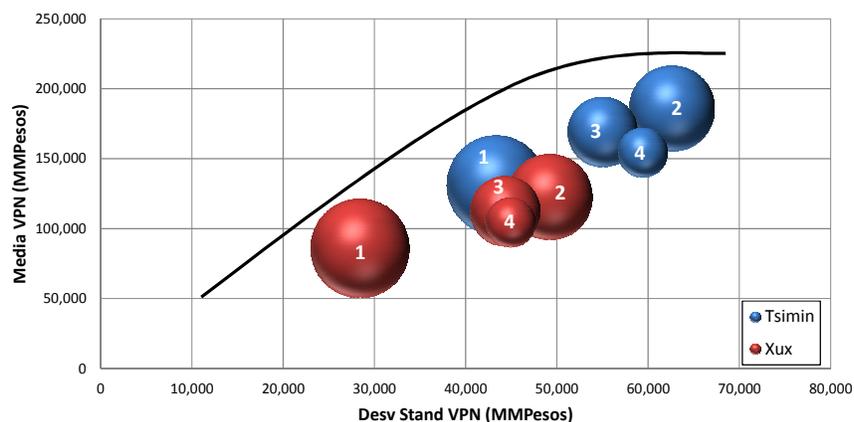
***Alternativa 1. Perforación con adosados.*** En cada campo se considera la perforación de los pozos de manera simultánea utilizando un equipo fijo de perforación y una plataforma auto-elevable, donde los pronósticos varían principalmente por la entrada de los pozos ya que se toman las mismas variables del yacimiento por lo que el potencial de los pozos no varía significativamente.

**Alternativa 2.** Perforación con equipo de nueva generación. En cada campo se considera la perforación de los pozos de manera simultánea utilizando dos equipos fijos de perforación dentro de una plataforma de nueva generación capaz de soportar dichos equipos. Al igual que en el escenario anterior los pronósticos varían principalmente por la entrada de los pozos ya que se toman las mismas variables del yacimiento, por lo que el potencial de los pozos no varía significativamente.

**Alternativa 3.** Perforación con plataformas adicionales. En cada campo se considera la perforación de los pozos de manera simultánea utilizando dos equipos fijos de perforación pero en dos plataformas convencionales, aquí el principal impacto en la producción es por los tiempos de perforación de los pozos y de la instalación de las plataformas para alojar 2 equipos fijos de perforación. En el campo Tsimín esto tiene como consecuencia un pico máximo de producción menor a 100 mbd y a su vez crea una mayor declinación de los gastos de producción y para el campo Xux tiene como consecuencia mayor declinación de los gastos de producción.

Para la jerarquización de los escenarios y determinación del escenario a proponer, se construyó la frontera de eficiencia, integrando los resultados de la evaluación técnico- económica de los escenarios evaluados en función de los indicadores económicos Valor Presente Neto y desviación estándar de VPN, Figura 2.

Figura 2. Frontera eficiente de las alternativas presentadas.



Fuente: PEP

La frontera de eficiencia para el Valor Presente Neto se muestra en la Figura 2, de acuerdo a estos resultados, los escenarios que demarcan la frontera de eficiencia del VPN es la alternativa 2. Una vez evaluadas las alternativas, PEP identificó que la mejor es la Alternativa 2.

En la Tabla 1 se presentan los perfiles de producción de la Alternativa 2.

Tabla 1. Producción de la alternativa seleccionada.

| Año   | Qo (mbpd)    | Qg (mmpcd)       |
|-------|--------------|------------------|
| 2013  | 21           | 102              |
| 2014  | 63           | 298              |
| 2015  | 103          | 472              |
| 2016  | 130          | 597              |
| 2017  | 138          | 640              |
| 2018  | 142          | 660              |
| 2019  | 144          | 663              |
| 2020  | 134          | 632              |
| 2021  | 100          | 604              |
| 2022  | 62           | 595              |
| 2023  | 34           | 557              |
| 2024  | 16           | 495              |
| 2025  | 5            | 419              |
| 2026  | 3            | 338              |
| 2027  | 2            | 232              |
| 2028  | 2            | 193              |
| 2029  | 2            | 163              |
| 2030  | 1            | 133              |
| 2031  | 1            | 99               |
| 2032  | 1            | 64               |
| 2033  | 0            | 28               |
| 2034  | 0            | 11               |
| 2035  | 0            | 10               |
| 2036  | 0            | 8                |
| 2037  | 0            | 7                |
| 2038  | 0            | 6                |
| 2039  | 0            | 5                |
| 2040  | 0            | 4                |
| Total | 403<br>(mmb) | 2,934<br>(mmmpc) |

Fuente: PEP

#### *d) Inversiones y gasto de operación*

La inversión para el horizonte 2013-2048 del proyecto Tsimín-Xux es de 128,583 millones de pesos y el gasto de operación que se ejercerá es de 26,916 millones de pesos, como se describe en la Tabla 2.

Tabla 2. Estimación de inversiones y gasto de operación (mmpesos).

| Año   | Inversión total | Gastos de operación |
|-------|-----------------|---------------------|
| 2013  | 16,510          | 416                 |
| 2014  | 20,575          | 1,220               |
| 2015  | 20,181          | 2,000               |
| 2016  | 13,649          | 2,564               |
| 2017  | 6,517           | 2,779               |
| 2018  | 7,306           | 2,806               |
| 2019  | 6,070           | 2,760               |
| 2020  | 3,248           | 2,549               |
| 2021  | 3,437           | 2,152               |
| 2022  | 4,188           | 1,754               |
| 2023  | 2,774           | 1,408               |
| 2024  | 2,795           | 1,104               |
| 2025  | 2,500           | 848                 |
| 2026  | 3,387           | 671                 |
| 2027  | 1,813           | 462                 |
| 2028+ | 13,634          | 1,424               |
| Total | 128,583         | 26,916              |

Fuente: PEP

#### *e) Reservas de hidrocarburos y factor de recuperación*

En la Tabla 3 se muestra la información del volumen original y factores de recuperación de gas y aceite del 1 de enero 2012 perteneciente a los yacimientos del proyecto de explotación Tsimín-Xux.

Tabla 3. Volumen original 3P y factores de recuperación de aceite y gas.

|            | Volumen original 3P |             | 1P  |     | 2P  |     | 3P  |     |
|------------|---------------------|-------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
|            | Crudo               | Gas natural | Fro | Frg | Fro | Frg | Fro | Frg |
|            | mmb                 | mmmpc       | (%) | (%) | (%) | (%) | (%) | (%) |
| Tsimín JSK | 957.6               | 4,740.9     | 41% | 59% | 40% | 60% | 40% | 60% |
| Tsimín K   | 357.4               | 943.5       | 32% | 32% | 32% | 32% | 32% | 32% |
| Xux JSK    | 906.9               | 3,888.4     | 40% | 60% | 40% | 57% | 40% | 60% |
| Total      | 2,221.7             | 9,572.8     | 38% | 55% | 38% | 56% | 39% | 57% |

Fuente: CNH con datos de PEP

Los valores de los factores de recuperación presentados en la tabla anterior fueron calculados por Pemex, basándose en la relación directa entre la reserva remanente y el volumen original por categoría considerando la producción acumulada. Es decir:

- $Fr\ 1P = (Reserva\ Remanente\ 1P + Producción\ Acumulada) / Volumen\ Original\ Total\ (1P)$
- $Fr\ 2P = (Reserva\ Remanente\ 2P + Producción\ Acumulada) / Volumen\ Original\ Total\ (2P)$
- $Fr\ 3P = (Reserva\ Remanente\ 3P + Producción\ Acumulada) / Volumen\ Original\ Total\ (3P)$

Al respecto, la Comisión recomienda que el factor de recuperación haga referencia solamente al volumen original total (3P) y a las reservas remanentes para cada una de las categorías considerando también la producción acumulada.

- $Fr\ 1P = (Reserva\ Remanente\ 1P + Producción\ Acumulada) / Volumen\ Original\ Total\ (3P)$
- $Fr\ 2P = (Reserva\ Remanente\ 2P + Producción\ Acumulada) / Volumen\ Original\ Total\ (3P)$
- $Fr\ 3P = (Reserva\ Remanente\ 3P + Producción\ Acumulada) / Volumen\ Original\ Total\ (3P)$

Lo anterior, se sustenta en la premisa de que el volumen original lo define la estructura total del yacimiento obtenido de un modelo estático y la reserva es el resultado del plan de explotación que se tenga de ese yacimiento definido en cada una de las categorías de reservas.

Las reservas remanentes de aceite y gas de los yacimientos del proyecto de explotación Tsimín-Xux se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4. Reservas remanentes de crudo y gas natural al 1 enero de 2012.

| Categoría | Tsimín JSK |         | Xux JSK |         | Tsimín K |       | Total  |         |
|-----------|------------|---------|---------|---------|----------|-------|--------|---------|
|           | Aceite     | Gas     | Aceite  | Gas     | Aceite   | Gas   | Aceite | Gas     |
|           | mmb        | mmmpc   | mmb     | mmmpc   | mmb      | mmmpc | mmb    | mmmpc   |
| 1P        | 144.7      | 1,037.4 | 48.6    | 311.6   | 46.0     | 121.4 | 239.3  | 1,470.4 |
| 2P        | 258.0      | 1,913.9 | 87.0    | 536.9   | 70.2     | 186.7 | 415.2  | 2,637.5 |
| 3P        | 382.0      | 2,844.0 | 362.7   | 2,332.7 | 114.3    | 303.5 | 859.0  | 5,480.2 |

Fuente: PEP

### *f) Indicadores económicos*

Para el proyecto se usó un precio promedio de 99.3 dólares por barril (usd/barril) para el aceite y 7.1 dólares por millar de pie cúbico (usd/mpc) para el gas.

La tasa de descuento utilizada fue de 12 por ciento y el tipo de cambio de 12.76 pesos por dólar. Asimismo, se aplicó la Ley Federal de Derechos en materia de hidrocarburos vigente para el cálculo de impuestos (sic).

En el horizonte 2013-2048, el proyecto de explotación Tsimín-Xux requiere una inversión de 128,583 millones de pesos. El total de ingresos estimados por la venta de hidrocarburos es de 777,773 millones de pesos.

El gasto de operación que se ejercerá para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto será de 26,916 millones de pesos.

La Tabla 5 muestra las estimaciones de la inversión, gasto de operación, ingresos y flujo de efectivo del proyecto.

Tabla 5. Estimación de inversiones, gastos de operación, ingresos y flujo de efectivo (mmpesos).

| Año          | Inversión      | Gastos de operación | Ingresos       | Flujo antes de impuestos | Flujo después de impuestos |
|--------------|----------------|---------------------|----------------|--------------------------|----------------------------|
| 2013         | 16,510         | 416                 | 13,578         | -3,349                   | -12,464                    |
| 2014         | 20,575         | 1,220               | 39,402         | 17,607                   | -8,828                     |
| 2015         | 20,181         | 2,000               | 63,448         | 41,267                   | -1,318                     |
| 2016         | 13,649         | 2,564               | 79,766         | 63,554                   | 10,046                     |
| 2017         | 6,517          | 2,779               | 84,849         | 75,553                   | 18,657                     |
| 2018         | 7,306          | 2,806               | 87,214         | 77,103                   | 18,632                     |
| 2019         | 6,070          | 2,760               | 87,793         | 78,963                   | 20,100                     |
| 2020         | 3,248          | 2,549               | 82,629         | 76,833                   | 21,467                     |
| 2021         | 3,437          | 2,152               | 65,698         | 60,109                   | 16,462                     |
| 2022         | 4,188          | 1,754               | 47,867         | 41,926                   | 10,700                     |
| 2023         | 2,774          | 1,408               | 34,147         | 29,965                   | 8,180                      |
| 2024         | 2,795          | 1,104               | 23,818         | 19,920                   | 5,119                      |
| 2025         | 2,500          | 848                 | 16,243         | 12,896                   | 3,101                      |
| 2026         | 3,387          | 671                 | 12,722         | 8,664                    | 1,026                      |
| 2027         | 1,813          | 462                 | 9,267          | 6,992                    | 1,369                      |
| 2028+        | 13,634         | 1,424               | 29,331         | 14,273                   | -3,535                     |
| <b>Total</b> | <b>128,583</b> | <b>26,916</b>       | <b>777,773</b> | <b>622,274</b>           | <b>108,714</b>             |

Fuente: PEP

Los resultados económicos correspondientes del proyecto, para la alternativa de desarrollo elegida, se muestran en la Tabla 6.

Tabla 6. Indicadores económicos.

| Indicadores económicos         |           | Antes de impuestos | Después de impuestos | Unidades  |
|--------------------------------|-----------|--------------------|----------------------|-----------|
| Valor Presente Neto            | VPN       | 321,182            | 44,011               | mmpesos   |
| Valor Presente de la Inversión | VPI       | 81,388             | 81,388               | mmpesos   |
| Relación VPN/VPI               | VPN / VPI | 3.95               | 0.54                 | peso/peso |

Fuente: PEP

El proyecto obtendría un VPN antes de impuestos de 321,182 millones de pesos y de 44,011 millones de pesos después de impuestos.

## V. Emisión del dictamen

En términos del artículo 35 de los Lineamientos técnicos, a continuación se detalla el proceso de revisión y dictamen del proyecto, conforme las siguientes fases:

### *a) Revisión documental*

Para la elaboración del dictamen, la CNH revisó y analizó la información originalmente proporcionada por PEP, así como los alcances de información presentados a solicitud de esta Comisión. En el apartado “Relación cronológica del proceso de revisión y dictamen” de este dictamen se encuentra la relación de oficios e información recibida para la elaboración del mismo.

### *b) Suficiencia documental*

Esta Comisión revisó y analizó la información técnico-económica del proyecto proporcionada por PEP, concluyendo que existía suficiencia documental para iniciar el dictamen. El resultado de este análisis se encuentra en la tabla siguiente:

| Aspectos de explotación                                  | Suficiente | Observaciones                          |
|--|------------|--|
| <b>I. Resumen Ejecutivo</b>                              |            |  |
| a. Objetivos y alcances del proyecto:                    | Sí         |  |
| b. Ubicación geográfica:                                 | Sí         |  |
| c. Estrategias consideradas:                             | Sí         |  |
| d. Recomendaciones:                                      | Sí         |  |
| <b>II. Objetivos y alcance de la etapa de definición</b> |            |  |
| Objetivos y alcance de la etapa de definición:           | Sí         | Se presenta en el Anexo I.             |
| <b>III. Introducción</b>                                 |            |  |
| Introducción:  | No         | El documento no contiene esta sección. |
| <b>IV. Motivo y justificación del proyecto</b>           |            |  |
| Motivo y justificación del proyecto:                     | Sí         | Se presenta en la sección III.         |
| <b>V. Efectos de no realizarse el proyecto</b>           |            |  |
| Efectos de no realizarse el proyecto:                    | Sí         | Se presenta en la sección XVIII.       |
| <b>VI. Objetivo y alcance del proyecto</b>               |            |  |

|   |    |                                |
|---|----|--------------------------------|
| Objetivo y alcance del proyecto:  | Sí | Se presenta en la sección II.  |
| <b>VII. Reservas, tipo y denominación comercial de hidrocarburos</b>                          |    |                                |
| Reservas, tipo y denominación comercial de hidrocarburos:                                     | Sí | Se presenta en la sección IX.  |
| <b>VIII. Orígenes, destinos y utilización del gas natural</b>                                 |    |                                |
| Orígenes, destinos y utilización del gas natural:   | Sí | Se presenta en la sección XIX. |
| <b>IX. Modelo geológico</b>   |    |                                |
| Modelo geológico:   | Sí | Se presenta en la sección XII. |
| <b>X. Modelo de simulación y metodología para la elaboración de pronósticos de producción</b> |    |                                |
| Modelo de simulación y metodología para la elaboración de pronósticos de producción:          | Sí | Se presenta en la sección XI.  |
| <b>XI. Pronósticos de producción (del modelo de simulación)</b>                               |    |                                |
| a. Comportamiento de los yacimientos:   | Sí | Se presenta en la sección VII. |
| b. Comportamiento de pozos:   | Sí | Se presenta en la sección VII. |
| <b>XII. Productividad de Pozos</b>  |    |                                |
| a. Análisis de pozos:   | Sí | Se presenta en la sección VII. |
| b. Monitoreo de pozos:  | Sí | Se presenta en la sección VII. |
| <b>XIII. Descripción del escenario de explotación a desarrollar</b>                           |    |                                |
| a. Aspectos técnicos:   | Sí | Se presenta en la sección IV.  |
| b. Justificación del mejor escenario integral de explotación:                                 | Sí | Se presenta en la sección IV.  |
| c. Riesgos e incertidumbre del mejor escenario integral de explotación:                       | Sí | Se presenta en la sección IV.  |
| <b>XIV. Estrategia de administración del proyecto de explotación</b>                          |    |                                |
| Estrategia de administración del proyecto de explotación:                                     | Sí | Se presenta en la sección XV.  |
| <b>XV. Plan de desarrollo detallado del proyecto y estimado de costos clase II</b>            |    |                                |
| <b>a. Plan integral de explotación</b>  |    |                                |
| 1. Estrategia de explotación:   | Sí | Se presenta en la sección XIV. |
| 2. Desarrollo inicial:  | Sí | Se presenta en la sección XIV. |
| 3. Plataforma de producción:  | Sí | Se presenta en la sección XIV. |
| 4. Declinación:   | Sí | Se presenta en la sección XIV. |
| 5. Abandono:  | Sí | Se presenta en la sección XIV. |
| 6. Monitoreo de explotación del yacimiento:   | Sí | Se presenta en la sección XIV. |
| 7. Tecnología a utilizar:   | Sí | Se presenta en la sección XIV. |
| <b>b. Ingeniería básica y de detalle de pozos</b>   |    |                                |
| 1. Programa direccional:  | Sí | Se presenta en la sección XIV. |
| 2. Programa de fluidos:   | Sí | Se presenta en la sección XIV. |

|  |     |   |
|--|-----|---|
| 3. Programa tuberías de revestimiento y producción:                    | Sí  | Se presenta en la sección XIV.  |
| 4. Selección de cabezales y árboles:                                   | Sí  | Se presenta en la sección XIV.  |
| 5. Programa de toma de información:                                    | Sí  | Se presenta en la sección XIV.  |
| 6. Diseño de la terminación:   | Sí  | Se presenta en la sección XIV.  |
| 7. Riesgos mayores y plan de manejo:                                   | Sí  | Se presenta en la sección XIV.  |
| 8. Tiempos de perforación y terminación:                               | Sí  | Se presenta en la sección XIV.  |
| 9. Costos de perforación y terminación:                                | Sí  | Se presenta en la sección XIV.  |
| <b>c. Plan de perforación y operación y mantenimiento de pozos</b>     |     |   |
| Plan de perforación y operación y mantenimiento de pozos:              | Sí  | Se presenta en la sección XIV.  |
| <b>d. Ingeniería básica de instalaciones</b>                           |     |   |
| 1. Redes de recolección, distribución, inyección y transporte:         | Sí  | Se presenta en la sección XIV.  |
| 2. Tratamiento y procesamiento de líquidos y gas:                      | Sí  | Se presenta en la sección XIV.  |
| 3. Plantas auxiliares:   | Sí  | Se presenta en la sección XIV.  |
| 4. Tratamiento y acondicionamiento de agua:                            | Sí  | Se presenta en la sección XIV.  |
| 5. Listado de equipos mayores y materiales de largo tiempo de entrega: | Sí  | Se presenta en la sección XIV.  |
| 6. Estimados de costos:  | Sí  | Se presenta en la sección XIV.  |
| 7. Riesgos mayores y plan de manejo:                                   | Sí  | Se presenta en la sección XIV.  |
| 8. Automatización integral subsuelo superficie:                        | Sí  | Se presenta en la sección XIV.  |
| <b>e. Plan de construcción y/o adecuación de infraestructura</b>       |     |   |
| Plan de construcción y/o adecuación de infraestructura:                | Sí  | Se presenta en la sección XIV.  |
| <b>f. Plan de monitoreo y control del sistema subsuelo-superficie</b>  |     |   |
| Plan de monitoreo y control del sistema subsuelo-superficie            | No* | El plan que se presenta sólo incluye instalación de sensores permanentes, y no se incluye otras variables importantes a monitorear (aforos, PVT, pruebas de presión, etc.). |
| <b>g. Plan de mitigación de riesgos</b>                                |     |   |
| Plan de mitigación de riesgos:   | Sí  | Se presenta en la sección XIV.  |
| <b>h. Plan de desincorporación de activos y/o abandono</b>             |     |   |
| Plan de desincorporación de activos y/o abandono:                      | Sí  | Se presenta en la sección XIV.  |
| <b>i. Planes detallados para la administración</b>                     |     |   |

