



Comisión Nacional
de Hidrocarburos



**GOBIERNO
FEDERAL**

DICTAMEN DEL PROYECTO AGUA FRÍA - COAPECHACA

DICIEMBRE 2010

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN	3
II. RESUMEN DEL DICTAMEN	5
III. MANDATO DE LA CNH	7
IV. RESUMEN DEL PROYECTO	12
A) UBICACIÓN.	12
B) OBJETIVO	14
C) ALCANCE.	14
D) RESERVAS Y PRODUCCIÓN.....	14
E) INVERSIONES Y GASTO DE OPERACIÓN.....	22
F) INDICADORES ECONÓMICOS	23
V. PROCEDIMIENTO DE DICTAMINACIÓN.....	26
A) SUFICIENCIA DE INFORMACIÓN.....	28
B) CONSISTENCIA DE LA INFORMACIÓN.....	28
VI. EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD	30
A) ESTRATÉGICA.....	30
i. <i>Análisis de alternativas.</i>	30
ii. <i>Formulación del proyecto.</i>	31
B) ASPECTOS GEOLÓGICOS, GEOFÍSICOS Y DE INGENIERÍA.	33
i. <i>Modelo geológico, geofísico y petrofísico.</i>	33
ii. <i>Integración geológica y de yacimientos.</i>	38
iii. <i>Volumen y reservas de hidrocarburos</i>	44
iv. <i>Ingeniería de yacimientos.</i>	46
v. <i>Intervenciones a pozos.</i>	50
vi. <i>Productividad de pozos.</i>	50
vii. <i>Instalaciones superficiales.</i>	53
viii. <i>Procesos de recuperación secundaria y mejorada</i>	55
C) ECONÓMICA.....	58
D) AMBIENTAL.....	61
E) SEGURIDAD INDUSTRIAL.	62
VII. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	65
VIII. RESOLUTIVO	67
A) RESULTADO.....	67
B) CONDICIONANTES.	68
IX. ANEXO I.....	70

I. Introducción

El Proyecto Agua Fría - Coapechaca se concibe como resultado de diversas reuniones de trabajo entre la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Nacional de Hidrocarburos (Comisión o CNH) y Petróleos Mexicanos (Pemex), durante las cuales se concluyó que, dada la heterogeneidad en el nivel de conocimiento y desarrollo de los campos que componían al Proyecto Aceite Terciario del Golfo (PATG), era necesario dividirlo en distintos proyectos. El punto de partida para definir la división del Proyecto Aceite Terciario del Golfo (PATG) consideró la propuesta presentada por Pemex (Figura 1):

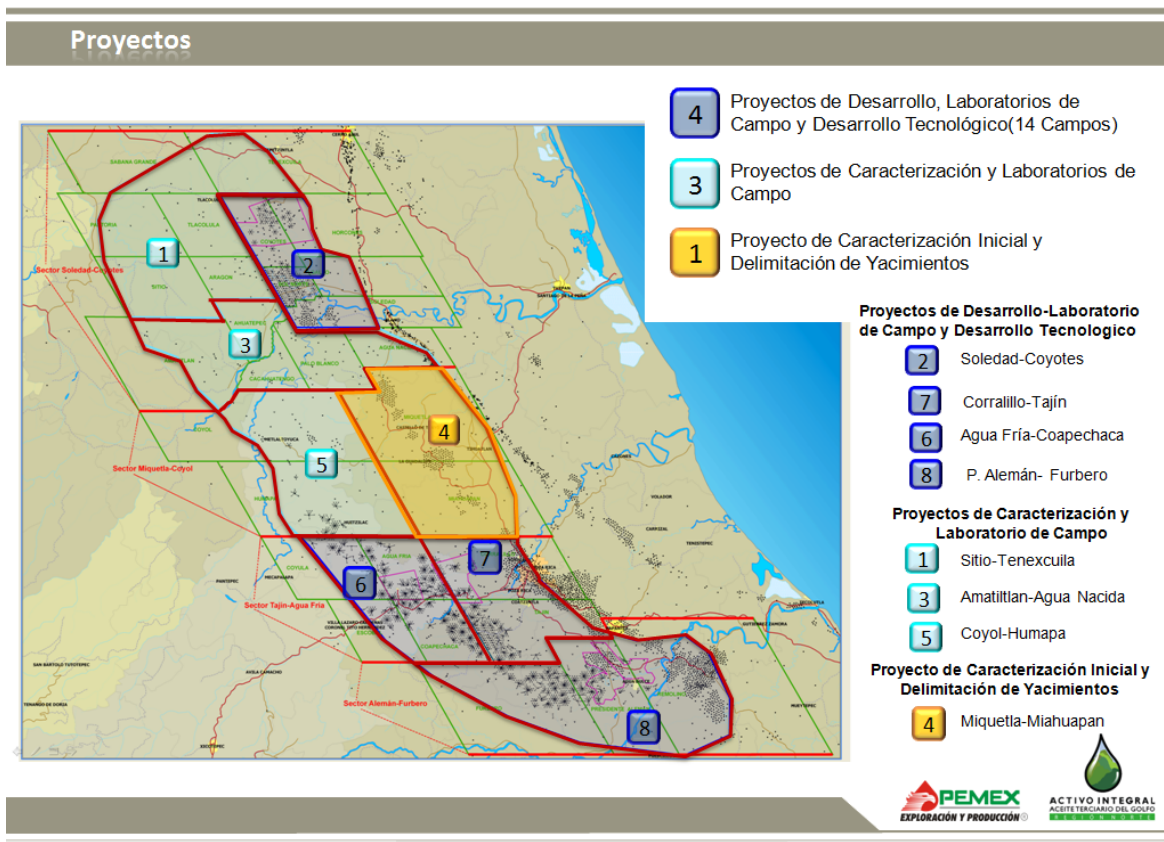


Figura 1. División del Proyecto Aceite Terciario del Golfo en ocho proyectos

Fuente: Pemex

- 4 Proyectos de Desarrollo de Campos (en los cuales existe un conocimiento relativamente mayor del subsuelo y áreas en franca explotación),
- 3 Proyectos de Caracterización de Detalle y Desarrollo Tecnológico (en los cuales existe un conocimiento medio del subsuelo), y
- 1 Proyecto de Caracterización Inicial (en el cual existe un conocimiento bajo del subsuelo).

El Proyecto Agua Fría – Coapechaca, fue presentado por Pemex como un *Proyecto de Desarrollo de Campos*. No obstante, como se explica más adelante, la CNH lo dictamina como favorable con condicionantes, únicamente para la realización de actividades de caracterización y de desarrollo tecnológico. Lo anterior, toda vez que no existen elementos que permitan dictaminar favorablemente el plan de explotación presentado por Petróleos Mexicanos.

El dictamen del Proyecto Agua Fría - Coapechaca fue realizado junto con el proceso de la emisión de la opinión sobre las asignaciones petroleras que solicitó la SENER en su comunicado 512.581 BIS-10 para el Proyecto Agua Fría – Coapechaca y con información proporcionada por Petróleos Mexicanos, mediante los oficios SPE-853-2010 con fecha de 22 de noviembre del 2010 y SPE-992-2010 con fecha de 17 de diciembre del 2010, de la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de Pemex Exploración y Producción (PEP).