|   |    |                                |
|---|----|--------------------------------|
| Planes detallados para la administración:   | Sí | Se presenta en la sección XIV. |
| j. El estimado de costos clase II de todos los elementos del proyecto deberá estar desglosado por moneda, año y actividad                                       |    |                                |
| El estimado de costos clase II de todos los elementos del proyecto deberá estar desglosado por moneda, año y actividad:   | Sí | Se presenta en la sección XIV. |
| k. Costos de inversión, operación y mantenimiento   |    |                                |
| Costos de inversión, operación y mantenimiento:   | Sí | Se presenta en la sección XIV. |
| l. Programa de erogaciones  |    |                                |
| Costos de inversión, operación y mantenimiento:   | Sí | Se presenta en la sección XIV. |
| Programa de erogaciones:  | Sí | Se presenta en la sección XIV. |
| m. Derechos   |    |                                |
| Derechos:   | Sí | Se presenta en la sección XIV. |
| n. Guías para el control del proyecto   |    |                                |
| Guías para el control del proyecto:   | Sí | Se presenta en la sección XIV. |
| XVI. Evaluación técnica, económica, ambiental y de riesgos del proyecto de explotación  |    |                                |
| a. Estructura de precios:   | Sí | Se presenta en la sección XVI. |
| b. Consideraciones y premisas:  | Sí | Se presenta en la sección XVI. |
| c. Indicadores económicos (VPN, VPN/VPI, flujo de efectivo antes y después de impuestos, TIR, TRI, RBC):  | Sí | Se presenta en la sección XVI. |
| d. Análisis de sensibilidades técnicas, económicas y simulación de escenarios:  | Sí | Se presenta en la sección XVI. |
| e. Riesgos mayores y plan de manejo:  | Sí | Se presenta en la sección XVI. |
| f. Impacto técnico de los riesgos e incertidumbres:   | Sí | Se presenta en la sección XVI. |
| XVII. Aspectos sobre Seguridad Industrial y Protección Ambiental  |    |                                |
| a. Análisis y evaluación de los riesgos operativos de seguridad, salud e impacto al medio ambiente y la comunidad, así como la definición de objetivos y metas: | Sí |                                |

|   |     |   |
|---|-----|---|
| b. Programas para la gestión y cumplimiento de los objetivos, metas e indicadores por proceso de la seguridad, salud y protección ambiental, observando los estándares de seguridad industrial y protección ambiental en la ingeniería básica | Sí  | Se presenta en el anexo I.  |
| c. Nivel de implementación de los sistemas de gestión de la seguridad, salud y protección ambiental:  | Sí  | Se presenta en el anexo I.  |
| d. Estudios de sitio: marino y terrestre:   | Sí  |   |
| e. Estimación de los costos asociados en caso de accidentes en la ejecución de los proyectos, tales como daño a instalaciones, derrames de hidrocarburos, fatalidades, daño ambiental, diferimiento de la producción, entre otros:            | Sí  | Se presenta en el anexo I.  |
| f. Evaluación socioeconómica contemplando las externalidades negativas (principales pasivos ambientales) :  | Sí  | Se presenta en el anexo I.  |
| g. Documento técnico de descripción de permisos gubernamentales:  | Sí  |   |
| <b>XVIII. Evaluación del grado de definición del proyecto</b>   |     |   |
| Evaluación del grado de definición del proyecto:  | Sí  | Se presenta en la sección XX.   |
| <b>XIX. Uso de prácticas de mejoramiento de valor (PMV's)</b>   |     |   |
| Uso de prácticas de mejoramiento de valor (PMV's):  | Sí* |   |
| <b>XX. Administración del conocimiento</b>  |     |   |
| a. Lecciones aprendidas:  | Sí* |   |
| b. Mejores prácticas:   | Sí  | Se presenta en la sección XXII.   |
| c. Plan de brechas de competencias:   | No* | No se detalla el plan, es decir, no se indican las competencias requeridas específicas, ni las brechas; sólo se menciona evidencias de la participación del personal asignado a la GPDTX en este el modelo que PEMEX utiliza. |

\* Información adicional recibida en el oficio SPE-468-2013, recibido el 15 de agosto de 2013.

Nota: La información proporcionada se consideró suficiente para dar inicio al proceso de dictamen.

Fuente: CNH con datos de PEP.

### *c) Dictamen del proyecto*

La Figura 3 presenta el proceso que lleva a cabo la Comisión para dictaminar proyectos nuevos o de modificación sustantiva.

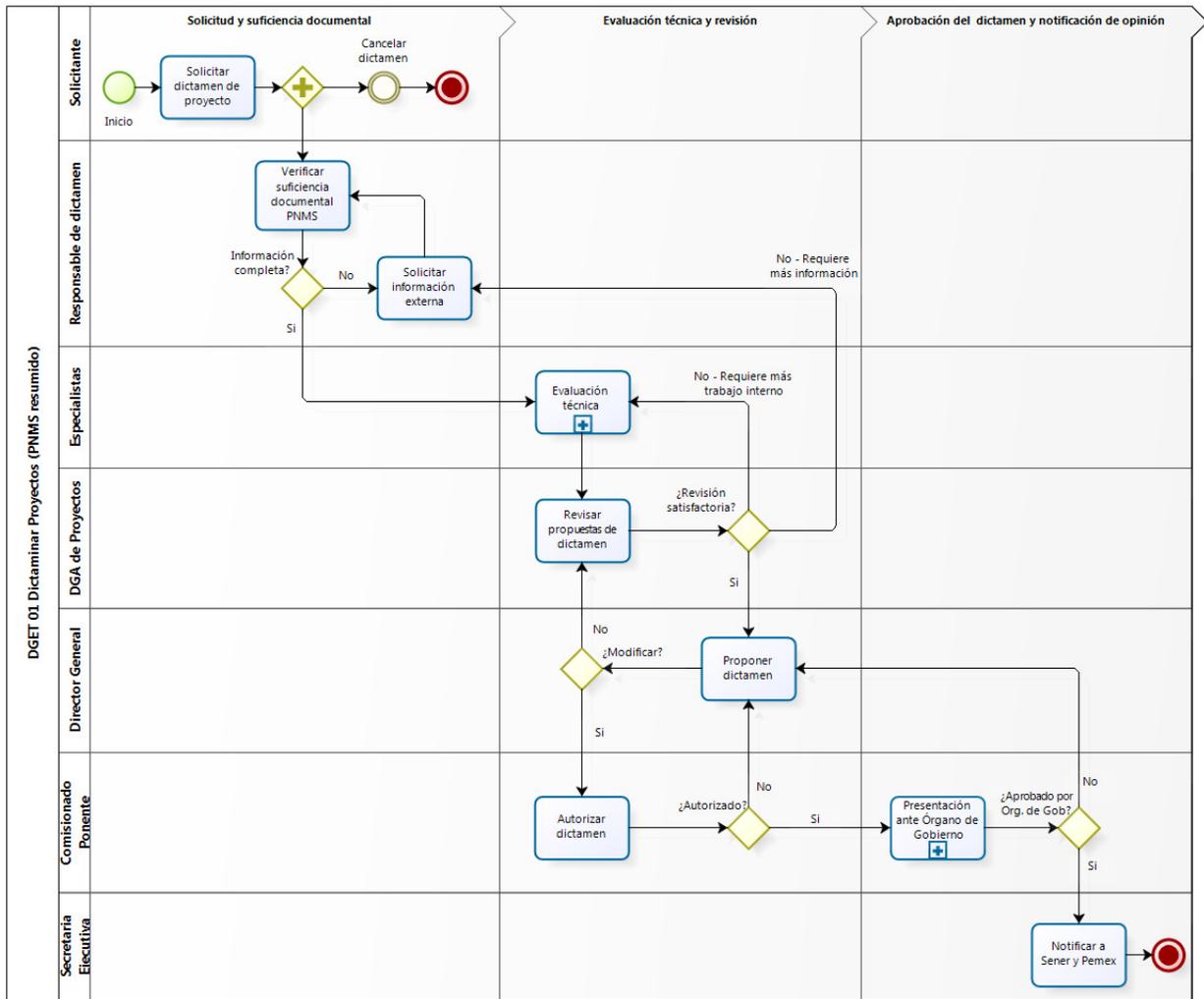
Este proceso inicia con la solicitud de dictamen del proyecto por parte de PEP.

Posteriormente, la CNH verifica la suficiencia documental, en donde se analiza la información del proyecto a fin de determinar si éste fue documentado conforme a lo dispuesto en los lineamientos técnicos. Asimismo, en esta actividad se verifica la congruencia de la información e incorporan los parámetros técnicos y económicos del proyecto.

Si en la actividad anterior se detecta el incumplimiento de los Lineamientos se solicita la información faltante; en caso contrario, el flujo de secuencia avanza hacia el subproceso de evaluaciones técnicas, en donde intervienen diversos especialistas para analizar las diversas áreas del proyecto: administración de proyectos, ambiental, economía, geociencias, geofísica, geología, perforación, yacimientos, reservas, mapas, medición, petrofísica, planeación, producción y seguridad industrial, con la finalidad de aportar las evaluaciones correspondientes para obtener una propuesta de dictamen para el proyecto conforme a lo señalado en los Lineamientos.

El dictamen del proyecto se presenta ante el Órgano de Gobierno; si aprueba el dictamen se remite a PEMEX, en los términos de la normativa aplicable. Asimismo, se remite copia del mismo a la Secretaría de Energía, para que pueda ser tomado en consideración en sus procesos de aprobación de proyectos; otorgamiento, modificación y cancelación de asignaciones, así como otorgamiento de permisos.

Figura 3. Proceso para dictaminar proyectos nuevos o de modificación sustantiva.



Fuente: CNH

## VI. Elementos del Proyecto observados por la Comisión

De acuerdo al artículo 49 de los Lineamientos técnicos, los dictámenes de la Comisión deberán contener, entre otros elementos por lo menos los relacionados con reservas, tecnologías, ritmo de extracción, factores de recuperación, evaluación técnica del proyecto, condiciones de seguridad industrial y protección ambiental; por lo que a continuación se señalan los resultados del análisis de cada uno de ellos.

### a) Reservas

A continuación se presentan los comentarios de la CNH correspondientes a las reservas de hidrocarburos del proyecto Tsimín-Xux.

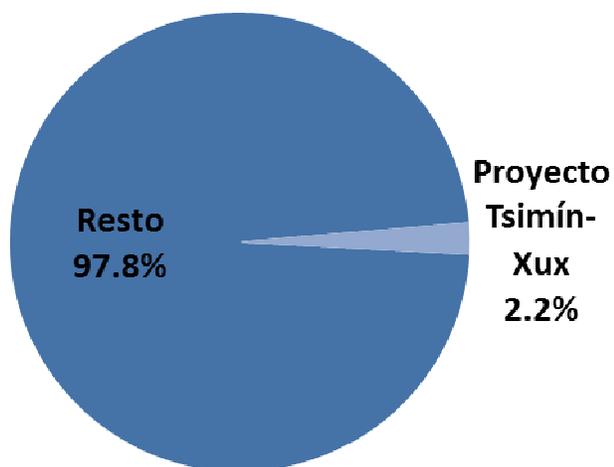
- i. Las reservas 2P de aceite para el proyecto Tsimín-Xux representan el 2.2% de las reservas totales de aceite a nivel nacional y las reservas 2P de gas para el proyecto representan el 7.6% de las reservas totales de gas nacional. Para el escenario de explotación propuesto del proyecto Tsimín-Xux (horizonte 2013-2048) el volumen a recuperar de aceite representa el 2.2% de las reservas totales 2P de aceite a nivel nacional y el volumen a recuperar de gas representan el 8.4% de las reservas totales 2P de gas nacional. La comparación de dichas cifras es presentada en la Tabla 7 y en las Figuras 4 a 7.

Tabla 7. Comparativo de participación de las reservas remanentes 2P del proyecto Tsimín-Xux en las reservas del país.

| Participación Nacional | Aceite | Gas  | Volumen de aceite (mmb) | Volumen de gas (mmmpc) |
|------------------------|--------|------|-------------------------|------------------------|
| Reservas proyecto      | 2.2%   | 7.6% | 415.4                   | 2,663.9                |
| Alternativa propuesta  | 2.2%   | 8.4% | 402.9                   | 2,932.4                |

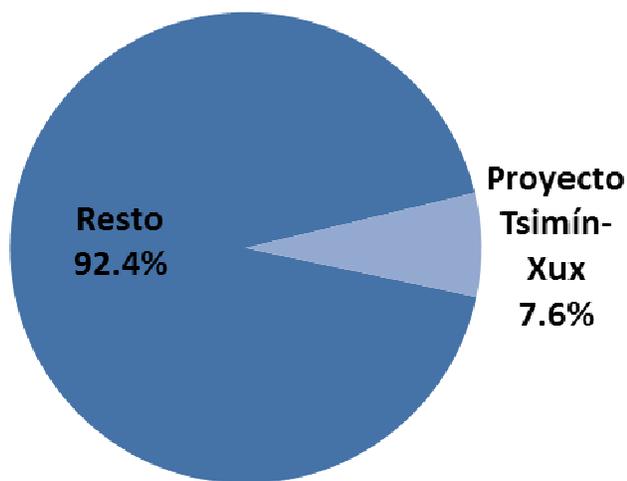
Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 4. Participación de las reservas remanentes de aceite 2P del proyecto Tsimín-Xux en las reservas de la nación al 1 de enero 2012.



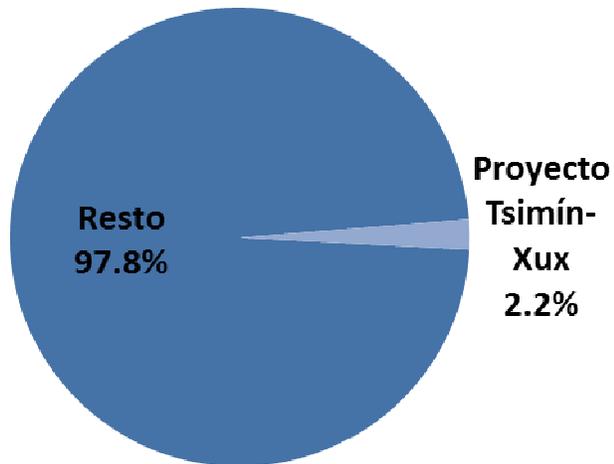
Fuente CNH con datos de PEP

Figura 5. Participación de las reservas remanentes de gas 2P del proyecto Tsimín-Xux en las reservas de la nación al 1 de enero 2012.



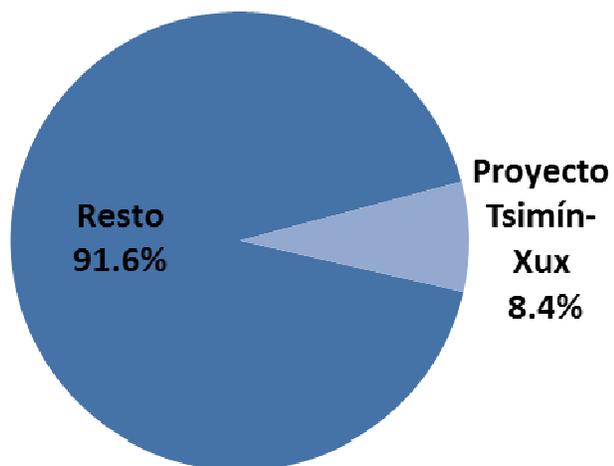
Fuente CNH con datos de PEP

Figura 6. Participación de las reservas remanentes 2P de aceite del escenario propuesto del proyecto Tsimín-Xux (2013-2048) en las reservas de la nación.



Fuente CNH con datos de PEP

Figura 7. Participación de las reservas remanentes 2P de gas del escenario propuesto del proyecto Tsimín-Xux (2013-2048) en las reservas de la nación.



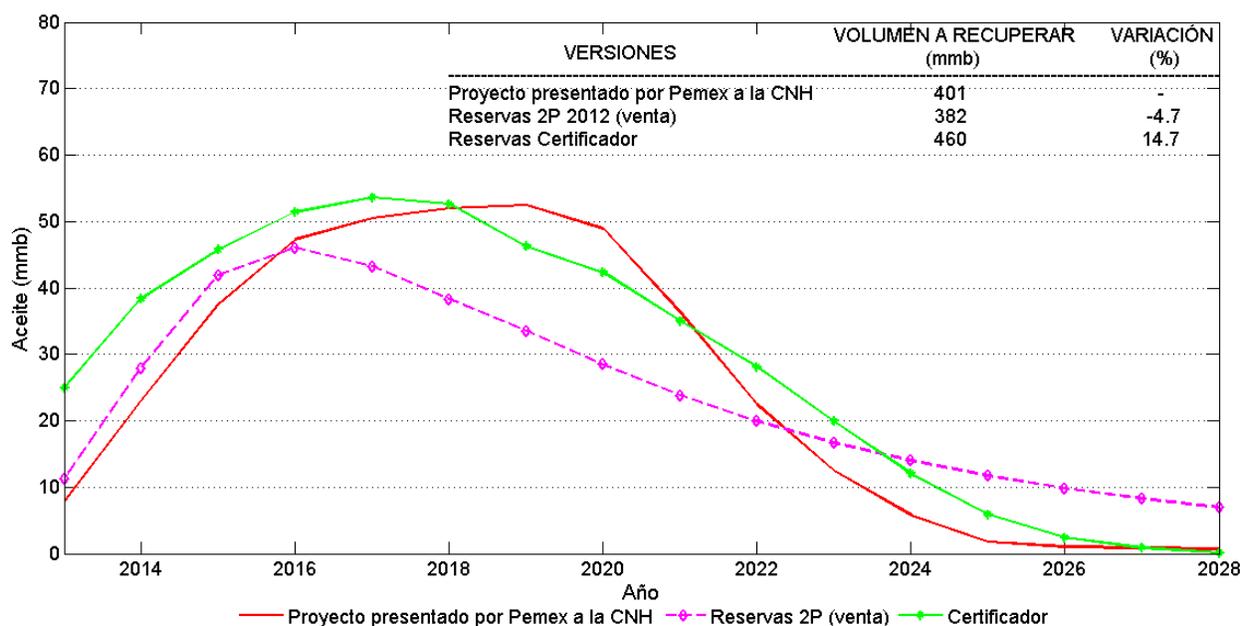
Fuente CNH con datos de PEP

La participación nacional de las reservas 2P del proyecto de aceite y gas al 1 de enero del 2012, son muy similares a la participación de los volúmenes a recuperar del escenario propuesto, sin embargo las diferencias en los volúmenes de gas a recuperar se deben

principalmente a los horizontes de evaluación y estimación entre los procesos de documentación de las reservas y la documentación del proyecto de inversión. Por lo que la Comisión recomienda ajustar los procesos de documentación en los tiempos adecuados para tener mayor consistencia entre los planes de explotación que sustentan la estimación y certificación de las reservas de hidrocarburos.

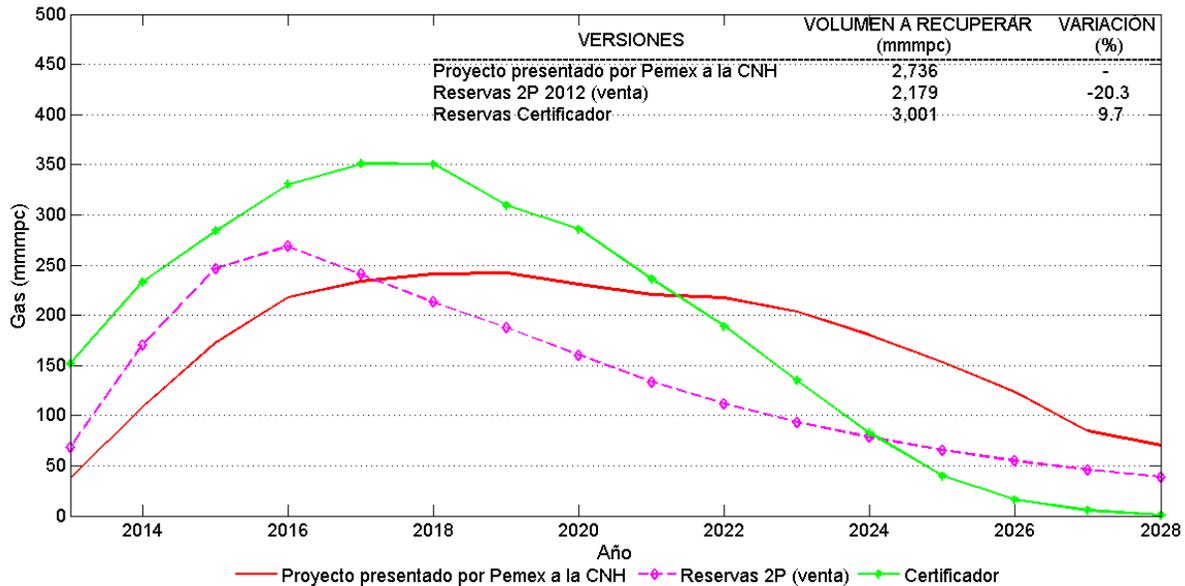
- ii. Debido a que los horizontes presentados en el documento del proyecto de PEMEX son diferentes a los de reservas, con el fin de poder hacer una comparación de los volúmenes a recuperar de aceite (Figura 8) y gas (Figura 9), se normalizaron los datos para el periodo 2013-2028. Así mismo se presentan las diferencias con respecto al proyecto presentado a la Comisión.

Figura 8. Perfiles de producción de aceite del proyecto de explotación Tsimín-Xux.



Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 9. Perfiles de producción de gas del proyecto de explotación Tsimín-Xux.



Fuente: CNH con datos de PEP

El comportamiento del volumen de aceite del proyecto presenta mayores diferencias respecto al perfil de reservas 2P de aceite a partir del año 2016. Así mismo, se observa una diferencia con respecto al certificador en el comportamiento de la categoría de reserva 2P; es recomendable disminuir las diferencias entre el perfil del proyecto y el de reservas; así como las diferencias entre PEMEX y los terceros.

Por su parte, existe una gran diferencia en el comportamiento del perfil de gas del proyecto y el de reservas 2P, además de que en la estimación de reservas se considera el gas de venta, el cual contempla el encogimiento derivado de autoconsumo, mermas, quema y venteo, entre otros. Adicionalmente se observa una mayor diferencia con respecto al certificador en el comportamiento de la categoría de reserva 2P por lo que se recomienda disminuir dichas diferencias entre PEMEX y los terceros.

La Comisión recomienda disminuir las diferencias entre PEMEX y los terceros en el comportamiento de la categoría de reserva 2P revisando los aspectos técnicos que generan las variaciones entre las cifras.

- iii. Es necesario incorporar información a los modelos a través de la caracterización de yacimientos y toma de información oportuna (núcleos, registros geofísicos, registros de imágenes, sísmica, etc.) para determinar los rangos de incertidumbre de los parámetros involucrados (más representativos) y los posibles resultados de la estimación del volumen original.
- iv. En la Tabla 8 se muestra el volumen original del proyecto Tsimín-Xux y en mayor detalle de los campos que lo integran, así como las reservas remanentes 2P para aceite y gas al 1 de enero del 2012 y la producción acumulada asociada a cada campo, al periodo de estimación de las reservas de hidrocarburos.

Se puede observar que el campo Tsimín tiene la mayor reserva del proyecto, y ambos campos tienen una producción acumulada nula, de acuerdo a reporte de reservas del 1 de enero del 2012.

Tabla 8. Volumen original 3P y reservas 2P de los campos del proyecto.

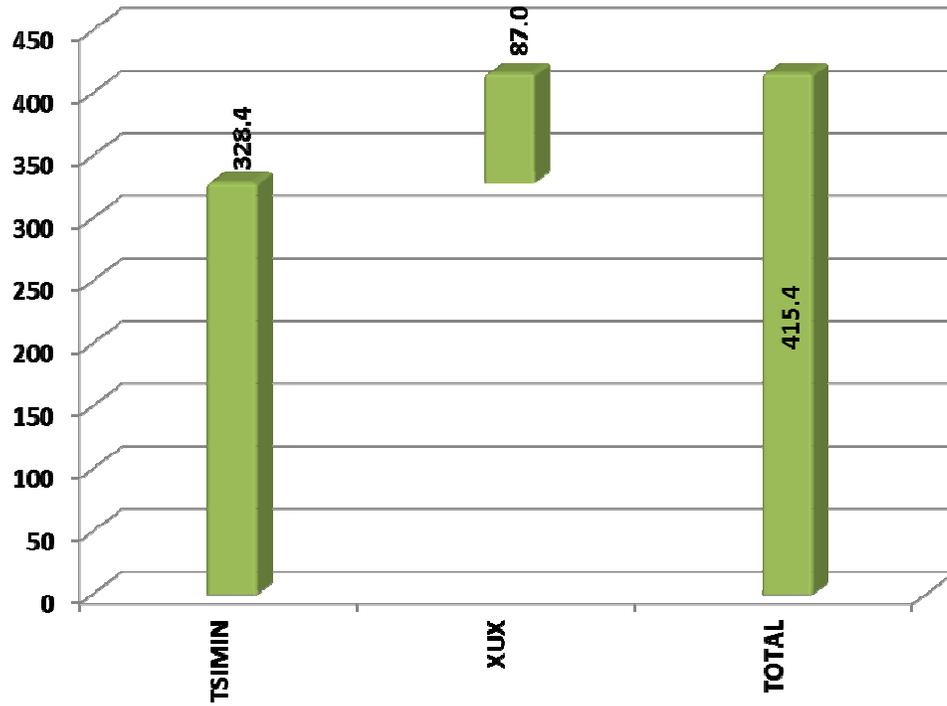
| Campo  | Volumen original 3P |             | Reserva remanente 2P |             |                     | Producción acumulada al 1 de enero de 2012 |             |             |
|--------|---------------------|-------------|----------------------|-------------|---------------------|--|-------------|-------------|
|        | Crudo (mmb)         | Gas (mmmpc) | PCE (mmbpce)         | Crudo (mmb) | Gas natural (mmmpc) | PCE (mmbpce)                               | Crudo (mmb) | Gas (mmmpc) |
| Tsimín | 1,315.1             | 5,684.5     | 768.9                | 328.4       | 2,100.0             | 0.0  | 0.0         | 0.0         |
| Xux    | 906.7               | 3,888.4     | 205.3                | 87.0        | 563.9               | 0.0  | 0.0         | 0.0         |
| Total  | 2,221.8             | 9,572.9     | 974.2                | 415.4       | 2,663.9             | 0.0  | 0.0         | 0.0         |

Fuente: PEP

### Integración reservas 2P del proyecto Tsimín-Xux.

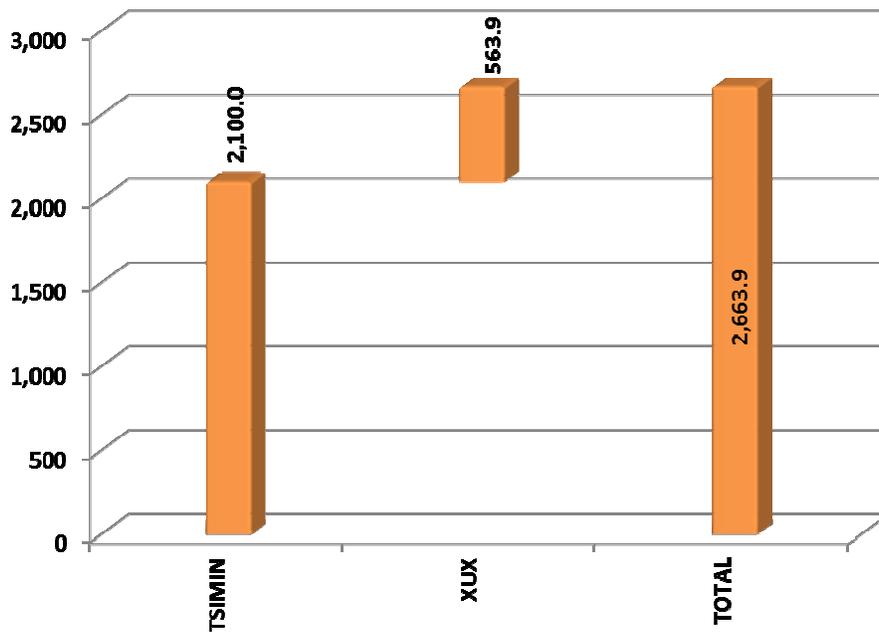
Las Figuras 10 y 11 presentan los valores de reservas 2P de aceite y gas, respectivamente del proyecto Tsimín-Xux. Se puede observar que el campo Tsimín presenta la mayor reserva de aceite y de gas con un valor de 328.4 millones de barriles y 2,100 miles de millones de pies cúbicos, respectivamente.

Figura 10. Integración proyecto Tsimín-Xux, Reservas 2P aceite (mmb).



Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 11. Integración proyecto Tsimín-Xux, Reservas 2P gas (mmmpc).



Fuente: CNH con datos de PEP

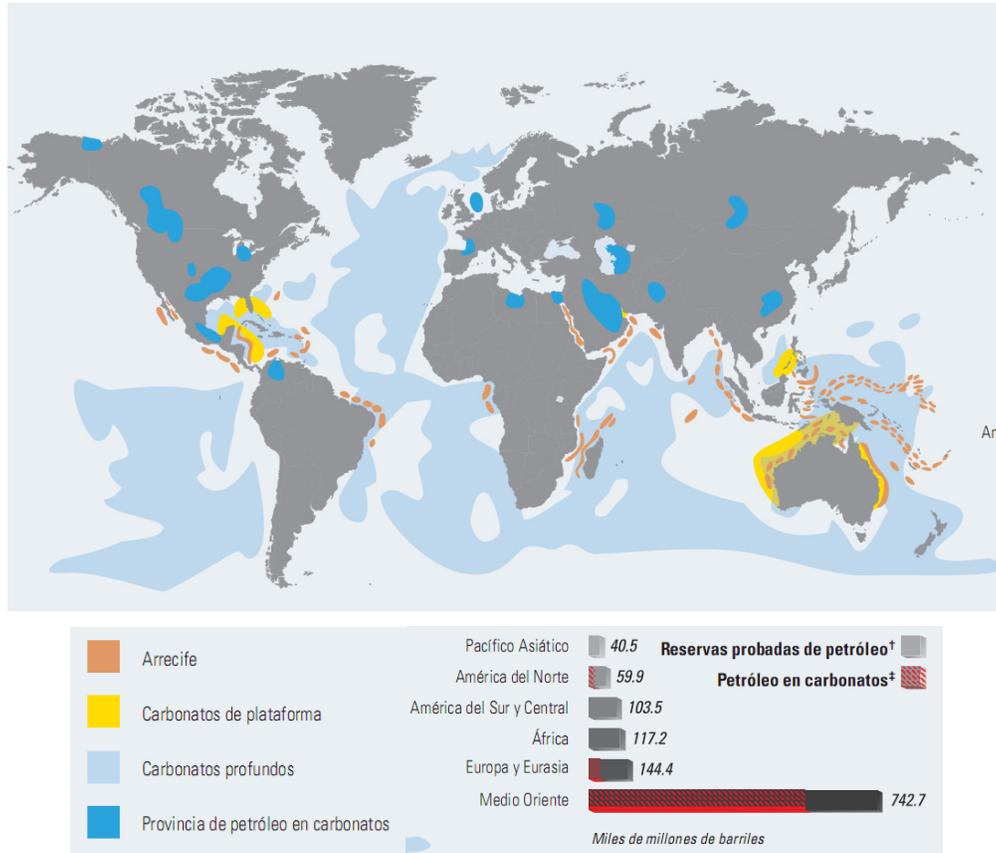
## **Relación Reserva-Producción del proyecto Tsimín-Xux**

La relación de reserva-producción, describe el número de años que las reservas totales o incrementales certificadas podrían sostener el ritmo de producción actual de un país. La relación reserva-producción, se define como el cociente entre la reserva remanente al 1 de enero de 2012 y la producción total del 2011. Debido a que el proyecto no presenta producción acumulada asociada a los campos Tsimín y Xux; de acuerdo a la información oficial del periodo de estimación de las reservas de hidrocarburos, no es posible estimar la relación producción del proyecto; sin embargo la relación reserva-producción es un indicador importante que se recomienda analizar, una vez que se exploten los campos de acuerdo al ritmo de producción y al movimiento de las reservas del proyecto a una fecha dada.

### ***b) Tecnologías a utilizar para optimizar la explotación en las diversas etapas de los proyectos***

Más del 60% de las reservas de aceite del mundo y un 40% de las reservas mundiales de gas se encuentran en carbonatos. La Figura 12 muestra la distribución mundial de las reservas en rocas carbonatadas.

Figura 12. Distribución mundial de las reservas en rocas carbonatadas.



Fuente: CNH

Los yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados con mojabilidad preferencial al aceite, que son los que han contribuido en gran parte con la producción de aceite en México, en general tienen la característica de contener la mayor cantidad de hidrocarburos en el medio de baja permeabilidad (la matriz de la roca). Lo anterior podría dar como resultado considerables cantidades de hidrocarburos remanentes si no se administra apropiadamente la declinación o el mantenimiento de presión en éste tipo de yacimientos. Con el fin de extraer la mayor cantidad de hidrocarburos de forma rentable, se requiere evaluar la viabilidad de optimizar las técnicas de recuperación.

Existe una amplia gama de tecnologías consideradas por PEMEX para ser implementadas en los campos del proyecto en diversas ramas de la ingeniería. Estas tecnologías pudieran incluir la parte de toma de información para una mejor caracterización estática y dinámica del yacimiento, así como un análisis posterior de dicha información recopilada. Es consideración de

la Comisión que estas tecnologías deben estar alineadas con una administración eficiente de los campos a fin de que sean explotados de manera racional.

Por otro lado, a pesar de que PEP consideró en un pronóstico de producción la implementación de un método de recuperación secundaria mediante la inyección de gas en los campos del proyecto, no lo incluyó en la evaluación de los escenarios de explotación documentados en el proyecto. Por lo anterior, y no obstante de que estos yacimientos son de alta presión, alta temperatura y podrían contar con un acuífero activo, es necesario que se evalúe como escenario del proyecto, la viabilidad de aplicar los métodos de recuperación secundaria acordes al tipo de yacimiento en todas las formaciones productoras del proyecto para evitar en la medida de lo posible el fenómeno de condensación retrograda y proponer mediante una administración de yacimientos óptima, acciones que permitan la recuperación adicional de hidrocarburos.

Finalmente para la etapa de abandono de campos, se sugiere realizar un análisis que detalle los tipos de tecnologías que se están considerando para asegurar taponamientos más duraderos que los actuales, de modo que se reduzcan agrietamientos, pérdidas de aislamiento, tiempos de operación y se aumente la resistencia a la compresión.

### *c) Ritmo de extracción de los campos*

Los campos Tsimín y Xux fueron descubiertos en el año 2008 y 2009 con la perforación de los pozos Tsimín-1 y Xux-1, los yacimientos del Jurásico (Tsimín y Xux) son de gas y condensado naturalmente fracturados y de aceite volátil para Tsimín Cretácico. Se tiene presencia de acuíferos asociados a los yacimientos, lo cual mantendría los pozos fluyentes (con altos porcentajes de agua), sin embargo existen algunos donde los acuíferos no son tan eficientes y debido al tipo de los yacimientos se pudiera alcanzar la presión de rocío en la explotación de los mismos, afectando el factor de recuperación establecido del proyecto. Actualmente no se reporta producción acumulada asociada a los campos Tsimín y Xux, de acuerdo a la información oficial del periodo de estimación de las reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2012.

Es necesario optimizar la explotación de los campos de forma adecuada, para obtener un mayor factor de recuperación final del proyecto, seleccionando las mejores opciones de desarrollo, así como administrar los yacimientos y el ritmo de extracción (gastos críticos) de los pozos de acuerdo a su condición actual y la actividad programada, para asegurar la restitución de los pozos que salgan de producción, así como jerarquizar las reparaciones mayores a pozos (RMA) optimizando los programas de movimiento de equipos de acuerdo a las capacidades de ejecución del activo, dando cumplimiento a las metas de producción establecidas por el proyecto.

Al respecto, esta Comisión recomienda:

- a) Se recomienda evaluar el impacto del número de pozos a perforar (óptimo) ya que es una de las variables que influyen en el comportamiento del modelo dinámico (analítico y/o simulación) y los indicadores económicos del proyecto.
- b) Es necesario que durante la vida productiva del proyecto se optimice el ritmo de extracción (gastos críticos) de acuerdo a la actividad actual y programada para asegurar la restitución de los pozos que salgan de producción por el alcance de los contactos y el corte de agua por pozo, así como aplicar nuevas tecnologías en la terminación de los pozos considerando las condiciones de alta presión y alta temperatura (HP/HT).
- c) Optimizar los programas de movimiento de equipos de acuerdo a las capacidades del activo (condiciones contractuales y futuras); para reducir el riesgo y los costos de forma eficiente dando cumplimiento a las metas de producción establecidas por el proyecto. Así como jerarquizar las reparaciones mayores a pozos (RMA) optimizando los programas de movimiento de equipos de acuerdo a las capacidades de ejecución del activo, dando cumplimiento a las metas de producción establecidas por el proyecto.

## d) Factor de recuperación de los yacimientos

### i. Análisis del proyecto

La Tabla 9 presenta los valores del factor de recuperación para la alternativa propuesta en el horizonte 2013 - 2048.

Tabla 9. Factores de recuperación de la alternativa seleccionada.

| Proyecto Tsimín-Xux | Volumen Original (3P) | Prod. Acumulada (1-ene-2012) | Volumen a Recuperar Proyecto (2013-2048) | Fr Actual | Fr (2013-2039) | Fr Proy. |
|---------------------|-----------------------|------------------------------|--|-----------|----------------|----------|
| Aceite (mmb)        | 2,221.8               | 0.0                          | 402.9                                    | 0.0%      | 18.1%          | 18.1%    |
| Gas (mmmpc)         | 9,572.9               | 0.0                          | 2,932.4                                  | 0.0%      | 30.6%          | 30.6%    |

\*Nota:

Fr actual: Prod acum/Vol Orig (3P)

Fr (2013-2048): (Vol rec. Proy)/Vol Orig (3P)

Fr proy: (Vol rec. Proy + Prod acum)/Vol Orig (3P)

Fuente: CNH con datos de PEP

En la estimación de los factores de recuperación realizado por la CNH se consideró la siguiente fórmula:

*Fr del Proyecto = (Producción acumulada de aceite o gas de los campos que componen el proyecto a la fecha de evaluación + Recuperación final esperada de aceite o gas de los campos que componen el proyectos de acuerdo a la estrategia seleccionada y al horizonte evaluado) / Volumen Original Total que comprenden los campos del proyecto 3P).*

El valor o estimación del factor de recuperación de un proyecto depende de varios factores técnicos, económicos, operativos, comerciales, entre otros, que cambian en el tiempo. Por lo anterior no se puede considerar un solo factor de recuperación único o definitivo.

- a) Se requiere incrementar el factor de recuperación jerarquizando y seleccionando las mejores opciones de desarrollo técnico-económicas, a través de la incorporación de tecnologías y mayor conocimiento del subsuelo, bajo un plan de desarrollo óptimo que

permita una ejecución eficiente en tiempos, costos y capacidades dadas las condiciones actuales y futuras del proyecto.

- b) La Comisión considera necesario que se entregue un análisis de los factores de recuperación óptimos asociados a los procesos de recuperación secundaria (de los diferentes escenarios visualizados) que se podrían tener en el proyecto, en función sus características considerando aspectos tecnológicos, petrofísicos, geológicos, de administración del proyecto, estudios de laboratorio, entre otros.

## *ii. Análisis por yacimiento*

Las mejores prácticas internacionales desde hace unos años establecen la comparación de campos con características geológicas y dinámicas similares, con el fin de tener una idea de la cantidad de hidrocarburos recuperables. La madurez de muchos campos aun en producción y el avance en las tecnologías de recopilación y análisis de la información permiten comparar un gran número de campos con diferentes características geológicas y dinámicas, de tal forma que se pueda realizar un análisis más representativo y así contar con un estudio más sustentado.

En este contexto, la Comisión realizó un análisis de campos análogos utilizando como base la información relativa a los yacimientos del país proporcionada por Pemex, mediante los oficios SPE-GRR-98/2013 recibido en la Comisión el 4 de julio de 2013, y SPE-314-2013 recibido el 10 de julio de 2013, así como información de literatura y artículos técnicos relevantes relacionados con el tema de factor de recuperación.