Además, este dictamen considera el documento PROYECTO ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO. PRIMERA REVISIÓN Y RECOMENDACIONES, elaborado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos y publicado en el mes de abril del 2010. También incorpora la información del Dictamen Técnico Aceite Terciario del Golfo realizado por el Instituto Mexicano del Petróleo en el mes de abril del 2010, asimismo considera las recomendaciones del Comité de Estrategias e Inversiones y del Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño con respecto al PATG del mismo mes, el reporte de reservas de hidrocarburos de diciembre 2009 realizado por la Compañía Ryder Scott Company Petroleum Consultants y los documentos de dictamen de terceros que se han realizado al proyecto por parte de las compañías The Scotia Group, Inc. y CoreLab Operations en los años 2007 y 2009 de acuerdo al oficio SPE-722-2010 enviado por la SPE de PEP el 13 de septiembre del 2010.

II. Resumen del dictamen

Estrategia de explotación

Conforme a las disposiciones emitidas por la Comisión, a efectos de definir un plan de explotación, Pemex debe evaluar las distintas tecnologías relevantes para el campo en cuestión. A este respecto, se presentó únicamente la evaluación de tres alternativas de planes de perforación:

1. Pozos convencionales y no convencionales,
2. Únicamente pozos convencionales, y
3. Pozos no convencionales.

La información recibida de Pemex no incluye el análisis de alternativas tecnológicas de aspectos fundamentales como son:

- a) Fracturamiento.
- b) Sistemas artificiales de producción.
- c) Mantenimiento de presión.
- d) Recuperación mejorada.
- e) Manejo de la producción en superficie

La carencia de análisis de las alternativas tecnológicas en los aspectos antes señalados imposibilita la identificación del mejor plan de desarrollo para el Proyecto Agua Fría Coapechaca. Asimismo, constituye un cumplimiento parcial en la suficiencia documental de acuerdo a la Resolución CNH.E.03.001/10 emitida por esta Comisión.

Ingeniería de yacimientos

Pemex aún no concluye la elaboración de un modelo estático y dinámico que le permitan identificar con certidumbre razonable las mejores zonas productoras, lo que imposibilita el llevar a cabo un adecuado proceso de localización de pozos.

Esta falta de información refleja un cumplimiento parcial a la suficiencia documental establecida en la Resolución CNH.E.03.001/10.

Factor de recuperación

El plan de explotación presentado por Pemex contempla una meta de factor de recuperación de 6% en un horizonte de planeación a 51 años.

Este nivel de recuperación de recursos es sumamente bajo en relación con los estándares internacionales. Pemex ha documentado que campos análogos en otros países han alcanzado factores de recuperación superiores al 15% en horizontes de tiempo más cortos.

Volumen original

Se observa que el volumen original actualmente utilizado como referencia fue obtenido a través de un análisis volumétrico determinista proveniente de algunos campos y fuentes no exhaustivas como registros, núcleos, sísmica limitada y estudios de presión-volumen-temperatura (PVT). La Comisión considera que realizar el cálculo del volumen original con métodos probabilísticos permitiría evitar sobreestimaciones ocasionadas por la alta variabilidad de los parámetros involucrados, obteniendo, una mejor estimación del factor de recuperación.

Dictamen

Conforme a lo anterior y de acuerdo a lo señalado a lo largo del documento, la CNH dictamina el Proyecto Agua Fría Coapechaca favorable con condicionantes (presentadas en el apartado VIII), únicamente para llevar a cabo actividades de caracterización y de desarrollo tecnológico. Se destaca que no existen elementos que permitan dictaminar favorablemente el plan de explotación presentado por Petróleos Mexicanos.

III. Mandato de la CNH

- El artículo 33, fracción VIII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal 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”*.
- El artículo 5o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (LR27) señala que *el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía, otorgará exclusivamente a Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios las asignaciones de áreas para exploración y explotación petroleras. Asimismo, establece que el Reglamento de la Ley establecerá los casos en los que la Secretaría de Energía podrá rehusar o cancelar las asignaciones.*
- El artículo 15 del mismo ordenamiento ordena que las personas que realicen alguna de las actividades reguladas por dicha ley, *deberán cumplir con las disposiciones administrativas y normas de carácter general que expidan en el ámbito de sus competencias, la Secretaría de Energía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía, en términos de la normatividad aplicable, así como entregar la información o reportes que les sean requeridos por aquellas.*
- La fracción II del artículo Quinto Transitorio del RLR27 señala que en materia de asignaciones petroleras, aquéllas que no se tengan por revocadas y respecto de las cuales Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios expresen en un plazo de noventa días naturales su interés por mantenerlas vigentes, deberán ser revisadas por la Secretaría de Energía y por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en un plazo de tres años, contados a partir de la fecha de entrada en vigor del Reglamento, a efecto de modificarlas o, en su caso, sustituirlas para asegurar su congruencia con las disposiciones legales y normativas en vigor. Para dicha revisión, se deberá presentar la información necesaria en los términos del RLR27, conforme al calendario que al efecto dichas autoridades expidan.
- Asimismo, el artículo 19, fracción IV, inciso k) de la Ley de Pemex establece que el Consejo de Administración deberá aprobar los programas y proyectos de inversión, así como los contratos que superen los montos que se establezcan en las disposiciones que se emitan para tal efecto. Cabe destacar lo que señala el artículo Décimo Transitorio del Reglamento de dicha Ley: “Sin perjuicio de las facultades de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, no se requerirá la aprobación a que hace referencia el último párrafo del artículo 35 del RLR27 en los casos de los proyectos que estén en fase de ejecución al momento de la publicación del reglamento, salvo que sean modificados de manera sustantiva, ni los proyectos que estén en fase de definición.”

- La Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (LCNH) establece lo siguiente:

Artículo 2: *“La Comisión Nacional de Hidrocarburos tendrá como objeto fundamental regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno, que se encuentren en mantos o yacimientos, cualquiera que fuere su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que compongan el aceite mineral crudo, lo acompañen o se deriven de él, así como las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos”.*

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

VI. *Dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, previo a las asignaciones que otorque 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;*

XI. *Solicitar y obtener de Petróleos Mexicanos y de sus organismos subsidiarios toda la información técnica que requiera para el ejercicio de sus funciones establecidas en esta Ley;*

XV. *Emitir opinión sobre la asignación o cancelación de asignación de áreas para fines de exploración y explotación petrolíferas a que se refiere el artículo 5o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo”.*

- *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, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 21 de diciembre de 2009 establece lo siguiente:*

“Artículo 51. Se considera que un proyecto de exploración o explotación de hidrocarburos presenta una modificación sustantiva, cuando exista alguna de las siguientes condiciones:

- III. *Modificación en el alcance del proyecto: cuando el proyecto por el avance y estado en el que se encuentren los yacimientos presenta un cambio en su estrategia de explotación.*
- IV. *Modificación debida a condiciones ambientales y de seguridad industrial que impacten el proyecto debido a regulaciones externas o internas.*
- V. *Modificaciones en la meta de aprovechamiento de gas, sujeto a la normativa de gas correspondiente en el rango de variación establecido por la Comisión.*
- VI. *Variaciones en el avance físico-presupuestal del proyecto, cuando se encuentre fuera del rango establecido por la Comisión.*
- VII. *Variación en el programa de operación del proyecto, cuando se encuentre fuera del rango establecido por la Comisión.*
- VIII. *Modificaciones en el Título de Asignación de la Secretaría.*

IX. Variación del monto de inversión, de conformidad con los siguientes porcentajes:

Monto de Inversión (Pesos constantes)	Porcentaje de Variación (Máximo aceptable)
<i>Hasta mil millones de pesos</i>	25%
<i>Superior a mil millones y hasta 10 mil millones de pesos</i>	15%
<i>Mayor a 10 mil millones de pesos</i>	10%

Artículo 52. El proceso de revisión de los términos y condiciones de una asignación, así como de las modificaciones sustanciales, o de la sustitución de los proyectos en curso, de conformidad con el Quinto Transitorio del Reglamento de la Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo, puede ser iniciado por parte de la Secretaría, de PEMEX, o bien de la Comisión.

Lo anterior, sin detrimento de que esta Comisión, al ejercer sus facultades de verificación y supervisión, considere la existencia de una modificación sustantiva, en términos de lo dispuesto en las fracciones VI, VII, VIII, XI, XIII, XV, XVI, XXI, XXII, XXIII, del artículo 4 de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

- Por su parte, y de manera específica, la Resolución CNH.E.03.001/10, por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos determina los elementos necesarios para dictaminar los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, así como para emitir la opinión sobre las asignaciones asociadas a éstos, conforme al artículo Quinto Transitorio del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, emitida por el Órgano de Gobierno de la Comisión el 14 de junio de 2010, establece que a efecto de dar cumplimiento a lo dispuesto por el Quinto Transitorio del RLR27, así como a los artículos 52, 53 y Segundo Transitorio de los Lineamientos del punto anterior, la Secretaría, la Comisión y Pemex sostuvieron reuniones de coordinación para establecer un programa de trabajo conjunto y criterios de priorización en la revisión de las asignaciones, por su importancia y momento de desarrollo en el que se encuentran los proyectos que las incluyen, así como para aquellos proyectos que quedarán sujetos a revisión por parte de la Comisión, conforme el Quinto Transitorio de referencia.

Además, atendiendo a lo anterior, el Órgano de Gobierno de la Comisión, mediante acuerdo CNH.02.010/10, aprobó que la revisión de los proyectos en ejecución relacionados con las asignaciones se ajustará a la identificación de información que se

requiere para este tipo de proyectos, por parte de un grupo de trabajo entre Pemex y la Comisión, a efecto de que se ajusten a los Lineamientos.

Con la finalidad de simplificar el proceso de revisión conforme al Quinto Transitorio, y para establecer de manera precisa los elementos necesarios para dictaminar los proyectos, así como para emitir la opinión sobre las asignaciones asociadas a éstos, la Resolución CNH.E.03.001/10 determinó los índices de información que debe proporcionar Pemex a la Comisión y resolvió de conformidad con los puntos siguientes:

“PRIMERO.- Adoptar los índices de información y contenidos señalados en el Considerando Sexto como los elementos necesarios para que la Comisión dictamine los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, así como para que emita la opinión sobre las asignaciones asociadas a éstos, en cumplimiento con lo dispuesto por el artículo Quinto Transitorio del Reglamento.

SEGUNDO.- En términos del artículo 3, incisos d) y e), de la Ley de la Comisión, en temas de seguridad industrial y de medio ambiente, Pemex presentará el listado de la regulación internacional o lineamientos internos que observarán para los proyectos.

TERCERO.- Pemex presentará para cada proyecto una propuesta de variación máxima aceptable en las condiciones establecidas para las modificaciones sustantivas en el artículo 51 de los Lineamientos. En el dictamen, la Comisión opinará sobre dicha propuesta y establecerá los rangos para modificaciones sustantivas.

CUARTO.- Para los proyectos que se encuentren en una etapa temprana de su desarrollo, es decir, que hayan erogado menos del 25% de su monto total de inversión registrado en la Cartera que administra ante la SHCP, la Comisión podrá solicitar elementos adicionales para su revisión, en términos del segundo párrafo de la fracción II del artículo Quinto Transitorio del Reglamento.

QUINTO.- Los elementos que Pemex deberá remitir a la Comisión en términos de la presente Resolución, serán enviados en medio electrónico por el Director General de Pemex Exploración y Producción o el funcionario responsable que para tal efecto éste designe.

SEXTO.- Notificar a Pemex y a la Secretaría el contenido de esta Resolución, para los efectos correspondientes, así como publicarla en el portal de internet de la Comisión.”

De acuerdo con el marco normativo desarrollado en los párrafos precedentes, es de señalar que como parte del proceso de revisión de las asignaciones vigentes y a efecto de asegurar su congruencia con las disposiciones legales en vigor, es claro que la Comisión Nacional de Hidrocarburos debe dictaminar técnicamente los proyectos de exploración y explotación y emitir una opinión sobre las asignaciones relacionadas con los mismos, de manera previa a que la Secretaría de Energía otorgue, modifique, revoque y, en su caso, cancele las asignaciones para exploración y explotación de hidrocarburos.

IV. Resumen del proyecto

De acuerdo al documento del proyecto enviado mediante el oficio SPE-992-2010 con fecha 17 de diciembre del 2010 de la Subdirección de Planeación y Evaluación (SPE) de Pemex Exploración y Producción (PEP), a continuación se presenta un resumen de las características principales del proyecto, información que la Comisión revisó para la elaboración de su dictamen.

a) Ubicación.

Pemex señala que el área denominada “Paleocanal de Chicontepec” se localiza en la Planicie Costera del Golfo de México, dentro de la Cuenca Tampico – Misantla, en la región nororiental del estado de Veracruz, limitado al oeste por la Sierra Madre Oriental, al este por la Faja de Oro, al norte con el Cañón Bejuco-La Laja y al sur con El Alto de Plan de La Hayas (Figura 2).