### ***Análisis con información relativa a los yacimientos del país.***

La base de información relativa a los yacimientos del país proporcionada por PEMEX contiene diversas características técnicas estáticas y dinámicas, de tal forma que se pueden hacer búsquedas mediante identificación de parámetros representativos de cada yacimiento y así encontrar analogías. Por tal motivo, previo al análisis, esta Comisión tuvo que conjuntar, revisar

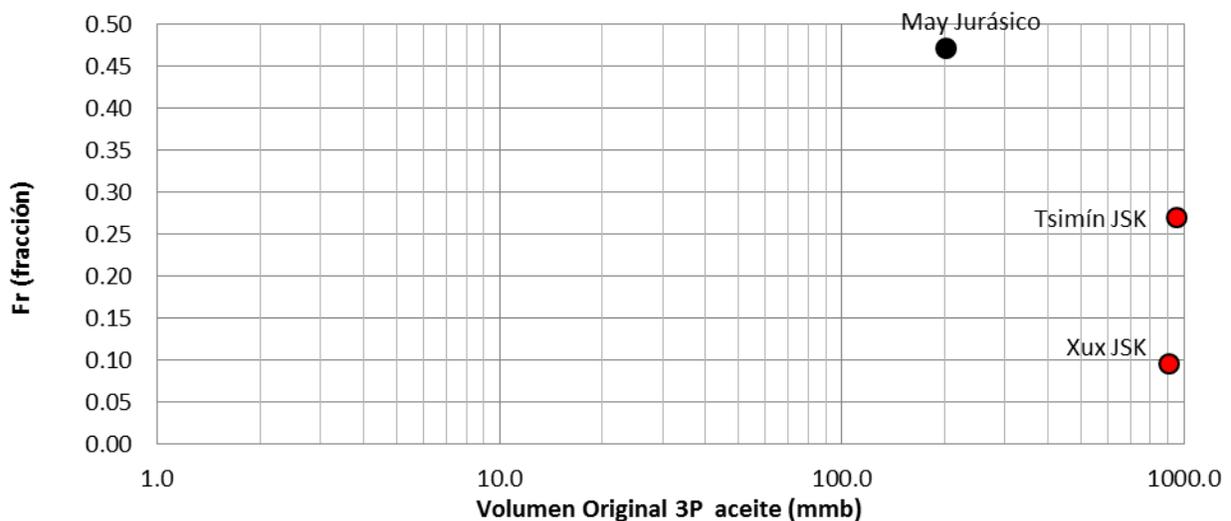
y homologar dicha base de información a los requerimientos actuales, de tal forma que se pudiera hacer un uso más eficiente de la misma.

Para el proyecto Tsimin-Xux se analizaron los yacimientos con mayor reserva recuperable, siendo éstos los clasificados en el proyecto como yacimientos de gas y condensado. Con base en las principales características evaluadas para determinar los yacimientos análogos del proyecto Tsimin-Xux, se identificaron aquellos que cumplieron con los siguientes criterios para ser considerados yacimientos análogos:

- Yacimientos de gas y condensado.
- Yacimientos marinos.
- Litología de calizas y dolomías.
- Formaciones Jurásico.

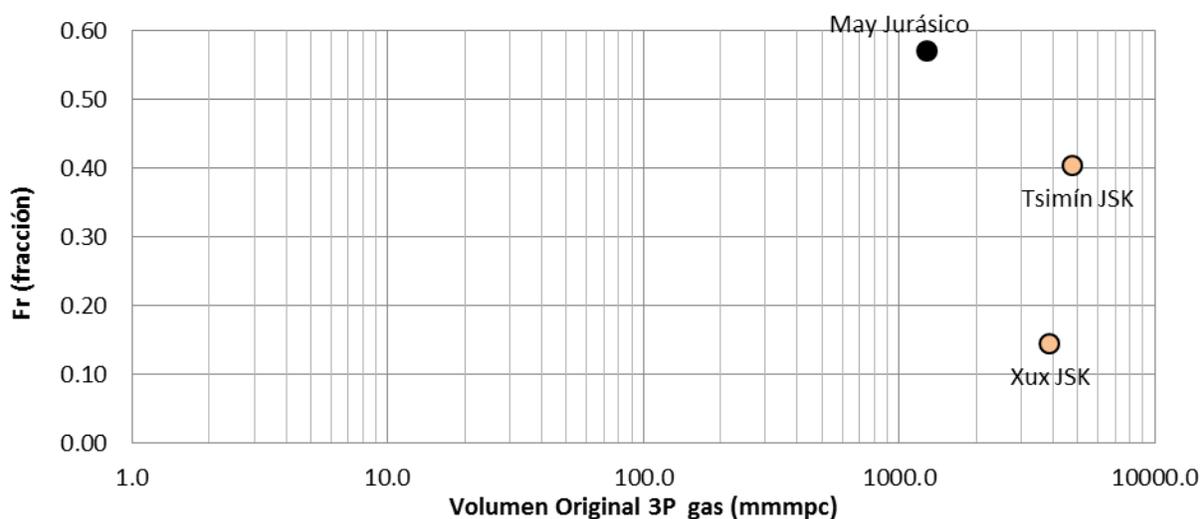
Las Figuras 13 y 14 contienen los valores de Volumen Original 3P y factor de recuperación de los yacimientos del proyecto Tsimin JSK y Xux JSK para aceite y para gas y del yacimiento May Jurásico, que de acuerdo con los filtros y el análisis realizado, resultó ser el yacimiento análogo del proyecto.

Figura 13. Factor de recuperación contra volumen original de aceite.



Fuente: CNH con datos de PEP

Figura 14. Factor de recuperación contra volumen original de gas.



Fuente: CNH con datos de PEP

A continuación se presenta la tabla 10 con las características principales de los yacimientos del proyecto, así como las características del yacimiento May Jurásico:

Tabla 10. Comparativa yacimientos del proyecto con el yacimiento análogo del campo May.

| Yacimiento   | Vol. Orig. 3P |             | Factor de recuperación |                | Mec. de Empuje | Profundidad (m) | Poros. (%) | °API | Rc (b/mpc) | Pi (kg/cm <sup>2</sup> ) | Pr (kg/cm <sup>2</sup> ) |
|--------------|---------------|-------------|------------------------|----------------|----------------|-----------------|------------|------|------------|--------------------------|--------------------------|
|              | Aceite (mmb)  | Gas (mmmpc) | Aceite (fracción)      | Gas (fracción) |                |                 |            |      |            |                          |                          |
| Tsimin JSK   | 957.7         | 4,740.9     | 0.18                   | 0.31           | ERF+EG+AA      | 6,200           | 5.60       | 40   | 0.233      | 925                      | 369                      |
| Xux JSK      | 906.7         | 3,888.4     |                        |                |                | 6,200           | 7.03       | 40   | 0.200      | 925                      | 369                      |
| May Jurásico | 202.7         | 1,291.1     | 0.47                   | 0.57           | ERF+AA         | 4,600           | 6.00       | 47   | 0.169      | 545                      | 376                      |

\*Nota:

- ERF: Expansión Roca Fluido
- EG: Expansión del Gas
- AA: Acuífero Activo
- Rc: Relación de condensado
- Pr: Presión de rocío

Fuente: CNH con datos de PEP

Se observa que los factores de recuperación del proyecto están por debajo en comparación con los factores de recuperación de May tanto para aceite como para gas, sin embargo, se debe tener en cuenta que los factores del proyecto Tsimin-Xux únicamente consideran la fase de

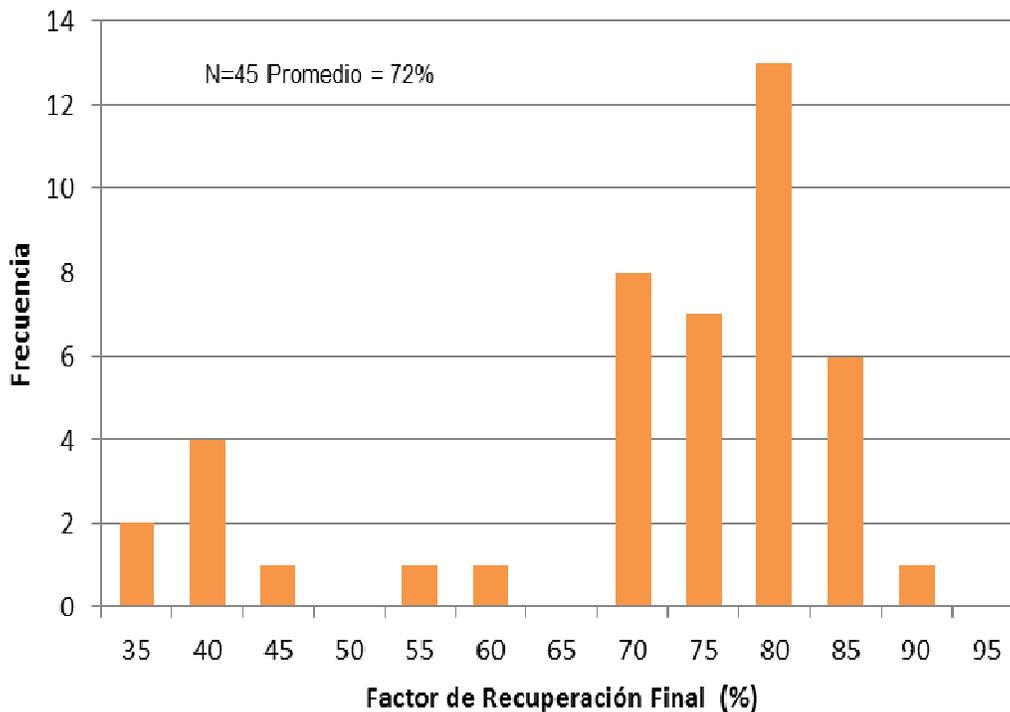
recuperación primaria, por lo que la implementación de mecanismos de recuperación secundaria y avanzada podrían contribuir al incremento de la recuperación final del proyecto.

### ***Análisis de referencias literatura y artículos técnicos relevantes.***

Con respecto a la revisión de literatura se consultó el artículo SPE 84459 “Quantification of uncertainty in recovery efficiency predictions: Lessons learned from 250 mature carbonate fields”, S. Qing Sun, de octubre 2003, que presenta del estudio de cuantificación del factor de recuperación realizado con 250 campos carbonatados para aceite y gas de distintos grados API.

La Figura 15 muestra uno de los gráficos del análisis realizado en el artículo SPE 84459. En esta figura se observa un histograma de distribución para el factor de recuperación en yacimientos carbonatados de gas y gas y condensado, hecho a partir de 45 campos con dichas características.

Figura 15. Distribución para los factores de recuperación en yacimientos carbonatados de gas y condensado.



Fuente: “Quantification of uncertainty in recovery efficiency predictions: Lessons learned from 250 mature carbonate fields”, S. Qing Sun. Octubre 2003

Se puede ver que el rango de factores de recuperación se encuentra entre 35% y 90% con una media de 72%, siendo importante señalar que en este análisis no se distingue entre recuperación primaria, secundaria y/o mejorada, además de contar entre sus datos con campos de gas, donde se sabe que los factores de recuperación tienden a ser altos.

Con base en los análisis anteriores, la Comisión concluye lo siguiente:

- a) Según el análisis realizado se observa que los factores de recuperación de los yacimientos del proyecto son bajos respecto a los obtenidos en el yacimiento análogo y a los reportados en el artículo consultado. Sin embargo, es importante tener en cuenta que los yacimientos del proyecto no consideran métodos de recuperación secundaria, con los cuales se podría incrementar el factor de recuperación. Por lo anterior, la Comisión considera indispensable que se evalúen dichos métodos de recuperación como podría ser el caso de la inyección del gas reciclado.
  
- b) Pemex deberá realizar un análisis de campos análogos a nivel internacional para tener un mejor sustento, evaluando si se están llevando a cabo las mejores prácticas que incrementen el factor de recuperación final bajo un esquema de administración integral de yacimientos.

### *e) Evaluación técnica del proyecto.*

Para la evaluación técnica del proyecto, la Comisión llevó a cabo la revisión de la documentación presentada por PEMEX y a continuación se emiten recomendaciones que se consideran necesarias tomar en cuenta para mejorar el desempeño del proyecto en aspectos estratégicos, geológicos, geofísicos, de ingeniería, económicos, ambientales y de seguridad industrial.

## *i. Aspectos Estratégicos*

A continuación se emiten recomendaciones que la Comisión considera pueden apoyar en la mejora de análisis de alternativas y su selección, lo que permitirá alcanzar mayores factores de recuperación del proyecto. Así mismo se presentan ciertas recomendaciones enfocadas a la formulación del proyecto.

### ***Análisis de alternativas.***

- a) Se requiere un análisis exhaustivo de tecnologías para estar en posibilidad de determinar la combinación tecnológica óptima para obtener el máximo valor económico de los campos y sus yacimientos. Por lo anterior, la CNH considera que PEMEX debe mejorar el análisis que realiza para presentar las alternativas. Además, no contempla un análisis por campo en temas fundamentales como administración de yacimientos, caracterización de yacimientos, adquisición de información para la actualización de modelos, sistemas artificiales de producción, creación de los modelos de simulación, definición de los métodos de recuperación secundaria y/o mejorada a implementar en los campos del proyecto y optimización del manejo de la producción en superficie.

La carencia de análisis de tecnologías alternativas en los aspectos antes señalados limita la identificación del plan óptimo de mantenimiento o administración de la declinación.

- b) La Comisión considera necesario que PEP incorpore, en el análisis de alternativas, la optimización, el mantenimiento y el abandono de infraestructura que le permita operar en un marco de seguridad y rentabilidad en el largo plazo.
- c) Es importante que se describa detalladamente el tipo de tecnología que se pretende utilizar en las diferentes estrategias presentadas, con el fin de apoyar en la estrategia de explotación. Así mismo, se deben considerar aspectos de limpieza de pozos, solución de

problemas mecánicos, eficiencia del levantamiento artificial, mejor control de agua y gas para reducir o atenuar los costos asociados a estas actividades.

### ***Formulación del proyecto.***

- a) Cada campo del proyecto cuenta con distintas características en reserva, pozos perforados, calidad de roca, caracterización estática, información sísmica, producción acumulada, heterogeneidad, grado de incertidumbre, infraestructura, calidad de aceite, gasto promedio por pozo, volumen original, factor de recuperación, entre otros. Por lo anterior, es necesario que PEP defina estrategias de explotación por campo.
- b) Es importante optimizar el ritmo de producción en los campos del proyecto, enfocándose en la administración de los yacimientos.
- c) El proyecto requiere contar con modelos estáticos confiables, por lo que se recomienda que en los pozos a perforar, se contemple un programa de toma de información, como son núcleos, registros convencionales, registros especiales de mineralogía, de imágenes, de resonancia magnética, VSP, Check Shot, entre otros.
- d) Para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de optimización, abandono o sustitución de instalaciones a largo plazo, asociada a los pronósticos de producción, a la vida útil de las instalaciones, entre otros factores.
- e) Derivado de la revisión del documento presentado por Pemex, en el que señala sólo la propuesta de explotación por comportamiento primario; y resultados de la revisión de información adicional comentada con personal del proyecto, esta Comisión prevé que en el corto plazo habrá una modificación sustantiva del proyecto, debido a que se señaló que en una segunda fase pretenden inyectar gas para evitar que los yacimientos lleguen a la presión de rocío, y se tenga un factor de recuperación mayor de líquidos que permitan incrementar la rentabilidad del proyecto.

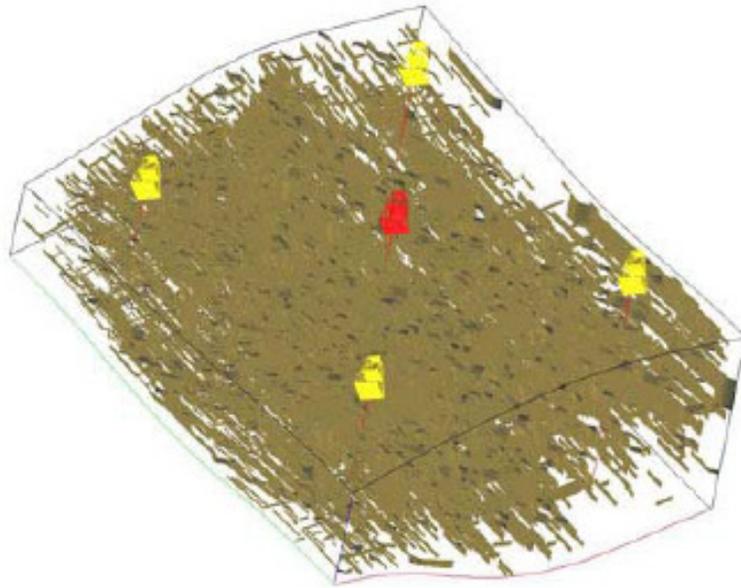
## *ii. Aspectos Geológicos, Geofísicos y de Ingeniería.*

A continuación se emiten recomendaciones que la Comisión considera pueden apoyar en la mejora de los modelos de yacimientos, lo que permitirá contar con herramientas que faciliten analizar, evaluar y seleccionar las mejores estrategias de explotación.

### ***Modelo geológico, geofísico y petrofísico.***

- a) Es indispensable que PEP cuente con la mayor cantidad de información para que esté en posibilidad de contar con modelos estáticos y dinámicos más confiables para este tipo de yacimientos carbonatados. Por lo anterior, la CNH recomienda que para los pozos nuevos y en los existentes, en los que sea posible, se establezca un programa de adquisición de información ambicioso, que apoye en la mejora de los modelos estáticos y dinámicos.
  
- b) Estos yacimientos estuvieron sometidos a una alta actividad tectónica, la cual generó fallamientos y fracturamientos de las rocas del yacimiento. Es recomendación de esta Comisión que se realicen “Modelos de Fracturas” (Figura 16) en donde se integre toda la información estática y dinámica disponible, con el objetivo de comprender los patrones de fracturamiento presentes en los yacimientos, ya que son de vital importancia para el desarrollo de los campos, teniendo un entendimiento total sobre los contactos de fluidos presentes en el yacimiento. Considerando que los flujos de trabajo aplicados en la literatura no deben de ser desarrollados de la misma manera para todos los campos, ya que cualquier variable puede aportar cambios significativos al estudio.

Figura 16. Modelos de fracturas.



Fuente: An Innovative Workflow to Model Fractures in a Giant Carbonate Reservoir (IPTC 12572)

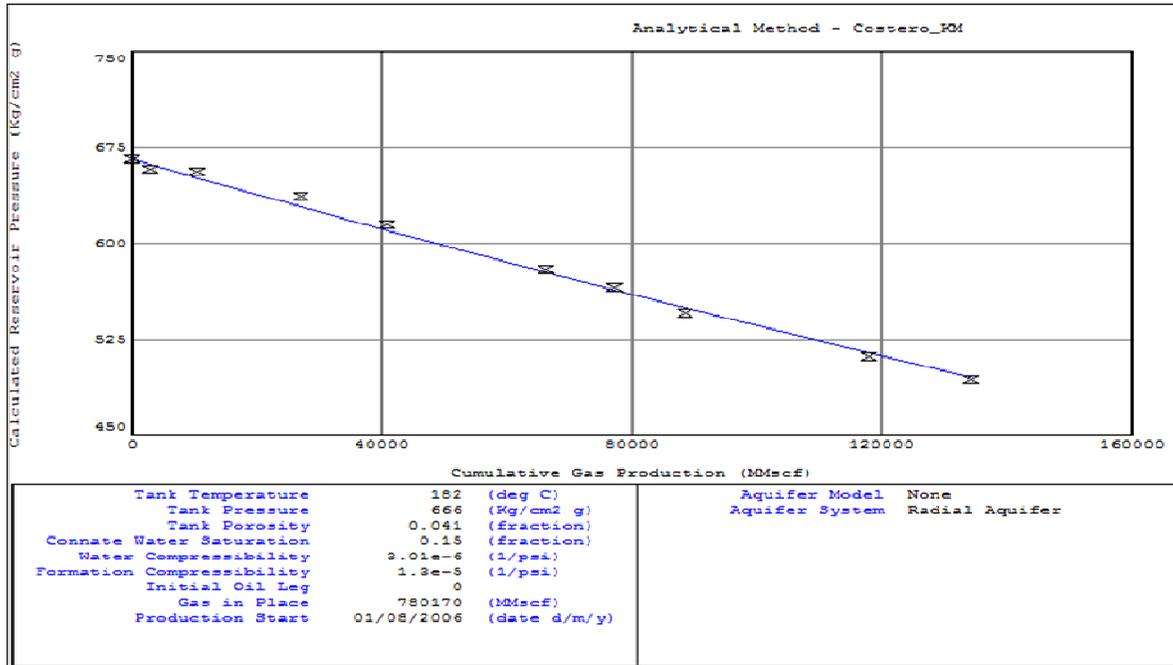
### ***Ingeniería de Yacimientos.***

A continuación se emiten recomendaciones que la Comisión considera pueden apoyar en la mejora del comportamiento de los yacimientos:

- a) Debido a que los campos de este proyecto están iniciando su explotación, y a que se cuenta con poca información para los análisis de ingeniería de yacimientos, esta Comisión considera que se requiere un programa de toma de información donde se considere entre otras cosas; definir la presencia y ubicación de los contactos de fluidos, la caracterización del acuífero asociado, y reducir la incertidumbre en las propiedades del yacimiento. También se debe considerar algún análisis que combine las propiedades del yacimiento y sus fluidos, los perfiles de producción y las presiones estáticas de los yacimientos, así como un estudio sobre los mecanismos de empuje que intervienen en el comportamiento productivo de los yacimientos del proyecto, de modo que se pueda tener certeza en los mecanismos de producción que se presenten y mejorar el

entendimiento del comportamiento de los yacimientos, así contar con más elementos para optimizar la estrategia de explotación.