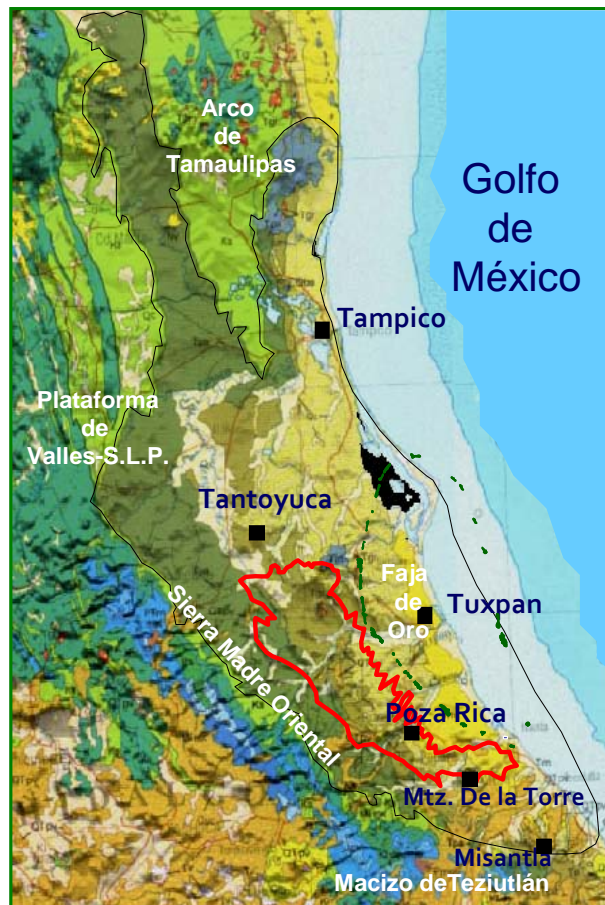


Figura 2. Localización del Paleocanal de Chicontepec

El área que comprende el Proyecto Agua Fría-Coapechaca, se localiza en el extremo sureste entre la Planicie Costera de Golfo de México y la zona baja de la Sierra Madre Oriental, en los municipios de Coatzintla, Poza Rica, Papantla y Tihuatlán del Estado de Veracruz y Francisco Z. Mena y Venustiano Carranza del Estado de Puebla, y cuenta con un área de 358 Km². Las elevaciones varían entre los 200 y 500 metros sobre el nivel del mar. El río Cazones atraviesa de Suroeste (SW) y Noroeste (NE) el área de este sector. Existen además, innumerables escurrimientos y corrientes de agua menores, de naturaleza permanente o intermitente. Las principales vías de comunicación se refieren a la carretera federal México-Tuxpan y las carreteras estatales: Poza Rica-Álamo-Cerro Azul y Álamo-Metlatoyuca. También existen carreteras de segundo y tercer orden, así como brechas y caminos de terracería (Figura 3).

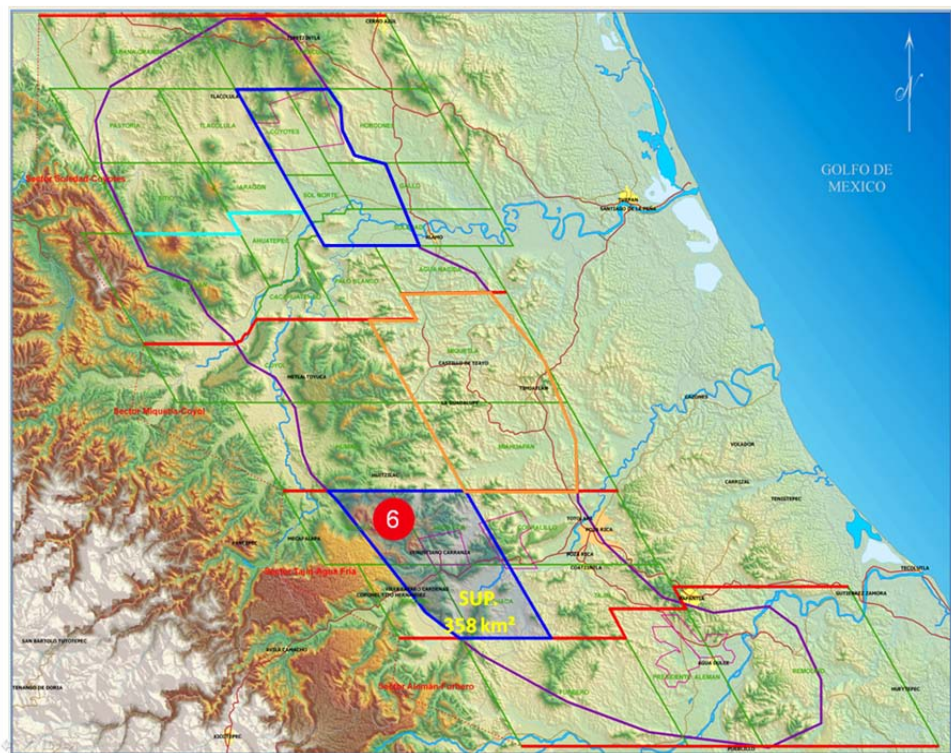


Figura 3. Localización del Proyecto Agua Fría Coapechaca: Campos Agua Fría, Coapechaca, Escobal y Coyula.

b) Objetivo

El Proyecto Agua Fría – Coapechaca tiene como objetivo alcanzar una producción acumulada de 710 millones de barriles (mmb) de aceite y 1,139 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc) de gas, con un costo total de 222,790 millones de pesos (el cual se divide en: inversión de 131,042 y gasto de operación 91,748), en el período 2012-2062.

c) Alcance.

Contempla la perforación y terminación de 1,789 pozos, así como la realización de 3,931 reparaciones mayores, la construcción de la infraestructura necesaria para apoyo a la perforación y transporte y manejo de producción de hidrocarburos (275 macroperas, 281 ductos y 17 instalaciones).

d) Reservas y Producción

Pemex señala que las alternativas para este proyecto consideran las mejores prácticas y tecnologías probadas a la fecha de documentación, sin que esto limite las pruebas futuras y su aplicación.

Para el desarrollo del proyecto se analizaron y evaluaron tres alternativas:

- a) desarrollo con una mezcla de pozos convencionales y no convencionales,
- b) desarrollo a través de únicamente pozos convencionales y,
- c) desarrollo mediante pozos no convencionales.

Para cada una de estas tres se consideraron desde el punto de vista productividad y costos, los beneficios a obtenerse por mejores prácticas operativas y/o nuevas tecnologías durante la vida del proyecto.

Una vez evaluadas las alternativas, se identificó que la mejor implica el desarrollo de los campos mediante la perforación de pozos convencionales y no convencionales.

A continuación se detalla cada una de las alternativas presentadas por Petróleos Mexicanos.

Alternativa 1. Mantenimiento de presión y tecnología. Desarrollo de campos mediante la combinación de pozos convencionales y pozos no convencionales, así como la implementación del sistema de mantenimiento de presión.

Con base a los resultados de las simulaciones realizadas para el desarrollo de los campos del proyecto y con el objetivo de maximizar el volumen de aceite a recuperar y por ende el valor de las inversiones se propone la Alternativa 1 que contempla:

- El desarrollo de los campos mediante la terminación de 1,171 pozos convencionales, 438 pozos horizontales, 180 pozos con terminación múltiple y 3,931 reparaciones mayores.
- Los pozos operando con sistema artificial de producción durante toda su vida productiva (bombeo mecánico, bombeo neumático, cavidades progresivas, etc).
- El yacimiento explotado bajo un esquema de recuperación secundaria (mantenimiento de presión con inyección de agua) el cual se programó iniciar operaciones en el año 2015. El sistema de inyección considera la perforación de 341 pozos inyectores.
- La productividad de los pozos incrementa de forma gradual durante la vida del proyecto considerando la incorporación de mejores prácticas operativas y nuevas tecnologías.
- El modelo contempla una reducción gradual de los costos en el tiempo derivado de nuevos diseños de pozos e infraestructura de perforación y producción, así como la reducción que se podría tener al incorporar nuevas tecnologías o prácticas operativas.

Adicionalmente para esta alternativa se presentan dos escenarios que consideran el impacto sobresaliente (escenario 1.1) y limitado (escenario 1.2) de la tecnología sobre el perfil de producción.

Alternativa 2. Pozos convencionales. Desarrollo de los campos mediante la perforación de pozos exclusivamente convencionales y reparaciones mayores, se considera el programa de mantenimiento de presión.

Este escenario tiene las siguientes consideraciones:

- El desarrollo de los campos mediante la perforación de 1,788 pozos convencionales, en arreglos de 9 pozos por macropera, uno de ellos es vertical y 8 direccionales. En la siguiente figura se ilustra cómo sería el arreglo de los pozos y la secuencia del desarrollo de los diferentes intervalos.

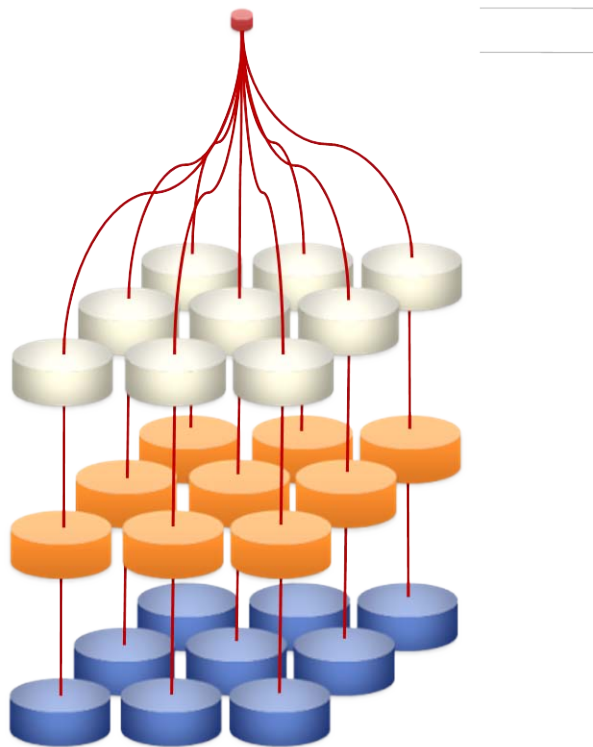


Figura 4. Arreglo de pozos en macropera

- El proceso de explotación de un pozo consiste en producir el primer intervalo a través de la terminación del pozo, posteriormente se programaron realizar 2 ó 3 reparaciones mayores por pozo dependiendo las características de cada campo, resultado en un total de 5,564 reparaciones mayores.
- Los pozos operando con sistema artificial de producción durante toda su vida productiva (bombeo mecánico, bombeo neumático, cavidades progresivas, etc).

- El yacimiento explotado bajo un esquema de recuperación secundaria (mantenimiento de presión con inyección de agua) el cual se programó iniciar en el año 2015. El sistema de inyección considera la perforación de 341 pozos inyectoros.
- La productividad de los pozos incrementa de forma gradual durante la vida del proyecto considerando la incorporación de mejores prácticas operativas y nuevas tecnologías.
- El modelo contempla una reducción gradual de los costos en el tiempo derivado de nuevos diseños de pozos e infraestructura de perforación y producción, así como la reducción que se podría tener al incorporar nuevas tecnologías o prácticas operativas.

Alternativa 3. Pozos horizontales. Desarrollo de los campos mediante la perforación de pozos horizontales y con un programa de mantenimiento de presión. Esta alternativa tiene las siguientes consideraciones:

- El desarrollo de los campos mediante la perforación de 2,384 pozos horizontales, en arreglos de 4 pozos por macropera como se ilustra en la siguiente figura.

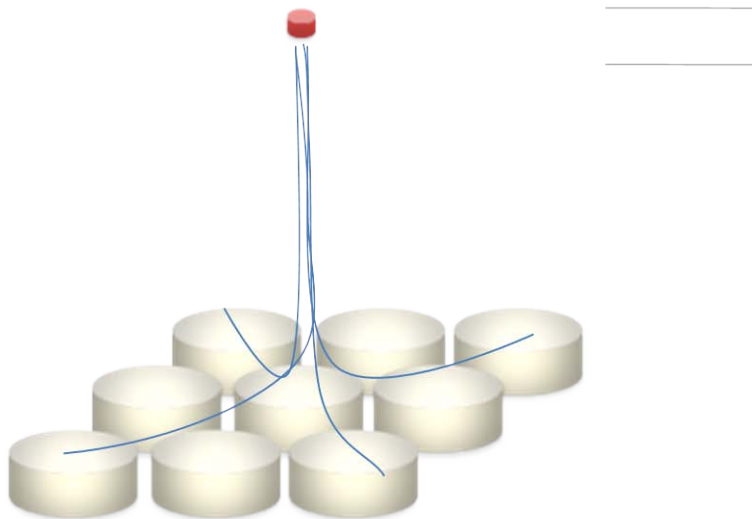


Figura 5. Esquema de pozos horizontales

- A diferencia de la Alternativa 1, en este escenario no se contemplan reparaciones mayores, ya que la explotación de los distintos intervalos se debería hacer mediante la perforación de nuevos pozos horizontales.

- Los pozos operando con sistema artificial de producción durante toda su vida productiva (bombeo mecánico, bombeo neumático, cavidades progresivas, etc).
- El yacimiento explotado bajo un esquema de recuperación secundaria (mantenimiento de presión con inyección de agua) el cual se programó iniciar en el año 2015. El sistema de inyección considera la perforación de 341 pozos inyectores.
- La productividad de los pozos se incrementa de forma gradual durante la vida del proyecto considerando la incorporación de mejores prácticas operativas y nuevas tecnologías.
- El modelo contempla una reducción gradual de los costos en el tiempo derivado de nuevos diseños de pozos e infraestructura de perforación y producción, así como la reducción que se podría tener al incorporar nuevas tecnologías o prácticas operativas.

A continuación se presentan, en la Tabla 1, los perfiles de producción de la Alternativa 1 que fue la seleccionada por Pemex para el desarrollo de las actividades del Proyecto Agua Fría - Coapechaca.

Tabla 1. Producción de la alternativa seleccionada y sus escenarios.