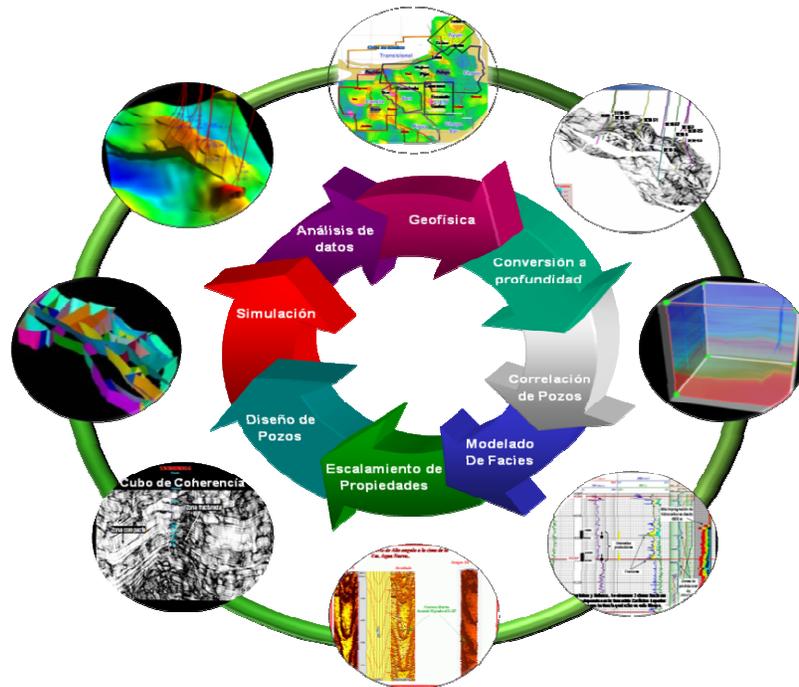
Figura 17. Ajuste para un modelo de yacimiento.



Fuente: PEP.

b) Para estar en posibilidad de generar modelos estáticos y dinámicos confiables PEP debería considerar que para los pozos nuevos y en los existentes en los que sea posible, se establezca un programa de adquisición de información para pruebas de laboratorio, que apoye en la mejora de los modelos geológicos, sedimentológicos y petrofísicos.

Figura 18. Flujo de trabajo para la construcción del modelado geológico.



Fuente: PEP

c) Para la estimación de los perfiles de producción se utilizó el método de balance de materia donde se empleó la información adquirida y la correlación con el campo análogo (campo May); sin embargo, no se documentaron las características principales de estos modelos, donde se describa las condiciones operativas, y las características de los yacimientos y fluidos. Por lo anterior, PEMEX debe presentar las características de los modelos utilizados para la estimación de los pronósticos de producción de hidrocarburos de cada yacimiento, así como contar con programas de toma de información que permitirán mantenerlos actualizados. Adicionalmente, la Comisión considera que para formaciones naturalmente fracturadas es indispensable contar con un modelo de simulación de doble porosidad para la evaluación de la estrategia de explotación a implementar.

### ***Intervenciones a Pozos.***

Una de las actividades relevantes dentro de todo proyecto es la relacionada con la intervención de pozos en cuanto a efectividad y oportunidad, tomando en cuenta las características estáticas y dinámicas del yacimiento, así como lo relacionado al tipo de pozos y terminación propuesta.

- a) Esta Comisión considera indispensable que se cuente con un modelo estático actualizado y que se analice la información nueva adquirida en los pozos a incorporar para contar con una herramienta confiable en la toma de decisión sobre intervenciones futuras.
- b) Para apoyar la estrategia de explotación de los campos, el proyecto documentado debería contar con información sobre el proceso y criterios de selección en los que se basa para determinar su programa de reparaciones mayores y menores.
- c) La Comisión no cuenta con información respecto del procedimiento que sigue PEMEX para el taponamiento de pozos y el desmantelamiento de instalaciones, que tome en cuenta que en los campos se agotaron todas las posibilidades de explotación después de implementar un proceso de recuperación secundaria. Lo anterior, debido a que la documentación del proyecto se encuentra en su primera etapa de explotación.

### ***Productividad de Pozos.***

A continuación se emiten recomendaciones que la Comisión considera pueden apoyar en la mejora de la productividad de los pozos.

- a) PEMEX debe tener documentado el plan y programa de la producción de pozos a fin de contar con una herramienta de evaluación del desempeño del mismo.
- b) Debido a que las pruebas de presión-producción son importantes para mejorar el conocimiento geológico de las formaciones productoras y para los estudios de

productividad (con los cuales se construyen modelos de yacimiento que sustenten pronósticos de producción confiables para cada campo), y a que la información de este tipo de pruebas documentada en el proyecto no expresa a nivel de campo algún estudio que integre la interpretación de todas las pruebas de presión-producción realizadas y a que se tiene que usar información de un campo análogo (campo May), la Comisión recomienda que PEMEX, a pesar de las condiciones de HP/HT, cuente con un programa de toma de información óptimo para que con base en un análisis que integre toda la información recabada y así se reduzca la incertidumbre en la caracterización de los yacimientos, de tal forma que se elaboren modelos estático y/o dinámico que representen fielmente las características y el comportamiento de las formaciones productoras del proyecto.

- c) PEMEX debe documentar los criterios de selección para los sistemas artificiales de producción a instalar en los pozos de estos campos.

### ***Instalaciones Superficiales.***

Relacionado con el abandono de instalaciones, para evitar poner en riesgo al personal, a la comunidad y al medio ambiente, el proyecto requiere una estrategia de optimización, abandono o sustitución de instalaciones a largo plazo, asociada a los pronósticos de producción, a la vida útil de las instalaciones, a la rentabilidad del proyecto, entre otros factores.

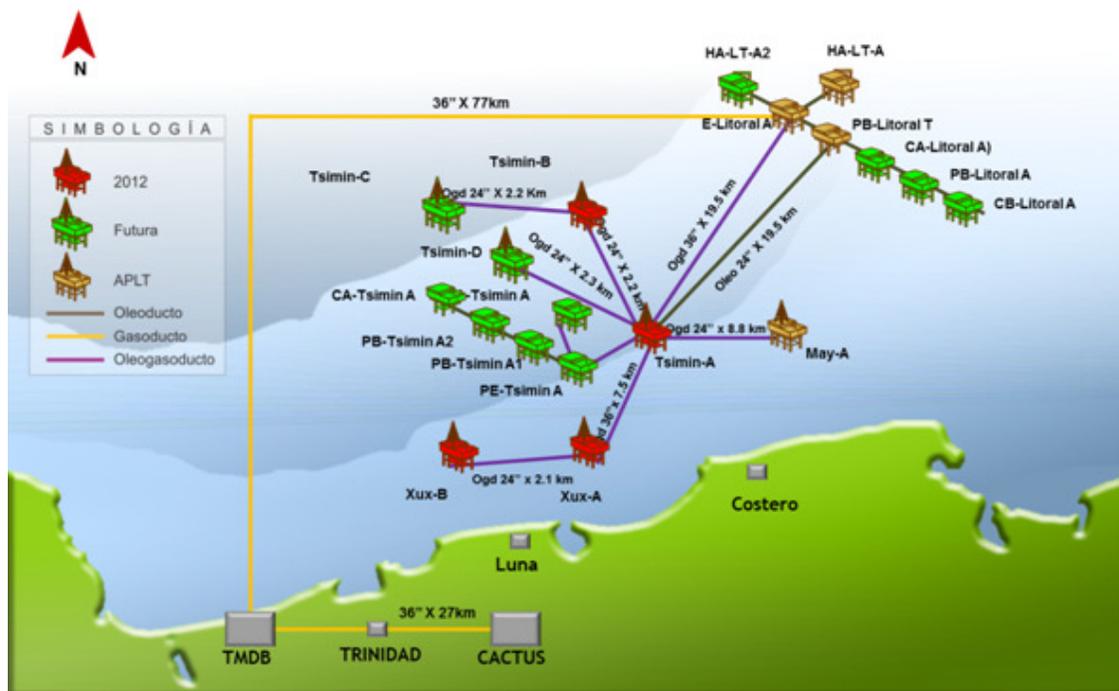
- a) La Comisión considera necesario que dentro de la estrategia de explotación del proyecto, se evalúe la posible aplicación de los métodos de recuperación secundaria en los campos del proyecto, antes de abandonar las instalaciones, que permitan incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos.
- b) Además, la Comisión considera que PEP debe atender el rezago (en caso de existir) en la atención de desincorporación de instalaciones y para el taponamiento de pozos.

## Manejo de la producción.

Debido a que este proyecto se encuentra en la etapa inicial de explotación, en la documentación del proyecto se comenta que para el manejo de la producción proveniente de los campos Tsimín-Xux se considera enviarla hacia los centros de procesos e instalaciones más cercanas. Por lo cual se debe garantizar que dichas instalaciones, independientemente que sean de otros proyectos, cuenten con la capacidad necesaria para su manejo antes de la entrada a producción de los nuevos pozos.

La Comisión observa que PEMEX debe documentar los programas de mantenimiento, modernización, optimización y/o sustitución de infraestructura para garantizar el cumplimiento de los objetivos del proyecto, lo que debe quedar considerado en la estrategia del mismo. Lo anterior, en virtud que de acuerdo con el perfil de producción, un aspecto importante es que se debe garantizar que las instalaciones de producción se mantengan en condiciones de operación segura.

Figura 19. Infraestructura de recolección-distribución requerida para el proyecto.



Fuente: PEP

## ***Manejo y aprovechamiento de gas.***

- a) Debido a que la demanda de abastecimiento de gas en el país es un asunto prioritario, y a que la quema y venteo de gas tiene repercusiones ambientales, es importante cuidar que los volúmenes de gas producidos puedan ser manejados por las instalaciones actuales de modo que se mantenga en el mínimo permitido la quema y venteo de gas. Así mismo analizar la factibilidad de reinyectarlo para incrementar el factor de recuperación de líquidos.
  
- b) La Comisión considera que es necesario que PEMEX lleve a cabo un análisis detallado que incluya el impacto en el aprovechamiento de gas y los costos asociados, así como realizar un programa de aprovechamiento de gas para conocer un estimado de los volúmenes de quema y venteo. Lo anterior, considerarlos en el cumplimiento a la *Resolución CNH.06.001/09 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer las disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos.*

## ***Medición.***

Los comentarios que a continuación se presentan se realizan con base en la información del proyecto presentada por Pemex, así como la relativa a los informes técnicos de medición remitidos por Pemex mediante los oficios PEP-SDC-877-2012, PEP-SDC-905-2012 y PEP-SDC-953-2012.

- a) Con la información que menciona en el documento, PEMEX considera algunos elementos aislados que forman parte de una Administración General de los sistemas de medición, por ejemplo, en ninguna parte del documento se mencionan los niveles de incertidumbre con los que se cuentan en el proyecto.

- b) Para este proyecto como cualquier otro de explotación es importante evaluar en las diferentes etapas del proceso las variables de volumen y calidad, asimismo es importante monitorear variables de presión y temperatura ya que estas influyen en los datos de medición, realizar la medición adecuada de los hidrocarburos tanto, dinámicas dentro de los procesos de transporte, como estáticas de inventarios en tanques serán de vital importancia en el conocimiento de la producción de los campos y por lo tanto del proyecto.
- c) Otro aspecto importante a considerar es el relativo a los Balances, considerando los diferentes elementos que lo sustentan como los son la producción, almacenamiento, empaque, mermas, etc. En este sentido, se deben realizar análisis y balances iniciales, intermedios y finales, para hacer mesurables y rastreables los fenómenos que impactan este balance derivado de la medición de los hidrocarburos.
- d) Asimismo, se debe definir en qué etapas (pozos, baterías, entrega-recepción) se contabiliza la producción de hidrocarburos del activo y/o proyecto, y reportar de manera diaria y mensual al menos los siguientes parámetros: producción de aceite neta, bruta, contenido de agua, presión, temperatura
- e) Con todo lo mencionado anteriormente se recomienda que Pemex implemente un enfoque integral de Gestión y Gerencia de Medición involucrando elementos técnicos, económicos, humanos, materiales, entre otros, cuyo objetivo sea alcanzar que en el proyecto y su respectiva cadena de producción, se tengan sistemas de medición confiables y seguros que midan de manera automatizada y en tiempo real. Todo lo anterior con el objetivo de reducir la Incertidumbre en toda la cadena de medición teniendo en cuenta que la incertidumbre menor deberá estar en los puntos de venta y transferencia de custodia y que la incertidumbre mayor existe y que se puede reducir en los pozos y primeras etapas de separación.

- f) El objetivo del enfoque integral de Gestión y Gerencia de Medición que deberá ser plasmado en un Plan Estratégico de Medición es estructurar un proceso continuo de homogeneización de las mejores prácticas internas de PEMEX en materia de medición, a fin de hacerlas extensivas a todas sus instalaciones y que, a partir de ello, puedan definirse mecanismos de carácter general, que permitan alcanzar los objetivos de reducción constante de las incertidumbres y la automatización en la medición de hidrocarburos.
  
- g) Por último se hace el exhorto para que en el proyecto se tome en consideración la resolución CNH.06.001/11 del 30 de junio de 2011 y los documentos internos de ese organismo relativo a diagnósticos metrológicos y las características de los que lo realizan.

### ***Etapas de perforación y diseño de pozo***

Cada campo del proyecto cuenta con distintas características en yacimiento, columna geológica y pozos perforados (profundidad desarrollada, profundidad vertical, ángulo de inclinación, desplazamiento, asentamientos de tubería de revestimiento), propiedades de lodo de perforación, entre otras. Por lo anterior, la Comisión recomienda:

- a) Considerar el análisis de geopresiones, ventana operativa y profundidad de asentamientos con ayuda de los pozos de correlación que se tengan para cada campo.

### ***Procesos de recuperación secundaria y mejorada.***

Un aspecto de importancia para los proyectos de explotación, es el relacionado con la recuperación secundaria y mejorada. En el caso particular del proyecto en cuestión, por los tipos de fluido correspondientes a gas y condensado y aceite volátil, se deberá considerar la aplicación de métodos de recuperación secundaria de tal forma que se maximice la cantidad de

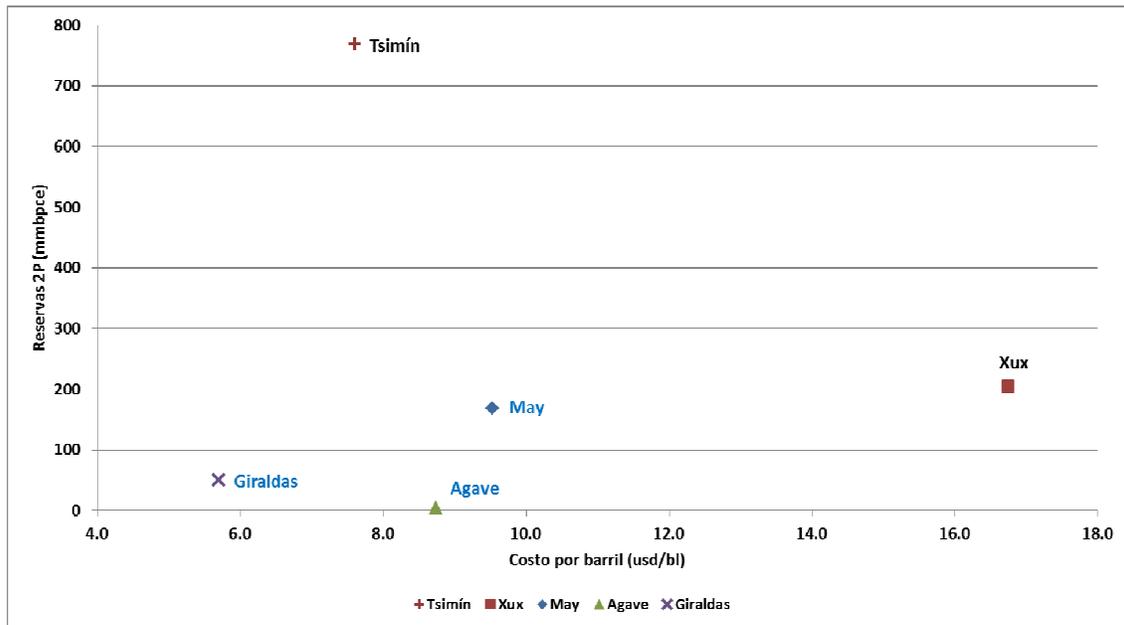
condensados a recuperarse en superficie, y así maximizar el valor del proyecto. A continuación se señalan algunas recomendaciones:

- a) En la documentación entregada, se comentó sobre la necesidad de considerar a futuro algún proceso para mantenimiento de presión, ya que este proyecto contiene un gran recurso de fluidos de tipo gas y condensado, por lo que es muy importante identificar las zonas en los yacimientos y el momento en donde se pueda presentar el fenómeno de condensación retrograda, situación en la cual se perderán líquidos con valor comercial. Por lo anterior, y como en el proyecto se consideró la inyección de gas sólo como un pronóstico de producción, y no en los escenarios de explotación documentados, la Comisión recomienda que se considere evaluar, en los escenarios de explotación, los métodos de recuperación secundaria en todos los yacimientos del proyecto, y si se requiere, aplicar alguno para evitar en la medida de lo posible la condensación retrograda e incrementar la rentabilidad del proyecto.
  
- b) También, para los procesos de recuperación secundaria que apliquen, PEMEX debe detallar el programa de implementación de estos métodos de recuperación donde se especifiquen las actividades principales a realizar en cada yacimiento del proyecto. Adicionalmente, dicho programa debe contener las actividades relacionadas al monitoreo del comportamiento de los procesos de recuperación secundaria a implementar.

### ***Costos de producción.***

El costo por barril o costo de producción es útil para realizar un comparativo técnico entre proyectos en la misma zona geográfica, y/o análogos de acuerdo a las características de los proyectos. En la Figura 20, se presentan los valores de los costos de producción a nivel de campo, para el proyecto Tsimín-Xux y algunos campos análogos con base en la información oficial de reservas al 1 de enero de 2013.

Figura 20. Costos por barril (usd/bl) a nivel campo del proyecto Tsimín-Xux y campos análogos.



*Campos Análogos: Agave, Girdas y May.*

*Campos reservas 2P del proyecto Tsimín-Xux: Tsimín y Xux.*

*Cifras oficiales reservas al 1-ene-2013*

Fuente: CNH con datos de PEP

El campo Tsimín representa más del 70% de las reservas 2P de petróleo crudo equivalente del proyecto Tsimín-Xux y presenta un costo por barril de 7.6 usd/bl; en cuanto sus campos análogos se puede observar que tienen valores de costos por barril en el rango de 5 a 10 usd/bl; el campo Xux presenta el mayor costo por barril con un valor de 16.7 usd/bl.

### *iii. Aspectos Económicos*

A continuación se presentan las estimaciones realizadas por PEP para la alternativa seleccionada. El objetivo es determinar si el proyecto de explotación Tsimín-Xux es rentable o no lo es, y si la alternativa seleccionada es la más rentable.

Para la alternativa seleccionada se estima el régimen fiscal según lo publicado en la Ley Federal de Derechos para Hidrocarburos, considerando los derechos correspondientes a Pemex y las implicaciones después de impuestos; finalmente, se determina la rentabilidad del proyecto y si éste debe continuar o replantear su desarrollo.

Los supuestos financieros utilizados para la evaluación son los siguientes:

Tabla 11. Supuestos financieros de los escenarios evaluados por PEMEX.

| Concepto                                    | Valor | Unidad     |
|---|-------|------------|
| Precio del crudo                            | 99.3  | usd/barril |
| Precio de gas                               | 7.1   | usd/mpc    |
| Tasa de descuento                           | 12    | %          |
| Tipo de cambio                              | 12.76 | pesos/usd  |
| Equivalencia gas-petróleo crudo equivalente | 5     | mpc/b      |

Asimismo, se puntualizan algunas consideraciones al calcular el régimen fiscal:

- A partir de 2012 entra en vigor el derecho para regular y supervisar la exploración y explotación de hidrocarburos (Derecho CNH).
- Se asume el Derecho Extraordinario sobre la Exportación de Crudo igual a cero (se supone que el precio observado cada año corresponde a la estimación realizada en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria).
- Se considera el costo técnico (cost-cap) para las deducciones del Derecho Ordinario sobre hidrocarburos.
- La deducción de costos contempla que el total de la inversión se hace sobre producción y desarrollo.

A continuación se muestran principales indicadores económicos de la alternativa elegida antes y después de impuestos.

Tabla 12. Valores presentes e indicadores económicos

| Indicadores Económicos | VPN     | VPI     | VPN/VPI   | Beneficio/<br>Costo | VPN/VP<br>Egresos |
|------------------------|---------|---------|-----------|---------------------|-------------------|
| Unidad                 | mmpesos | mmpesos | peso/peso | peso/peso           | peso/peso         |
| Antes de impuestos     | 321,182 | 81,388  | 3.95      | 4.37                | 3.37              |
| Después de impuestos   | 44,011  | 81,388  | 0.54      | 1.12                | 0.12              |

Fuente: CNH con datos de PEP

Como se puede observar en la tabla anterior, los indicadores económicos demuestran que el proyecto es rentable, tanto antes como después de impuestos, situación que fue verificada por esta Comisión.

## **Análisis de sensibilidad y riesgo**

Se realizó un análisis de sensibilidad para evaluar variaciones en las siguientes variables sobre el VPN: Precio del aceite, producción de hidrocarburos y costos totales.

La tabla siguiente muestra los cambios porcentuales en las variables analizadas que hacen que el VPN del proyecto sea igual a cero<sup>1</sup>; esto es, cambios capaces de afectar la rentabilidad del proyecto.

Tabla 13. Análisis de sensibilidad

|                      | Precio del aceite | Producción | Costo total |
|----------------------|-------------------|------------|-------------|
| Antes de impuestos   | -109%             | -77%       | 337%        |
| Después de impuestos | -59%              | -32%       | 46%         |

Fuente: CNH con datos de PEP

Después de impuestos, el proyecto deja de ser rentable si existen los siguientes cambios en las condiciones iniciales:

- El precio del aceite cae en 59% (40.9 USD/b).
- La producción de hidrocarburos se contrae en 32% (-313 mmbpce).
- Los costos totales aumentan 46% (71,991 mmpesos).

En función de los análisis anteriores, esta Comisión concluye:

<sup>1</sup> Se asume que las otras variables se mantienen constantes.

- a) Con base en la información presentada por PEMEX, la mejor opción para desarrollar es la Alternativa 2, ya que es el escenario más rentable y presenta la mejor relación VPN/VPI y cociente beneficio/costo.
- b) Pemex deberá asegurarse que el horizonte de evaluación del proyecto no rebase el límite económico. Este proyecto presenta flujos de efectivo antes y después de impuestos, a partir del año 2034. Por lo que esta Comisión recomienda que los planes de abandono de campos sean adelantados u optimizados para mejorar la rentabilidad del proyecto y sobre todo para evitar problemas de seguridad industrial y de protección ambiental.
- c) El government take<sup>2</sup> en valor presente del proyecto es de 86%; es decir, el Gobierno Federal recauda alrededor de nueve pesos de cada diez de los ingresos netos del proyecto.

#### *iv. Aspectos Ambientales*

De la información enviada por Pemex Exploración y Producción (PEP), del proyecto Tsimín - Xux, señala que las obras y actividades relacionadas con el proyecto se encuentran comprendidas en el siguiente proyecto ambiental:

- "Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 3"
- "Modificación del Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 3"

En relación con este proyecto, PEP obtuvo las siguientes autorizaciones:

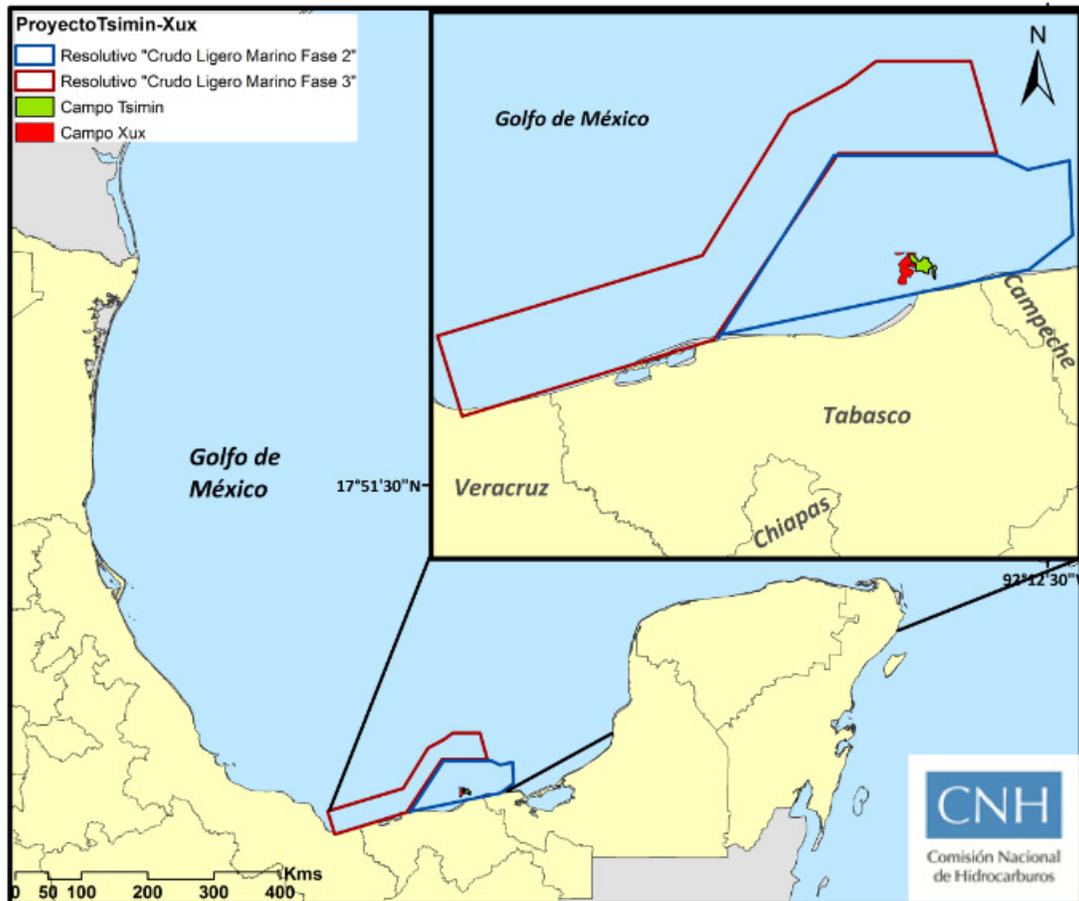
---

<sup>2</sup> El *government take* se define como el cociente del valor presente de los impuestos entre el valor presente neto del proyecto; se estima antes de impuestos.

- Oficio Resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/7597/10 de fecha 12 de noviembre de 2010 por el que la DGIRA autoriza de manera condicionada la realización del “Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 3” por un periodo de 20 años a partir de la emisión del resolutivo y en el cual se avala la perforación de 127 pozos de desarrollo, la instalación de 26 plataformas marinas y la construcción de 26 oleogasoductos; y su respectiva autorización de manera condicionada, No. S.G.P.A.DGIRA/DG/7347/11 de fecha 26 de septiembre del 2011, que ampara la modificación de diversas obras autorizadas previamente del PICLM-F3. Las condicionantes establecidas por SEMARNAT y que Pemex deberá cumplir, destacan:

1. “Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA).
2. Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental (REIA).
3. Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos (LGPGIR) y su Reglamento.
4. NOM-001-SEMARNAT-1996. Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.
5. NOM-052-SEMARNAT-2005. Que establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de residuos peligrosos.
6. NOM-054-SEMARNAT-1993. Que establece el procedimiento para determinar la incompatibilidad entre dos o más residuos considerados como peligrosos por la Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-2005.
7. NOM-059-SEMARNAT-2010. Protección ambiental-Especies nativas de México de flora y fauna silvestres-Categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambios-Lista de especies en riesgo.
8. NOM-081-SEMARNAT-1994. Que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición.
9. NOM-011-STPS-2011. Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genera ruido.
10. Convenio Marpol 73/78, que prohíbe arrojar materiales de cualquier tipo al mar.”

Figura 21. Ubicación de la poligonal del proyecto y el área autorizada ambientalmente del proyecto de explotación Tsimín-Xux.



Fuente: CNH con datos de PEP

Con base en lo anterior, la Comisión concluye:

- a) De acuerdo a la Figura 21, se observa que mediante el Oficio Resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0378.06 del "Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 2", y su respectiva modificación S.G.P.A./DGIRA/DG/0281/11 y el Oficio Resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/7597/10 del "Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 3", y su respectiva modificación S.G.P.A./DGIRA/DG/7347/11, cubren el área del proyecto de Explotación Tsimín-Xux, por lo que se encuentra amparada con la autorización en materia

de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades, por parte de la autoridad (SEMARNAT).

Pemex aclaró que las obras y campos de desarrollo de Tsimín-Xux junto con otros 32 campos, fueron gestionados para su autorización en materia de impacto ambiental en el polígono del Crudo Ligero Marino, obteniéndose la autorización de las obras y la perforación de pozos para el desarrollo de los campos con la resolución S.G.P.A./DGIRA/DG/7597/10. También como parte de la proyección del desarrollo de los campos Tsimín-Xux para la explotación y el manejo de aceite de Crudo Ligero Marino, se consideraron nuevas obras y pozos, los cuales fueron integrados a la modificación que fue autorizada con la resolución G.P.A/DGIRA/DG/0281/11.

La Comisión recomienda gestionar, en tiempo y forma, los permisos que involucran en el área del proyecto, toda vez que PEP requiera extender o ampliar las actividades correspondientes al proyecto.

Es responsabilidad de Pemex el contar con todas las autorizaciones ambientales autorizadas para llevar a cabo las actividades señaladas en el Proyecto de Explotación Tsimín-Xux.

- b) Atendiendo a la magnitud de las obras y actividades a desarrollar, la Comisión considera pertinente que cualquier modificación o actualización de las autorizaciones en materia de impacto ambiental se realicen por campo, a fin de que la distribución de proyectos sea homóloga con los criterios utilizados en la industria petrolera del país.

Lo anterior también aplica para nuevos proyectos que PEP presente ante las autoridades competentes en materia de medio ambiente.

- c) En caso de que lo mencionado en el inciso b) anterior no sea posible, se requiere que para los proyectos que PEP presente a la CNH en el futuro, agregue un apartado identificando las actividades que corresponden a cada proyecto/campo de los proyectos mencionados en la solicitud de autorización.

- d) La Comisión recomienda que PEMEX, en la documentación que remita a la Comisión, entregue en su totalidad los oficios resolutivos que amparan los proyectos presentados y por presentar; esto para dar transparencia y claridad al proceso de verificación ambiental.
- e) Los oficios resolutivos que PEP manifiesta contienen las autorizaciones en materia ambiental para el proyecto, no detallan con precisión el área de influencia de las actividades del Proyecto de Explotación Tsimín-Xux, por lo que se recomienda que para las actualizaciones o modificaciones de dichas autorizaciones ambientales, se detallen las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión. Asimismo, se recomienda incluir en la documentación presentada por Pemex una tabla que indique el grado de avance, en específico del proyecto, en la realización de las actividades autorizadas por los oficios resolutivos correspondientes al Proyecto de Explotación Tsimín-Xux.
- f) Esta Comisión sugiere incluir en la documentación proporcionada por PEP un cuadro en donde se relacionen las coordenadas que se muestran en el oficio resolutivo mencionado con su respectiva modificación para brindarle claridad a la zona de influencia del proyecto amparado.
- g) Pemex debe vigilar que las actividades autorizadas descritas en los oficios resolutivos correspondientes al Proyecto de Explotación Tsimín-Xux no hayan sido excedidas.
- h) Cualquier cambio o modificación a las autorizaciones ambientales presentadas deberá informarse a la Comisión, a fin de que se actualice la documentación con la que cuenta esta autoridad con respecto al proyecto.
- i) PEP afirma haber realizado las actividades del proyecto en apego a las Normas Oficiales Ambientales, sin embargo, los oficios resolutivos resultan necesarios para amparar la zona de influencia y las actividades realizadas y programadas, ya que es la autorización expedida por la autoridad en materia ambiental (SEMARNAT), aunado a que determina el periodo en el que PEP podrá operar en la zona y la cantidad de actividades a realizar.

- j) Se recomienda a Pemex que cumpla en tiempo y forma las condicionantes señaladas en los resolutiveos correspondientes, por parte de la autoridad ambiental, lo anterior para que no haya retrasos en la ejecución del proyecto.

Considerando todo lo expuesto, se concluye que el Proyecto Tsimín-Xux cuenta de manera parcial con las autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental para la realización de las actividades amparadas mediante el Oficio Resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0378.06 del “Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 2”, y su respectiva modificación S.G.P.A./DGIRA/DG/0281/11 y el Oficio Resolutivo S.G.P.A./DGIRA/DG/7597/10 del “Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase 3”, y su respectiva modificación S.G.P.A./DGIRA/DG/7347/11.

### *f) Referencias técnicas conforme a las mejores prácticas.*

#### **Estado actual de los modelos de estimación de producción de los yacimientos.**

El proyecto de explotación Tsimín - Xux está constituido por 2 campos: Tsimín y Xux. En base a la información recibida junto al oficio SPE-GRR-98/2013 de fecha 4 de julio de 2013, la Comisión analizó el estado del modelo de estimación de producción de los yacimientos pertenecientes al proyecto de explotación Tsimín - Xux. Dicha información fue confirmada por el documento técnico del proyecto, donde se reportaron los mismos modelos.

La Tabla 14 presenta los modelos de estimación de producción utilizados en los yacimientos pertenecientes al proyecto.

Tabla 14. Modelos de estimación de producción por yacimiento.

| Campo  | Yacimiento | Tipo de fluido producido | Modelo de estimación de producción |
|--------|------------|--------------------------|------------------------------------|
| Tsimín | JSK        | Gas y condensado         | Balance de materia                 |
| Tsimín | K          | Aceite volátil           | Balance de materia                 |
| Xux    | JSK        | Gas y condensado         | Balance de materia                 |

Fuente: CNH con datos de PEP

El yacimiento Tsimín JSK fue descubierto en 2009, incorporando reservas 1P y 2P ese mismo año. Posteriormente, en el 2010 con la perforación de Xux-1, se descubrió el intervalo JSK en el campo Xux. Finalmente, durante el transcurso de 2011, Tsimín K incorpora reservas 2P.

El yacimiento más importante del proyecto es Tsimín JSK con un aceite remanente de 956.2 mmb y 4,734.4 mmpc de gas (a enero de 2013). Dicho yacimiento posee la información adecuada para el modelo mostrado en el DSD; sin embargo en la información presentada en el oficio SPE-GRR-98/2013 se reporta que se no cuenta con el conocimiento del comportamiento de los factores de volumen; la Comisión solicita se presente un reporte de la información utilizada en el modelo de balance de materia presentado, principalmente en las propiedades específicas utilizadas así como la fuente de su obtención (pruebas de laboratorio, correlaciones, etc.).

El yacimiento Xux JSK presenta el mismo caso que Tsimín JSK. Es importante que se reporte que información se utiliza en los modelos de estimación de producción, así mismo como la fuente de la que se obtiene; particularmente en estos yacimientos que atraviesan la región de 2 fases durante su vida productiva.

Finalmente, el yacimiento Tsimín K es un yacimiento en una etapa inicial de explotación (para enero del 2013 no reporta producción acumulada). En función de la información reportada en el oficio SPE-GRR-98/2013 y el modelo presentado en el DSD, el yacimiento cuenta con la información adecuada para su modelo.

### ***Análisis de reservas por modelo de estimación de producción.***

La Comisión realizó un análisis respecto a los volúmenes de reservas atribuidos a cada uno de los modelos de estimación de los yacimientos pertenecientes al proyecto de explotación Tsimín - Xux. Se analizó la magnitud de los volúmenes atribuidos a cada uno de los modelos para la

reserva 2P para aceite, gas natural y petróleo crudo equivalente. Para el caso particular de los yacimientos del proyecto, el 100% de sus volúmenes están sustentados con balance de materia.

Los 3 yacimientos pertenecientes al proyecto poseen 246.3 mmb de reserva 1P, 414.6 mmb de reserva 2P y 858.4 mmb de reserva 3P de aceite; de los cuales 151.5 mmb para reserva 1P; 257.3 mmb para reserva 2P y 381.2 mmb para reserva 3P de aceite se encuentran en Tsimín JSK. La Tabla 15 muestra los volúmenes de aceite de las categorías de reservas que están sustentados por los diferentes modelos de estimación y por cada yacimiento perteneciente al proyecto.

Tabla 15. Reservas remanentes de aceite (mmb).

|                    | 1P    | 2P    | 3P    |
|--------------------|-------|-------|-------|
| Balance de materia | 246.3 | 414.6 | 858.4 |
| Tsimín JSK         | 151.5 | 257.3 | 381.2 |
| Xux JSK            | 48.4  | 87.0  | 362.8 |
| Tsimín K           | 46.3  | 70.3  | 114.4 |
| Total              | 246.3 | 414.6 | 858.4 |

Fuente: CNH con datos de PEP

Las reservas de aceite 1P del yacimiento Tsimín JSK aportan el 61.5 % del total del proyecto, las reservas 2P aportan el 62% y las reservas 3P un 44%.

Para el caso del gas las tendencias se inclinan más sobre los volúmenes de Tsimín JSK. A los 3 yacimientos del proyecto se atribuye un total de 1,523.0 mmmpc de reserva 1P de gas, 2,659.0 mmmpc de reserva 2P de gas y 5,477.4 mmmpc de reserva 3P de gas; de los cuales 1,090 mmmpc de reserva 1P; 1,908 mmmpc de reserva 2P y 2,841 mmmpc de reserva 3P de gas se encuentran en Tsimín JSK. La Tabla 16 muestra los volúmenes de gas de las categorías de reservas que están sustentados por los diferentes modelos de estimación y por cada yacimiento perteneciente al proyecto.

Tabla 16. Reservas remanentes de gas natural (mmmpc).

|                    | 1P      | 2P      | 3P      |
|--------------------|---------|---------|---------|
| Balance de materia | 1,523.0 | 2,659.0 | 5,477.4 |
| Tsimín JSK         | 1,090.0 | 1,908.4 | 2,841.0 |
| Xux JSK            | 311.7   | 563.9   | 2,332.9 |
| Tsimín K           | 121.4   | 186.7   | 303.5   |
| Total              | 1,523.0 | 2,659.0 | 5,477.4 |

Fuente: CNH con datos de PEP

Nuevamente los volúmenes del yacimiento Tsimín JSK demuestran su importancia en el proyecto con el 71.5 % del total de reserva remanente 1P, el 71.7 % de la reserva 2P y 51.8 % de la reserva 3P de gas atribuida al proyecto.

Para los volúmenes de petróleo crudo equivalente de los 3 yacimientos del proyecto de explotación Tsimín - Xux, 566.5 mmbpce corresponden a reserva 1P, 973.7 mmbpce de reserva 2P y 2,010.0 mmbpce a reserva 3P; de los cuales 380.7 mmbpce de reserva 1P; 658.6 mmbpce de reserva 2P y 978.6 mmbpce de reserva 3P están sustentados dentro del yacimiento Tsimín JSK. La Tabla 17 muestra los volúmenes de petróleo crudo equivalente de las diferentes reservas que están sustentados por los diferentes modelos de estimación y por cada yacimiento perteneciente al proyecto.