Año	Alternativa 1		Impacto sobresaliente de tecnología		Impacto limitado de tecnología	
	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)	Qo (mbpd)	Qg (mmpcd)
2012	18	28	18	28	17	27
2013	18	29	18	29	17	27
2014	18	29	18	29	16	26
2015	19	31	20	32	16	26
2016	21	34	22	35	17	27
2017	23	37	24	38	17	28
2018	26	42	28	45	20	32
2019	32	52	35	55	24	39
2020	40	64	43	69	30	49
2021	45	73	49	79	35	55
2022	46	74	50	81	36	57
2023	48	76	53	84	37	59
2024	49	79	55	88	37	60

2025	52	83	59	94	39	62
2026	53	84	60	96	39	63
2027	52	84	60	96	39	63
2028	53	86	62	99	41	65
2029	53	85	61	98	41	65
2030	54	87	63	101	42	68
2031	55	88	64	103	43	68
2032	56	90	67	107	43	69
2033	55	88	67	107	42	68
2034	55	88	67	108	42	67
2035	56	89	69	111	42	67
2036	56	90	71	114	42	68
2037	55	88	70	112	41	65
2038	52	84	67	108	39	62
2039	51	82	67	108	38	61
2040	50	80	67	107	37	59
2041	50	81	68	108	37	60
2042	51	81	68	109	38	60
2043	50	81	68	109	38	60
2044	49	79	67	107	37	60
2045	48	77	66	106	36	58
2046	46	73	63	101	34	55
2047	43	69	60	96	32	52
2048	40	64	55	88	31	49
2049	39	63	54	86	30	48
2050	40	63	55	88	30	49
2051	37	60	53	84	29	46
2052	34	54	48	76	26	42
2053	32	52	46	73	25	40
2054	28	45	40	64	21	34
2055	23	37	34	55	17	28
2056	19	31	29	47	14	23
2057	15	25	23	38	11	18
2058	12	19	18	28	8	14
2059	9	14	13	21	6	10
2060	7	11	10	16	5	8
2061	5	8	7	12	4	7
2062	5	8	7	11	4	7
Total	710	1,139	886	1,419	541	869
	mmb	mmmpc	mmb	mmmpc	mmb	mmmpc

En la Tabla 2 se describen los factores de recuperación de aceite y gas del proyecto de acuerdo a la alternativa seleccionada y sus escenarios asociados a la tecnología.

Tabla 2. Factores de recuperación.

Concepto	Volumen original 2P	Alternativa 1: Impacto sobresaliente de tecnología		Alternativa 1: Impacto limitado de tecnología
		Factor de recuperación (por ciento)	Factor de recuperación (por ciento)	Factor de recuperación (por ciento)
Aceite (mmb)	12,362	6	7	4
Gas (mmpc)	4,109	28	35	21

Pemex determinó los volúmenes originales de aceite para los campos Agua Fría, Coapechaca, Coyula y Escobal que comprenden el Proyecto Agua Fría - Coapechaca, así también se han determinado las reservas 1P, 2P y 3P, actualizadas al 1 de enero de 2010.

En la Tabla 3 se muestran los valores de volúmenes originales y factores de recuperación 1P, 2P y 3P, presentados por Petróleos Mexicanos.

Tabla 3. Volúmenes al 1 de enero de 2010 presentados por Pemex

Campo	VOA 1P (mmb)	VOGN 1P (mmpc)	VOA 2P (mmb)	VOGN 2P (mmpc)	VOA 3P (mmb)	VOGN 3P (mmpc)	Fr 1P % aceite	Fr 2P % aceite	Fr 3P % aceite
Agua Fría	2,566	770	5,099	1,530	5,374	1,612	1.1	4.3	4.5
Coapechaca	1,579	511	3,255	1,053	3,615	1,170	1.5	5.1	6.0
Coyula	1,211	545	2,158	971	2,636	1,186	1.3	7.0	8.2
Escobal	550	165	1,849	555	2,012	604	2.1	4.0	4.6
Total	5,906	1,991	12,362	4,109	13,637	4,572	1.4	4.9	5.6

Fuente: Pemex

Derivado de la actividad de perforación de pozos, la interpretación sísmica 3D, el análisis del resultado de los pozos, la actualización de planos de los diversos yacimientos por la nueva información y la actualización de las premisas económicas, se han reevaluado las reservas de los campos, a partir de los procesos de certificación externa e interna iniciados desde 1999. El resultado de dichos procesos, incluyendo ajustes, puede optimizarse con la aplicación de mejores prácticas tecnológicas y disminuyendo costos.

Las reservas al primero de enero de 2010 para los campos que componen el Proyecto Agua Fría-Coapechaca, presentados por Petróleos Mexicanos, se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4. Reservas al 1 de enero de 2010 presentadas por Pemex

Campo	Aceite 1P mmb	Gas 1P mmmpc	PCE 1P mmb	Aceite 2P mmb	Gas 2P mmmpc	PCE 2P mmb	Aceite 3P mmb	Gas 3P mmmpc	PCE 3P mmb	Acum Dic 2009 mmb	Acum Dic 2009 mmmpc
Agua Fría	29	47	39	221	505	331	241	561	364	36	72
Coapechaca	24	40	32	166	377	241	215	514	318	16	19
Coyula	16	26	22	151	347	227	217	529	333	1	0
Escobal	11	22	15	74	170	105	93	225	135	2	4
Total	80	135	108	611	1,398	904	767	1,829	1,150	54	96

Fuente: Pemex

Es importante señalar que derivado de la Reforma energética aprobada el 28 de Noviembre del 2008, y conforme al artículo 10 del nuevo Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, la dictaminación de las reservas es función de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Para el caso específico de las reservas al 1 de enero del 2010 y, conforme a la resolución CNH.006.001/10, la CNH ha dictaminado favorablemente las reservas probadas de la Región Norte, las cuales incluyen al Activo Integral Aceite Terciario del Golfo; sin embargo, para las categorías de reservas 2P (probadas + probables) y 3P (probadas + probables + posibles) emitió la resolución CNH-E.04.001/10 en donde, como resultado de la diferencia superior al 10% entre los valores de Pemex con respecto a las cifras del Certificador, las cifras correspondientes a la Región Norte presentadas por Petróleos Mexicanos quedaron sujetas a un proceso de revisión, en donde se han solicitado estudios adicionales, que muestren los resultados, avances y últimas revisiones de las opciones tecnológicas y estratégicas implementadas de desarrollo que, bajo una certidumbre razonable, demuestren los factores de recuperación que permitan avanzar en la aprobación de los reportes de evaluación o cuantificación de reservas 2P y 3P para la Región Norte de PEP.

e) Inversiones y gasto de operación

La inversión para el horizonte 2012-2062 en el proyecto es de 131,042 millones de pesos (mmpesos) y el gasto de operación que se ejercerá es de 91,746 millones de pesos, como se describe en la Tabla 5.