Tabla 17. Reservas remanentes de petróleo crudo equivalente (mmbpce).

|                    | 1P    | 2P    | 3P      |
|--------------------|-------|-------|---------|
| Balance de materia | 566.5 | 973.7 | 2,010.0 |
| Tsimín JSK         | 380.7 | 658.6 | 978.6   |
| Xux JSK            | 113.9 | 205.6 | 853.3   |
| Tsimín K           | 71.8  | 109.5 | 178.2   |
| Total              | 566.5 | 973.7 | 2,010.0 |

Fuente: CNH con datos de PEP

El yacimiento Tsimín JSK representa 67% del total del proyecto para la reserva 1P y 2P de petróleo crudo equivalente del total proyecto; y un 48% de la reserva 3P.

## ***Evolución del modelo de estimación***

La Comisión analizó la información de los yacimientos y algunas características específicas de ellos, y se realizaron recomendaciones respecto a la posible evolución de su modelo de estimación. Para el caso particular de los yacimientos de Tsimín – Xux, se analizó la información necesaria para el uso de un modelo de simulación numérica.

Los 3 yacimientos del proyecto se encuentran en litologías con diferentes niveles de heterogeneidad, con dolomitización y fracturamiento; dada esta razón, es muy importante la evaluación de la factibilidad de la aplicación de un modelo de simulación numérica para dichos yacimientos.

Analizando la información técnica recibida, así como la recibida con el oficio SPE-GRR-98/2013 de los 3 yacimientos anteriores, se determinó que tanto Tsimín JSK como Xux JSK poseen gran cantidad de información para poder evaluar sus volúmenes por medio de simulación numérica; contando con modelos estáticos integrales completos, con la falta de un modelo de fracturas y porosidad secundaria que complemente dichos modelos; en cuanto a la información del comportamiento de los fluidos, se hace la observación referente al comportamiento de los factores de volumen de los fluidos, información importante para un adecuado análisis de yacimientos que entrarán a la región de dos fases.

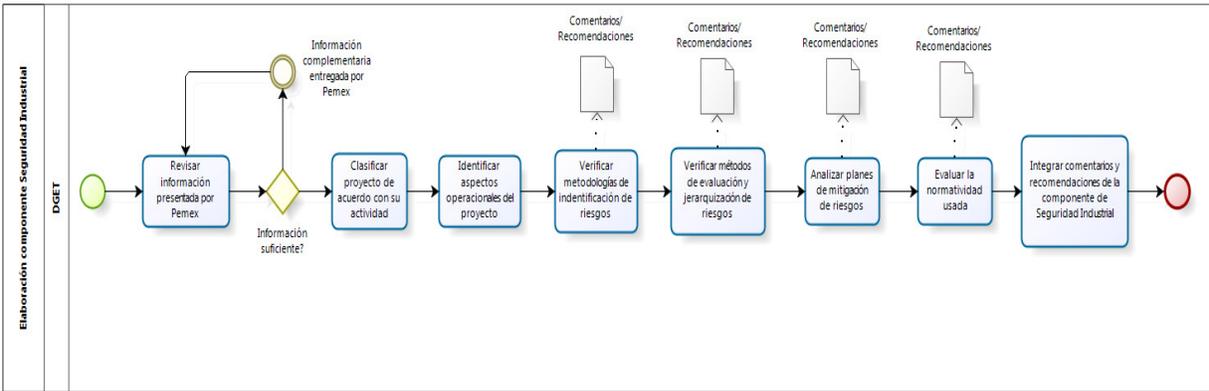
Por otro lado, Tsimín K posee su modelo estático integral completo, incluyendo un modelo de fracturas; y posee el comportamiento de las principales propiedades de sus fluidos, incluidos los factores de volumen. Sin embargo, aún no reporta análisis de curvas de permeabilidad ni de presión capilar, siendo ambas importantes en el conocimiento del comportamiento de dichas propiedades para un modelo de simulación con mayor certidumbre.

### *g) Condiciones necesarias de seguridad industrial*

Para la elaboración del dictamen y recomendaciones correspondientes la Comisión lleva a cabo el siguiente procedimiento (Figura 22) para poder evaluar y emitir las recomendaciones en materia de seguridad industrial en los proyectos de explotación y en particular en el proyecto Tsimín-Xux, en este procedimiento y con base en el tipo de proyectos se lleva cabo las siguientes actividades:

1. Revisar la información proporcionada por Pemex en sus proyectos hasta que la Comisión esté satisfecha con su cumplimiento de acuerdo a lo solicitado en los lineamientos vigentes.
2. Clasificar el proyecto de acuerdo a las instalaciones existentes y a su actividad física futura.
3. Identificar los aspectos operacionales del proyecto, es decir sólo enfocar los esfuerzos en la operación, mas no en el diseño o construcción de infraestructura. En este punto se debe contar con las anomalías en seguridad industrial que hayan detectado las compañías reaseguradoras, la Comisión Mixta de Seguridad e Higiene en el Trabajo e incluso inspecciones internas de Pemex.
4. Verificar las metodologías utilizadas para la identificación de riesgos (lista de verificación, Hazop, What if, etc.).
5. Verificar los métodos cualitativos y cuantitativos de evaluación de riesgos y su jerarquización.
6. Analizar los planes de mitigación de riesgos propuestos.
7. Evaluar la normatividad utilizada. Algunas para mitigación o prevención del riesgo.
8. Integrar los comentarios y/o recomendaciones que se vayan obteniendo en los puntos 4 al 7 anteriores e incluirlos al dictamen correspondiente.

Figura 22. Procedimiento de seguridad industrial.



Fuente: CNH

Se recomienda que PEMEX observe la seguridad industrial en el proyecto en función a una administración integral de la seguridad considerando los elementos presentados en la Figura 23.

Figura 23. Elementos a cuidar en la seguridad industrial.



Fuente: CNH

Conforme al análisis de la CNH y al proceso anteriormente mencionado, así como a la información solicitada por esta Comisión mediante Oficio D00.-SE.445/2013, relacionada con la

Seguridad Industrial del Proyecto, así como la información recibida por parte del operador mediante el Oficio GEEC-235-2013, la Comisión recomienda lo siguiente:

- a) Con las metodologías de identificación y evaluación de riesgos presentadas (Listas de Verificación, HAZOP) y de Evaluación de los Riesgos Identificados (FRR-Facility Risk Review, evaluación de consecuencias, árboles de fallas, análisis de capas de protección-LOPA), elaborando una lista de detección de anomalías, dando un seguimiento continuo a la atención de las mismas, así como revisando las métricas para su clasificación en función al área de trabajo y/o instalación, las cuales deben ser atendidas conforme a su frecuencia y severidad.
- b) Realizar una documentación de los procedimientos e instalaciones de trabajo en donde se presenten los principales riesgos identificados del proyecto, principalmente en las obras nuevas.
- c) Proporcionar la normatividad complementaria o de soporte que determine las acciones a seguir en caso de presentarse alguna situación operativa o alguna eventualidad, todo en atención y seguimiento a la normatividad Oficial (NOM-028-STPS-2004) y a las Normativas de PEP en materia de aseguramiento de las instalaciones y aplicación de lo manifestado en el Sistema de Administración en Seguridad, Salud y Protección Ambiental (Sistema PEMEX - SSPA) así como al “Procedimiento para Realizar Análisis de Riesgos de Proceso (PG-SS-TC-003-2007)”.
- d) Definir un procedimiento o flujo esquemático que permita identificar la normativa a seguir dependiendo de la situación que se pueda presentar en el aspecto operativo y de seguridad.
- e) Tener planes y procedimientos para la atención de contingencias o siniestros para las actividades mencionadas del proyecto. Así como contar con la suficiencia organizacional y coberturas financieras para prever situaciones contingentes.

- f) El personal de Pemex, desde la creación del SIASPA y posteriormente el SSPA observa una cultura de seguridad, sin embargo las compañías de servicio que trabajan con Pemex, en muchas ocasiones no tienen esa cultura implementada. Siendo así las compañías de servicio las que se encuentran en mayor situación de riesgo, tanto en etapas de instalación como de operación.
  
- g) En el caso de Pemex, no se observa una uniformidad en el personal, en cuanto al conocimiento y aplicación de las medidas de seguridad en las instalaciones. Estando la seguridad, en su mayor parte enfocada en el equipo de protección personal y no en una administración general.

## VII. Opinión de la MIP

La Manifestación de Impacto Petrolero (MIP), es un documento por el que PEMEX presenta a la Comisión el estudio y los planes y programas a desarrollar para la ejecución de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, y tiene por efecto:

- a. Mejorar la elaboración y la calidad de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos;
- b. Hacer posible la discusión objetiva de las ventajas y desventajas del mismo, y
- c. Transparentar el ejercicio de dictaminación de la Comisión.

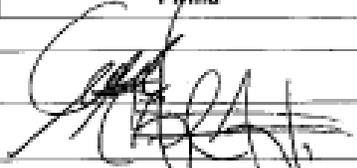
**Proyectos de explotación: Tsimin-Xux y Chuc**

Conforme a lo establecido en el numeral 10.3.3.1 de las reglas de Operación del Grupo de Trabajo de Inversión (GTI) de Petróleos Mexicanos, el 27 de mayo de 2013, se presentaron los proyectos Tsimin-Xux y Chuc para la acreditación de la etapa equivalente al FEL III, con base en los documentos soporte a la decisión DSD3 y el dictamen del tercero experto independiente, presentados por el Organismo, obteniéndose el pronunciamiento unánime de los Copresidentes y Vocales del GTI.

Dado lo anterior y atendiendo a lo establecido en el numeral 10.3.3.2 de las mismas Reglas de Operación, el GTI emite la siguiente:

**Acreditación:**

Con base en la información proporcionada por PEMEX Exploración y Producción, el GTI acredita la etapa equivalente al FEL III de los proyectos Tsimin-Xux y Chuc.

|                      | Nombre   | Organismo | Firma   |
|----------------------|--|-----------|---|
| <b>Copresidentes</b> |  |           |   |
| 1.                   | Iván Hernández Gallegos  | DCF       |   |
| 2.                   | Carlos de Regules Ruiz-Funes   | DCO       |   |
| <b>Vocales</b>       |  |           |   |
| 3.                   | Luis Ramos Martínez (suplente)<br>Gustavo Hernández García (titular)             | PEP       |  |
| 4.                   | Rafael García Jolly (suplente)<br>Guillermo Ruiz Gutiérrez (titular)             | PREF      |   |
| 5.                   | Rodolfo Figueroa Alonso (titular)  | PGPB      | Acreditación conforme al numeral 10.2.2 de las Reglas de Operación                    |
| 6.                   | Jaime Gabriel Toral y Garibay (suplente)<br>Rafael Montanero Sánchez (titular)   | PPQ       |  |
| 7.                   | Rafael Francisco Salgado Pérez (suplente)<br>Mario Govea Soría (titular)         | DCF       |   |
| 8.                   | Luis Ángel Moreno Avendaño (suplente)<br>Emeto Rizo Patrón (titular)             | DCO       |   |
| 9.                   | Marco Aurelio Torres H (suplente)<br>José Luis López Zamudio (titular)           | DCA       |   |
| 10.                  | Ruy Haroldo Girard Ruiz (suplente)<br>Luis Fernando Betancourt Sánchez (titular) | DCO       |  |
| 11.                  | César Andrés Conchello Brito   | DG        |   |

*13/05/13*

### 1. Antecedentes

El proyecto de Desarrollo está conformado por dos campos: Tsimin y Xux, que han sido de los descubrimientos más importantes de los últimos años para Pemex Exploración y Producción. Estos campos se clasifican de gas y condensado, con una densidad de 38-43 °API, a una profundidad de 5500-6300 mvsnm. Dentro de las características más importantes de estos campos, se destacan las altas presiones y temperaturas en los yacimientos de estas áreas.

El Campo Tsimin fue descubierto con la perforación del pozo Tsimin-1 terminado en Diciembre del 2008 en rocas carbonatadas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, siendo evaluado en dos intervalos que aportaron aceite de 40 °API con una producción inicial de 3,865 BPD.

El Campo Xux, se descubre con la perforación del pozo Xux-1, en Mayo del 2008 en rocas carbonatadas del Jurásico Superior Kimmeridgiano resultando productor de aceite de 43 °API en dos intervalos con una producción inicial de 6420 BPD de aceite y una producción de gas de 28.61 MMPCD.

### 2. Ubicación

El campo Tsimin se encuentra ubicado en aguas territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 62 km de la Terminal Marítima de Dos Bocas, Paraíso, Tabasco, con tirantes de agua de 14 metros. Perteneció al elemento paleogeográfico conocido como Pilar Tectónico de Akal, localizándose en la zona limítrofe sur.

Por su parte, el campo Xux se localiza en la Plataforma Continental del Golfo de México, aproximadamente a 10 Km al NW del Puerto de Frontera y a 55 Km al NE de la Terminal Marítima de Dos Bocas, hacia la porción suroccidental del Pilar Tectónico de Akal, con un tirante de agua de 14 metros.



### 3. Objetivo y Alcance

El plan de explotación propuesto tiene como objetivo extraer 400 MMBLS de aceite y 2,668 MMMPC de gas en el periodo 2013-2027, mediante la inversión de 114,950 MMS. Lo anterior se logra con la perforación y terminación de 43 pozos, 2 Recuperaciones de pozos exploratorios, 2 reparaciones mayores, 145 reparaciones menores a pozos; 9 ductos y la instalación de 11 plataformas (2 de perforación, 7 de producción y 2 habitacionales), así como, la construcción de infraestructura necesaria para el manejo y acondicionamiento de hidrocarburos a través de dos centros de proceso instalados en el área aledaña a la plataforma de Enlace del proyecto Crudo Ligero Marino y a la plataforma Tsimin A, los cuales tendrán una capacidad para el manejo y procesamiento de 200 MBD de aceite y 600 MMPCD de gas cada complejo. Dentro del proceso contemplado se encuentra la separación, compresión de baja, compresión de alta y la instalación de una plataforma habitacional, que permitirán el acondicionamiento para cumplir con estándares para la comercialización e incluyendo la estabilización del crudo.

El proyecto TsiminXux se registra como proyecto nuevo por la segregación del Programa Estratégico de Gas (PEG).

### 4. Reservas de Hidrocarburos

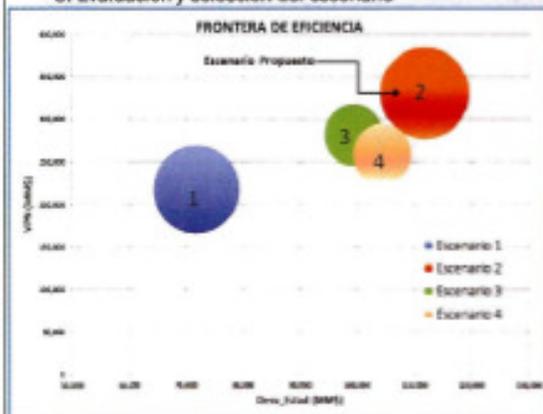
Reservas asociadas a los campos: Tsimin JSK, Tsimin KM y Xux JSK.

| Volumen original de Aceite |            |              | Volumen original de Gas |              |              | Reserva remanente de Aceite |            |            | Reserva Remanente de Gas |              |              | Factor de Recuperación del Aceite |          | Factor de Recuperación del Gas |          |           |
|----------------------------|------------|--------------|-------------------------|--------------|--------------|-----------------------------|------------|------------|--------------------------|--------------|--------------|-----------------------------------|----------|--------------------------------|----------|-----------|
| 1P                         | 2P         | 3P           | 1P                      | 2P           | 3P           | 1P                          | 2P         | 3P         | 1P                       | 2P           | 3P           | %                                 | %        | %                              | %        |           |
| MMS                        | MMS        | MMS          | MMS/PC                  | MMS/PC       | MMS/PC       | MMS                         | MMS        | MMS        | MMPC                     | MMPC         | MMPC         | Actual                            | Final    | Actual                         | Final    |           |
| <b>Total</b>               | <b>622</b> | <b>1,063</b> | <b>2,222</b>            | <b>2,647</b> | <b>4,706</b> | <b>9,573</b>                | <b>240</b> | <b>415</b> | <b>859</b>               | <b>1,470</b> | <b>2,664</b> | <b>5,481</b>                      | <b>0</b> | <b>40</b>                      | <b>0</b> | <b>61</b> |

*es: JPD*

*SA*

5. Evaluación y selección del escenario

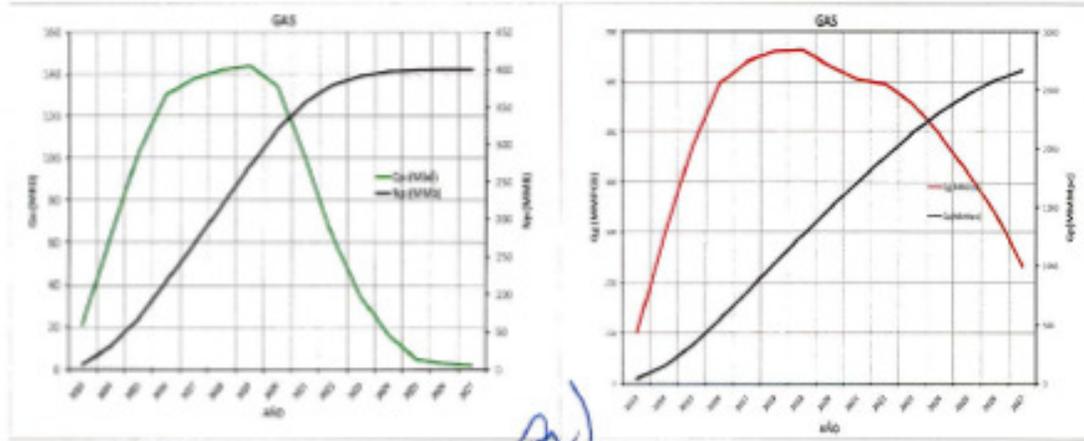


- Escenario 1**
- Explotación Primaria de los campos Tsimin Jurásico yacimiento en Jurásico, Tsimin Jurásico yacimiento en Cretácico y Xux Jurásico.
  - Perforación y terminación de 21 pozos en el campo Tsimin JSK, 8 pozos para el campo Tsimin KM y 14 pozos para Xux JSK.
  - El Manejo de la producción se plantea hacia la plataforma May-A.
  - Se contempla un esquema de perforación secuencial, utilizando 6 plataformas de perforación.
- Escenario 2 (Escenario Propuesto)**
- Explotación Primaria de los campos Tsimin Jurásico, Tsimin Cretácico y Xux Jurásico.
  - Perforación y terminación de 21 pozos en el campo Tsimin JSK, 8 pozos para el campo Tsimin KM y 14 pozos para Xux JSK.
  - Para este escenario se contempla un esquema de perforación en paralelo (Equipo fijo y Auto elevable), 7 plataformas de perforación, se estará perforando con 11 equipos de perforación, 5 fijos y 6 plataformas autoelevables.

- Escenario 3**
- Explotación Primaria de los campos Tsimin Jurásico, Tsimin Cretácico y Xux Jurásico.
  - Perforación y terminación en 21 pozos en el campo Tsimin JSK, 8 pozos para el campo Tsimin KM y 14 pozos para Xux JSK.
  - Manejo de la producción: Centros de proceso enlace.
  - Tipo de Plataforma: Equipo de Nueva Generación.
  - Tipo de Terminación: Líner coronado con empacadores hinchables.
  - Diámetro de TP: 4 1/2".
- Escenario 4**
- Explotación Primaria de los campos Tsimin Jurásico, Tsimin Cretácico y Xux Jurásico.
  - Perforación y terminación en 21 pozos en el campo Tsimin JSK, 8 pozos para el campo Tsimin KM y 14 pozos para Xux JSK.
  - Manejo de la producción: Centros de proceso enlace.
  - Tipo de Plataforma: Octópodo + Acorazado.
  - Tipo de Terminación: Liner coronado con empacadores hinchables.
  - Estrategia de Perforación: 6 Rigs + 2 Autoelevables (Acorazados).

6. Pronósticos de Producción del Escenario Ganador

Ciclo de Planeación 2013 - 2027.



### 7. Principales Riesgos y Plan de Mitigación

1. Técnico: Variación en la volumetría. (Se estableció estrategia de pozos delimitadores).
2. Técnico: Incrementos en tiempos de perforación de pozos. (Análisis de riesgos geológicos, mecánicos, etc.; con su plan de mitigación incluyendo en la Ingeniería de detalle, seguimiento operacional a tiempo real).
3. Técnico: Canalización de gas ó agua por presencia de fracturamiento. (Estudio de fracturas en núcleos, registros geofísicos especiales, para la actualización del modelo de fracturas).
4. Técnico: Características de los Fluidos de los campo Tsimin, Xux de la formaciones Jurásico y Cretácico. (Programar estudios PVT's de tipo composicional y estudios de miscibilidad).
5. Técnico: Surgencia prematura de agua y manejo de la condensación en la vecindad del pozo. (Establecimiento de gastos óptimos de explotación de los yacimientos del cretácico de acuerdo a su comportamiento dinámico.)
6. Ambiental: Derrame de hidrocarburos que contamine al medio ambiente. (Aplicación de las normas preventivas y de protección a medio ambiente.)

### 8. Actividades Físicas del Escenario Propuesto

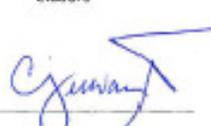
| Actividad pozos (2013-2017)                     | Proyecto Propuesto | Obras Nuevas (2013-2027)                 | Proyecto Propuesto |
|---|--------------------|--|--------------------|
| Pozos de desarrollo                             | 43                 | Plataformas de producción                | 7                  |
| Pozos exploratorios a Recuperación a producción | 2                  | Plataforma de Perforación habitacionales | 2                  |
| Reparaciones Mayores                            | 2                  | Ductos                                   | 9                  |
| Reparaciones Menores                            | 145                |  |                    |
| Estimulaciones                                  | 190                |  |                    |

### 9. Indicadores Económicos

| Indicadores Económicos | Antes de Impuestos | Después de Impuestos |
|------------------------|--------------------|----------------------|
|                        | 2013-2048          | 2013-2048            |
| VPI (MMS)              | 81,389             | 81,389               |
| VPN (MMS)              | 321,182            | 44,011               |
| VPN/VPI                | 3.95               | 0.54                 |

### 10. Resultado del Dictamen

Con base en la información presentada durante la revisión del proyecto, la atención a las aportaciones que fueron documentadas por los pares y la GADTP, así como su incorporación y validación en el documento de soporte de decisión (DSD), el resultado del Dictamen del proyecto Tsimin-Xux es: **APROBADO**.

| Elaboró  | Revisó  | Autorizó  |
|--|---|---|
| <br>Ing. Juan Cuevas Soto | <br>Ing. Juan-Manuel Rodríguez Domínguez | <br>M. en I. Rubén Luján Salazar |

Para dar la opinión de la MIP, se realizó un comparativo de información general entre las cédulas entregadas al GTI (Grupo de Trabajo de Inversión) de PEMEX y la información del proyecto enviado a esta Comisión para emitir el dictamen, Tabla 18.

Tabla 18. Comparativo entre las cédulas entregadas al GTI de PEMEX respecto al proyecto enviado.

|                                |          | <b>PEMEX</b>                          | <b>CNH</b>                  | <b>Variación</b> |
|--------------------------------|----------|---------------------------------------|-----------------------------|------------------|
|                                | Unidades | Cédula del dictamen<br>Proyecto nuevo | Proyecto DSD3<br>Presentado | %                |
| Inversión                      | mmpesos  | 114,950                               | 128,583                     | 11.8%            |
| Gasto de Operación             | mmpesos  | ND                                    | 26,916                      | -                |
| Reservas a recuperar Aceite 2P | mmb      | 400                                   | 403                         | 1%               |
| Reservas a recupera Gas 2P     | mmmpc    | 2,668                                 | 2,934                       | 9%               |
| Horizonte                      | años     | 2013-2027                             | 2013-2048                   |                  |
| Pozos a perforar desarrollo    | núm.     | 43                                    | 43                          | 0%               |
| Pozos a perforar delimitadores | núm.     | ND                                    | ND                          |                  |
| Rep. Mayores                   | núm.     | 2                                     | 2                           | 0%               |
| Rep. Menores                   | núm.     | 145                                   | 145                         | 0%               |
| Ductos                         | núm.     | 9                                     | ND                          |                  |
| VPN (antes impuestos)          | mmpesos  | 321,182                               | 321,182                     | 0%               |
| VPI (antes impuestos)          | mmpesos  | 81,388                                | 81,388                      | 0%               |
| VPN (después impuestos)        | mmpesos  | 44,011                                | 44,011                      | 0%               |
| VPI (después impuestos)        | mmpesos  | 81,388                                | 81,388                      | 0%               |

Fuente: CNH con datos de PEP

Se puede observar que para el proyecto Tsimin-Xux existen variaciones entre los datos presentados en el documento entregado a la Comisión y la cédula entregada al Grupo de Trabajo de Inversión, específicamente en el horizonte, la inversión y la reserva a recuperar de aceite y de gas 2P, sin embargo, los indicadores económicos son los mismos en ambas versiones, situación que Pemex debe revisar.

La opinión de esta Comisión es que si bien existe consistencia entre el proyecto presentado por Pemex y las cédulas entregadas por el Grupo de Trabajo de Inversión de Pemex, debe tener como dato informativo al gasto de operación.

## **VIII. Mecanismos de evaluación de la eficiencia operativa**

Para evaluar la eficiencia operativa, se presentan métricas del proyecto con base en lo que PEMEX presentó para inversiones, gastos de operación, metas físicas, entre otros. Por su parte, es conveniente que PEMEX proponga sus propias métricas para contar con mecanismos más completos para la evaluación de la eficiencia operativa.

### a) Propuesta de matriz de métricas para evaluar la eficiencia operativa

| PROYECTO TSIMIN - XUX   |   |         |         |         |         |         |             |           |  |
|---|---|---------|---------|---------|---------|---------|-------------|-----------|--|
| Condiciones por las que un proyecto será considerado como de modificación sustantiva.<br>Artículo 51 de los "Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de Exploración y Explotación de hidrocarburos y su dictaminación". | Unidades  | 2013    | 2014    | 2015    | 2016    | 2017    | (2013-2048) | Total     | % Variación para Generar Modificación Sustantiva |
| <b>Modificación Sustantiva</b>  |   |         |         |         |         |         |             |           |  |
| Inversión   | (mmpesos)   | 16,510  | 20,575  | 20,181  | 13,649  | 6,517   | 51,151      | 128,583   | 10   |
| Gasto de Operación  | (mmpesos)   | 416     | 1,220   | 2,000   | 2,564   | 2,779   | 17,937      | 26,916    | 10   |
| Qo Promedio.  | (mbpd)  | 21      | 63      | 103     | 130     | 138     | -           | 403 (mmb) | 10   |
| Modificación en el alcance del proyecto. Cuando el proyecto por el avance y el estado en el que se encuentren los yacimientos presenta un cambio en su estrategia de explotación.   | Contempla la perforación de los pozos de manera simultánea utilizando dos Equipos Fijos de perforación dentro de una plataforma de nueva generación capaz de soportar dichos equipos. |         |         |         |         |         |             |           |  |
| <b>Seguimiento Proyecto</b>   |   |         |         |         |         |         |             |           |  |
| Índice de Accidentabilidad.   | (número)  | * Pemex     | * Pemex   | NA   |
| Índice de Frecuencia.   | (número)  | * Pemex     | * Pemex   | NA   |
| Aprovechamiento de gas.   | (%)   | * Pemex     | * Pemex   | NA   |
| Perforación.  | (número)  | -       | -       | -       | -       | -       | -           | 43        | NA   |
| Terminación.  | (número)  | * Pemex     | * Pemex   | NA   |
| Reparaciones Mayores.   | (número)  | * Pemex     | * Pemex   | NA   |
| Mantenimiento de pozos.   | (número)  | * Pemex     | * Pemex   | NA   |
| Sísmica.  | (km2)   | * Pemex     | * Pemex   | NA   |
| Sistemas Artificiales de Producción.  | (número)  | * Pemex     | * Pemex   | NA   |
| Reacondicionamiento de Pozos Inyectores.  | (número)  | * Pemex     | * Pemex   | NA   |
| Eficiencia de Desarrollo (Perforados, Terminados vs productores).   | (%)   | * Pemex     | * Pemex   | NA   |
| Tiempo Perforación.   | (días)  | * Pemex     | * Pemex   | NA   |
| Tiempo de Terminación.  | (días)  | * Pemex     | * Pemex   | NA   |
| Tiempo de Producción.   | (días)  | * Pemex     | * Pemex   | NA   |
| Qo Promedio de pozos operando.  | (bpd/pozo)  | * Pemex     | * Pemex   | NA   |
| Factor de Recuperación.   | (%)   | * Pemex     | * Pemex   | NA   |
| Productividad del Pozo (considerando gasto inicial).  | [Np/pozo del año proyectado en todo el horizonte, mb]   | * Pemex     | * Pemex   | NA   |
| Eficiencia de Inversión   | (\$/\$)   | * Pemex     | * Pemex   | NA   |
| Relación Beneficio Costo.   | (\$/\$)   | * Pemex     | * Pemex   | NA   |
| Tasa Interna de Retorno (TIR)   | (%)   | * Pemex     | * Pemex   | NA   |

NA. No aplica

ND. No disponible

\* Pemex: Falta definir por parte del operador

Se deberá vigilar que la variación de las inversiones no sea mayor a 10% en el total y de manera anual.

## IX. Resultado del dictamen y recomendaciones

De la información remitida a esta Comisión, el grupo de trabajo realizó el análisis sobre el proyecto y observó que cuenta con elementos tecnológicos, ambientales y de seguridad industrial aceptados en la industria petrolera y que permitirán apoyar a la política energética y las finanzas del país, por lo que se dictaminó como Favorable.

Lo anterior, en virtud de que en la revisión del proyecto se verificó que tiene potencial para incrementar las reservas y el factor de recuperación, puede aprovechar la infraestructura actual, apoyando a la reducción de los costos de producción, utiliza tecnologías aceptadas de la industria, tiene oportunidad de obtener información para actualizar sus herramientas de decisión, identifica los riesgos principales y contempla acciones para mitigarlos, y se encuentra dentro de un marco aceptable de seguridad industrial y protección ambiental.

Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión observó algunos elementos del proyecto que se deben destacar, además de que considera necesario emitir diversas recomendaciones, no sólo para ser tomadas en cuenta por PEMEX para el mejor desarrollo y seguimiento del proyecto, sino también por la Secretaría de Energía en el marco de los procesos de su competencia, relativos a la aprobación de los proyectos principales, el otorgamiento, modificación o cancelación de asignaciones, así como la emisión de permisos de actividades petroleras. Cabe mencionar que el dictamen se refiere exclusivamente a la actividad de explotación manifestada en el alcance del proyecto objeto del presente dictamen.

Con base en las observaciones al proyecto que fueron detalladas en el presente dictamen, especialmente en el Capítulo VI, a continuación se emiten las siguientes recomendaciones:

### ***Estrategia de explotación***

1. Vigilar la administración de los yacimientos para explotarlos a un ritmo de producción óptimo. Asimismo, la Comisión considera necesario que se lleve a cabo un estricto

control en las producciones de gas y agua, ya que afecta la producción de los campos y existe el riesgo de afectación a las instalaciones y el medio ambiente.

2. Optimizar los programas de movimiento de equipos de acuerdo a las capacidades del Activo y los contratos actuales y futuros, a fin de reducir los costos y tiempos de forma eficiente, dando cumplimiento a las metas establecidas por el proyecto.
3. Esta Comisión prevé que en el corto plazo habrá una modificación sustantiva del proyecto, debido a que el proyecto señala que en una segunda fase se pretende inyectar gas para evitar que los yacimientos lleguen a la presión de rocío, y se tenga un factor de recuperación mayor de líquidos que permitan incrementar su rentabilidad. Lo anterior, derivado de la revisión del documento presentado por Pemex, en el que señala sólo la propuesta de explotación por comportamiento primario; así como atendiendo a los resultados de la revisión de información adicional comentada con personal del proyecto.

#### ***Ritmo de Extracción de los campos***

4. Evaluar el impacto del número de pozos a perforar (óptimo) ya que es una de las variables que influyen en el comportamiento del modelo dinámico (analítico y/o simulación) y los indicadores económicos del proyecto.
5. Considerar la factibilidad de optimizar el ritmo de extracción (gastos críticos) de acuerdo a la actividad actual y programada para asegurar la restitución de los pozos que salgan de producción por el alcance de los contactos y el corte de agua por pozo, así como aplicar nuevas tecnologías en la terminación de los pozos.

#### ***Reservas***

6. Revisar y ajustar los pronósticos de producción conforme a las cifras presentadas para el proceso de reservas, a fin de disminuir las inconsistencias presentadas con respecto a los valores de reservas señalados en la documentación del proyecto presentado a dictamen.

7. Integrar la información técnica de los yacimientos con los datos de reservas para que exista uniformidad en la información reportada a nivel yacimiento.

### ***Geociencias***

8. Es indispensable que PEP se allegue de la mayor cantidad de información posible para que esté en posibilidad de contar con modelos estáticos y dinámicos más confiables para este tipo de yacimientos carbonatados. Por lo anterior, la CNH recomienda que para los pozos nuevos y en los existentes, en los que sea posible, se establezca un programa de adquisición de información ambicioso, que apoye en la mejora de los modelos estáticos y dinámicos.
9. Se considera necesario que se realicen “Modelos de Fracturas” en los cuales se integre toda la información estática y dinámica disponible, con el objetivo de comprender los patrones de fracturamiento presentes en los yacimientos, ya que son de vital importancia para el desarrollo de los campos para tener un entendimiento total sobre los contactos de fluidos presentes en el yacimiento.

### ***Perforación***

10. Considerar el análisis de geopresiones, ventana operativa y profundidad de asentamientos con ayuda de los pozos de correlación que se tengan para cada campo.

### ***Ingeniería de Yacimientos***

11. Se considera necesario que se desarrollen programas rigurosos de toma de información para los pozos nuevos a perforar, con el objetivo de actualizar los modelos de yacimientos utilizados.
12. Contar con modelos de simulación de yacimientos para la estimación de los pronósticos de producción de hidrocarburos y la evaluación de los procesos de recuperación a implementar, así como contar con programas de toma de información que permitirán

mantenerlos actualizados. Adicionalmente, la Comisión considera que para formaciones naturalmente fracturadas es indispensable contar con un modelo de simulación de doble porosidad para la evaluación de la estrategia de explotación a implementar.

13. Identificar las zonas y el momento en que pueda presentarse el fenómeno de condensación retrógrada en los yacimientos, situación en la cual se perderán líquidos con valor comercial, debido a que este proyecto contiene una gran cantidad de recursos de fluidos de gas y condensado.

Para lo anterior, es necesario considerar algún proceso de mantenimiento de presión para evitar, en la medida de lo posible, el fenómeno de la condensación retrógrada referido.

14. Evaluar, en los escenarios de explotación, los métodos de recuperación secundaria en todos los yacimientos del proyecto, y en caso de requerirse, aplicar alguno para evitar en la medida de lo posible la condensación retrograda, e incrementar la rentabilidad del proyecto.

Asimismo, es imperante contar con un programa detallado de la implementación de los métodos de recuperación donde se especifiquen las actividades principales a realizar en cada yacimiento del proyecto. Dicho programa debe contener las actividades relacionadas con el monitoreo del comportamiento de los procesos de recuperación secundaria a implementar.

### ***Aspectos económicos***

15. Pemex deberá asegurarse que el horizonte de evaluación del proyecto no rebase el límite económico. Este proyecto presenta flujos de efectivo negativos antes y después de impuestos, a partir del año 2034. Esta Comisión recomienda que los planes de abandono de campos sean adelantados u optimizados para mejorar la rentabilidad del

proyecto y sobre todo para evitar problemas de seguridad industrial y de protección ambiental.

### ***Instalaciones Superficiales***

16. Analizar la factibilidad de utilizar tecnologías de instalación de plataformas más modernas que permitan reducir los tiempos de instalación y adelantar la perforación de pozos y la producción de hidrocarburos.

### ***Seguridad industrial***

17. Atender las anomalías que se detecte en materia de seguridad industrial, a fin de evitar situaciones que pongan en riesgo al personal y las instalaciones.

18. Complementar la identificación y la evaluación de riesgos operativos presentados en la información del proyecto con la revisión de requisitos de seguridad prescriptivos establecidos en la normatividad de seguridad aplicable de acuerdo al marco normativo nacional o internacional. Asimismo, para la perforación de pozos, resulta importante que PEMEX cuente con un programa de identificación, evaluación, y mitigación, de riesgos, así como un plan de respuesta a emergencias, conforme a los estándares aceptados por la industria.

19. Es necesario que se lleve a cabo una evaluación de los riesgos operativos orientada a la detección de anomalías, especificando si éstas fueron identificadas por certificadores, auditores externos o auditores internos, definiendo claramente el tipo de anomalía (descripción) la prioridad asignada (alta, media o baja) y el programa o acciones para la atención de las mismas.

### ***Cumplimiento de Normativa***

20. La Comisión recomienda un enfoque integral de gestión y gerencia de medición con base en un Plan Estratégico de Medición, en el cual se incluyan elementos humanos y materiales que busque alcanzar sistemas de medición confiables y seguros que lleven a una medición automatizada en el proyecto.
  
21. Es responsabilidad de PEMEX acreditar que cuenta con las autorizaciones en materia de medio ambiente respecto de las actividades descritas en el proyecto, así como con sus respectivas actualizaciones, respecto del área total del proyecto.
  
22. Se recomienda que PEMEX solicite los permisos de actividades estratégicas del proyecto, con la finalidad de que la SENER lo someta al proceso de autorización y realización de trabajos petroleros.
  
23. Se deberá atender los “Lineamientos que deberán observar Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en relación con la implementación de sus sistemas de seguridad industrial” emitidos por la SENER y publicados el 21 de enero de 2011 en el Diario Oficial de la Federación.

## X. Opinión a SENER

1. Se recomienda a la SENER considerar establecer diversos mecanismos de seguimiento específico a los proyectos, a través de programas de trabajo, en los términos y condiciones de los títulos de asignación petrolera, así como en los permisos respectivos, a efecto de estar en posibilidad de revisar la evolución del proyecto.

Para lo anterior, se pone a disposición de la SENER la propuesta de métricas señaladas en el apartado de “Mecanismos de evaluación de eficiencia operativa” de este dictamen técnico, de forma que PEMEX entregue a la Secretaría y a la Comisión, un reporte periódico de dicho seguimiento, como lo señala el considerando anterior. Ello permitirá identificar modificaciones sustantivas al proyecto.

En caso de que se genere modificación sustantiva del proyecto conforme a los Lineamientos técnicos que en su momento resulten aplicables, PEMEX deberá obtener el dictamen de la Comisión respecto del proyecto modificado.

Cabe mencionar que la presente recomendación se emite sin perjuicio de las atribuciones que directamente ejerza la Comisión en materia de seguimiento de proyectos y requerimientos de información.

2. Tomar en consideración las observaciones y recomendaciones vertidas en la presente resolución, y, en todo caso, se sugiere que solicite a PEMEX un reporte semestral sobre las actividades y recomendaciones solicitadas por esta Comisión.
3. Solicitar a PEMEX que presente la información referida en el artículo 31 de los Lineamientos técnicos relativos a los planes y programas relacionados con el proyecto.
4. Se considera importante que SENER requiera a PEMEX que presente la nueva propuesta de desarrollo para el caso de las actividades que se realicen en los campos o bloques

comprendidos en las asignaciones petroleras del proyecto de explotación Tsimin Xux que para su evaluación, exploración y/o desarrollo, sean asignados bajo el esquema de contratos incentivados u otro esquema contractual.

Para lo anterior, deberá presentar el proyecto a dictamen de la Comisión de acuerdo con los Lineamientos técnicos aplicables.

5. A fin de contar con un mejor control del proyecto, se considera necesario requerir a PEMEX informe de manera trimestral, sobre los avances en la implementación de la metodología VCD (FEL) y sobre los ajustes en la estrategia del proyecto, debido a los hallazgos que se hayan presentado durante el desarrollo de sus actividades.
  
6. Debido a que Pemex señaló que en una segunda fase pretenden inyectar gas para evitar que los yacimientos lleguen a la presión de rocío, y se tenga un factor de recuperación mayor de líquidos que permitan incrementar la rentabilidad, esta Comisión prevé que en el corto plazo habrá una modificación sustantiva del proyecto, por lo que se solicita a SENER que se requiera a PEMEX presentar la versión actualizada del proyecto de explotación Tsimin Xux en el lapso de un año.