Tabla 5. Estimación de inversiones y gasto de operación (mmpesos)

Año	Inversión estratégica	Inversión Operacional	Gastos de operación	Año	Inversión estratégica	Inversión Operacional	Gastos de operación
2012	2,474	1,778	833	2042	596	944	2,380
2013	3,001	1,522	852	2043	394	928	2,373
2014	2,982	1,604	860	2044	344	925	2,327
2015	4,936	1,726	918	2045	326	616	2,268
2016	3,271	1,663	1,011	2046	319	611	2,158
2017	3,457	1,665	1,076	2047	387	612	2,028
2018	4,612	1,771	1,240	2048	440	605	1,884
2019	5,873	1,977	1,522	2049	456	597	1,840
2020	5,501	2,219	1,889	2050	443	595	1,862
2021	3,939	2,132	2,140	2051	209	586	1,765
2022	2,621	1,727	2,174	2052	223	337	1,603
2023	2,274	1,376	2,245	2053	284	331	1,526
2024	2,315	1,225	2,324	2054	93	331	1,312
2025	2,148	1,174	2,440	2055	104	330	1,099
2026	2,077	1,103	2,473	2056	66	321	915
2027	2,033	1,079	2,460	2057	14	319	728
2028	2,193	1,063	2,524	2058	-	317	545
2029	2,255	1,053	2,487	2059	-	312	408
2030	2,372	1,017	2,559	2060	32	311	324
2031	1,995	1,014	2,577	2061	21	294	249
2032	2,036	994	2,644	2062	108	312	239
2033	2,078	989	2,603				
2034	1,874	955	2,586				
2035	2,018	979	2,621				
2036	2,037	989	2,656				
2037	869	977	2,578				
2038	724	957	2,458				
2039	668	975	2,418				
2040	780	979	2,369				
2041	599	952	2,376				
				Total	80,871	50,168	91,746

Fuente: Pemex

f) Indicadores económicos

Las premisas económicas utilizadas en la evaluación fueron las emitidas para el ciclo de Planeación 2011, las cuales corresponden al escenario medio de precios en donde el precio promedio de la mezcla de crudos de exportación es de 71.2 dólares por barril y el gas natural de 5.01 dólares por millar de pie cúbico. Estos precios fueron llevados a nivel de campo de acuerdo a la calidad y poder calórico del hidrocarburo correspondiente resultando en un precio promedio para los campos del Proyecto Agua Fría - Coapechaca de 66.9 dólares por barril para el aceite y 4.8 por millar de pie cúbico para el gas, ambos productos manejados en la infraestructura preparada para cada tipo de hidrocarburo, sin considerar ingresos por condensados dadas las características de los hidrocarburos producidos en Chicontepec, por lo tanto en caso de existir presencia de condensados, se mezcla en la corriente de aceite para incorporarla a la mezcla de crudos.

La tasa de descuento utilizada fue del 12 por ciento anual y el tipo de cambio de 13.96 pesos por dólar, para el cálculo de impuestos se aplicó la Ley Federal de Derechos en Materia de Hidrocarburos vigente, los indicadores económicos están en pesos de 2011 y el VPN tiene como año base 2012.

En el horizonte 2012-2062, el proyecto requiere una inversión de 131,042 millones de pesos, los ingresos esperados por la venta de la producción de hidrocarburos son de 740,538 millones de pesos. El gasto de operación de 91,746 millones de pesos se ejercerá a pesos constantes para cubrir los diferentes rubros que se involucran en este concepto.

Tabla 6. Estimación de inversiones, gastos de operación fijos y variables (mmpesos).

Año	Costo de operación	Inversión	Ingresos aceite	Ingresos gas	Flujo de Efectivo a.i.	Flujo de Efectivo d.i.
2012	833	4,252	6,034	688	1,637	-577
2013	852	4,523	6,173	704	1,502	-590
2014	860	4,586	6,231	710	1,495	-444
2015	918	6,662	6,651	758	-171	-1,969
2016	1,011	4,934	7,325	835	2,215	272
2017	1,076	5,122	7,796	889	2,487	429

2018	1,240	6,383	8,986	1,024	2,387	15
2019	1,522	7,850	11,026	1,257	2,911	-37
2020	1,889	7,720	13,686	1,560	5,637	1,714
2021	2,140	6,071	15,507	1,768	9,064	4,333
2022	2,174	4,349	15,751	1,796	11,024	6,133
2023	2,245	3,650	16,269	1,855	12,228	7,061
2024	2,324	3,540	16,836	1,919	12,891	7,397
2025	2,440	3,322	17,679	2,015	13,933	7,933
2026	2,473	3,181	17,918	2,043	14,307	7,429
2027	2,460	3,111	17,822	2,032	14,282	7,333
2028	2,524	3,256	18,289	2,085	14,594	7,400
2029	2,487	3,308	18,022	2,055	14,281	7,210
2030	2,559	3,389	18,543	2,114	14,709	7,405
2031	2,577	3,009	18,674	2,129	15,217	7,837
2032	2,644	3,030	19,154	2,184	15,664	8,052
2033	2,603	3,067	18,857	2,150	15,336	7,846
2034	2,586	2,829	18,739	2,136	15,460	7,985
2035	2,621	2,998	18,988	2,165	15,534	7,924
2036	2,656	3,026	19,247	2,194	15,759	8,007
2037	2,578	1,846	18,681	2,130	16,386	8,794
2038	2,458	1,681	17,806	2,030	15,698	8,431
2039	2,418	1,643	17,521	1,997	15,457	8,239
2040	2,369	1,759	17,163	1,957	14,991	7,876
2041	2,376	1,551	17,217	1,963	15,252	8,028
2042	2,380	1,540	17,247	1,966	15,292	7,981
2043	2,373	1,322	17,195	1,960	15,460	8,135
2044	2,327	1,269	16,857	1,922	15,183	7,987
2045	2,268	942	16,435	1,874	15,098	8,048
2046	2,158	931	15,635	1,782	14,329	7,605
2047	2,028	999	14,696	1,675	13,344	7,027
2048	1,884	1,045	13,648	1,556	12,276	6,416
2049	1,840	1,054	13,334	1,520	11,960	6,227
2050	1,862	1,038	13,494	1,538	12,132	6,306
2051	1,765	796	12,790	1,458	11,687	6,164
2052	1,603	560	11,612	1,324	10,774	5,763
2053	1,526	615	11,058	1,261	10,177	5,400
2054	1,312	425	9,504	1,083	8,851	4,752
2055	1,099	433	7,964	908	7,340	3,919
2056	915	386	6,631	756	6,085	3,243
2057	728	333	5,275	601	4,815	2,574

2058	545	317	3,946	450	3,535	1,893
2059	408	312	2,955	337	2,573	1,372
2060	324	343	2,351	268	1,951	1,023
2061	249	315	1,801	205	1,443	759
2062	239	419	1,735	198	1,274	785
Total	91,746	131,042	664,754	75,784	517,746	260,845

Fuente: Pemex

Los resultados económicos correspondientes al proyecto se muestran en la Tabla 7 para la alternativa de desarrollo elegida.

Tabla 7. Indicadores económicos.

Indicadores Económicos	Antes de impuestos	Después de impuestos
Valor Presente Neto (mmpesos)	55,848	21,641
Valor Presente de la Inversión (mmpesos)	43,895	43,895
Relación VPN/VPI (peso/peso)	1.27	0.49
Relación beneficio costo (peso/peso)	1.96	0.86
Periodo de recuperación de la inversión (años)	9	14

Fuente: Pemex

La relación beneficio costo calculada por Pemex corresponde al cociente del valor presente de los ingresos entre el valor presente de los egresos y para el indicador después de impuestos incluye un valor presente de financiamiento y el valor presenta de los impuestos, situación que será revisada entre Pemex y esta Comisión.

V. Procedimiento de dictaminación

La dictaminación de este proyecto dentro de los enmarcados en Artículo Quinto Transitorio del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo Petrolero, se inicia con la solicitud de Petróleos Mexicanos a la Secretaría de Energía (SENER) para el otorgamiento, modificación, cancelación o revocación de una o más Asignaciones Petroleras que conforman el proyecto.

A su vez, la SENER solicita a la CNH la emisión de una Opinión para el otorgamiento, modificación, cancelación o revocación de una Asignación Petrolera. En esta ocasión la SENER lo solicitó mediante su comunicado 512.581 BIS-10 para el Proyecto Agua Fría – Coapechaca que abarca las asignaciones denominadas: 074-49, 074-50, 075-49 y 075-50 (1104, 1105, 1108 y 1109).

Recibida la solicitud, la CNH verifica que la documentación entregada contenga la información establecida en la Resolución CNH.E.03.001/10, por la que la CNH determina los elementos necesarios para dictaminar los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, y consecuentemente emite la opinión sobre las asignaciones asociadas a éstos, conforme al Artículo Quinto Transitorio del Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo Petrolero.

Dentro de los 5 días hábiles siguientes a la recepción de dicha solicitud la CNH puede requerir a Pemex que proporcione información adicional o que haya sido omitida en el envío, lo cual permita continuar con los trabajos del dictamen y emisión de las opiniones.

Una vez que la CNH tiene debidamente presentada la información solicitada, se inicia con el proceso de revisión de la misma y podrá solicitar directamente a Pemex mayor información, así como la presencia del funcionario responsable del proyecto en Pemex, a fin de que realicen las aclaraciones que resulten necesarias para la emisión de la Opinión, por escrito y/o personalmente, según se considere conveniente.

La CNH emite su Dictamen y Opinión en un plazo no mayor a 30 días hábiles contados a partir de la recepción del último alcance de información o comparecencia del funcionario responsable del proyecto, plazo que se podrá reducir cuando se trate de Asignaciones cuyo proyecto ya hubiere sido dictaminado previamente por la CNH.

Para efectos de lo previsto en el Artículo Quinto Transitorio del Reglamento, la CNH emite la Opinión sobre una Asignación Petrolera en el momento en que emita el Dictamen Técnico sobre el proyecto que corresponda, en los términos previstos en los párrafos anteriores.

El Dictamen y las Opiniones que en su caso emita la CNH como resultado del procedimiento descrito, podrán ser: Favorable, Favorable con Condicionantes o No Favorable.

El Dictamen y las Opiniones que en su caso emita la CNH contendrá por lo menos el análisis relacionado a las componentes: técnica, económica, ambiental y de seguridad industrial.

Para el caso de otorgamiento o modificación de una Asignación Petrolera, la Opinión incluye los comentarios, recomendaciones y en su caso, condiciones relacionadas con el proyecto que corresponda y que se hubieren establecido en el Dictamen Técnico, a fin de que la SENER los tome en consideración en los términos y condiciones del Título de Asignación Petrolera respectiva.

Con independencia del sentido de la Opinión de la CNH, en el supuesto de que la SENER otorgue o modifique una Asignación Petrolera, la CNH solicitará a Pemex un informe trimestral sobre el desempeño del proyecto y en su caso, el cumplimiento a las condicionantes previstas en su Dictamen, con una visión multianual, que abarque las asignaciones petroleras respectivas.

Lo anterior, sin perjuicio de que la CNH en el ejercicio de sus facultades, verifique la información contenida en los reportes anuales que Pemex entregue a la SENER en términos del título de Asignación Petrolera.

La CNH expedirá y publicará en su página de Internet los instructivos que Pemex deberá observar para la presentación de los informes trimestrales.

Para la revisión de los informes trimestrales sobre el desempeño del proyecto, la CNH verificará que Pemex hubiere tomado como línea de base la información presentada para el Dictamen Técnico y la solicitud de otorgamiento o modificación de Asignación Petrolera, respecto de la cual la CNH hubiera emitido la Opinión. Las cifras de la línea base se presentan en el Anexo I de este dictamen.

a) Suficiencia de información.

Para la elaboración del dictamen, se considera la información del documento PROYECTO ACEITE TERCIARIO DEL GOLFO. PRIMERA REVISIÓN Y RECOMENDACIONES, elaborado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos y publicado en el mes de abril del 2010. También incorpora la información del Dictamen Técnico Aceite Terciario del Golfo realizado por el Instituto Mexicano del Petróleo en el mes de abril del 2010, considera las recomendaciones del Comité de Estrategias e Inversiones y del Comité de Auditoría y Evaluación del Desempeño con respecto al PATG de abril 2010, así como el reporte de reservas de hidrocarburos de diciembre 2009 realizado por la Compañía Ryder Scott Company Petroleum Consultants y los documentos de dictamen de terceros que se han realizado al proyecto por parte de las compañías The Scotia Group, Inc. y CoreLab Operations en los años 2007 y 2009 de acuerdo al oficio SPE-722-2010 enviado por la SPE de PEP el 13 de septiembre del 2010.

b) Consistencia de la información.

Es importante que para alcanzar la transparencia ante la sociedad sobre los montos que se invertirán en estos proyectos, así como los recursos humanos, materiales y equipos a utilizarse, Pemex debe mejorar la eficiencia y la calidad de la información enviada a la Comisión. Esto también ayudará a la Comisión a determinar que efectivamente las alternativas y las tecnologías

presentadas por Pemex explotarán de manera más rentable los hidrocarburos y se obtendrá la mayor cantidad de reservas con estándares internacionales.

Se requiere compromiso de las autoridades de Pemex para que la documentación de los proyectos de inversión que se presenta a las dependencias del Gobierno Federal (SHCP, SENER, SEMARNAT, CNH, entre otros) sea consistente y permita análisis congruentes sobre los mismos montos de inversión, producciones y actividades.

Los tiempos de respuesta a las solicitudes de información que la Comisión hizo a Pemex, denotan que es necesario implementar sistemas de información que permitan acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.

Se deben adoptar mecanismos de transferencia de información similares a los casos en que las Subdirecciones Regionales atienden de manera directa a autoridades como la Auditoría Superior de la Federación, Órgano Interno de Control, Inversionistas Extranjeros, Dictaminadores de Reservas y Dictaminadores de Proyectos.

VI. Evaluación de la factibilidad

En este apartado se presenta el análisis de la factibilidad del Proyecto Agua Fría Coapechaca de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, evaluando el proyecto en los siguientes aspectos:

- Estratégicos.
- Geológicos, geofísicos y de ingeniería.
- Económicos.
- Ambientales.
- Seguridad industrial.

a) Estratégica

i. Análisis de alternativas.

- a) Las alternativas presentadas requieren ser mejoradas, debido a que se hizo omisión a temas fundamentales como: Fracturamiento, sistemas artificiales de producción, mantenimiento de presión y recuperación secundaria y/o mejorada, por lo que se requiere un análisis exhaustivo de tecnologías que permitan determinar la combinación tecnológica óptima para obtener el máximo valor económico de los campos y sus yacimientos.
- b) No se considera adecuado presentar una alternativa señalando que no existirán reparaciones de pozos. Las mejores prácticas internacionales señalan que las reparaciones de pozos son actividades necesarias y sumamente rentables. Si en su momento existiera tecnología para terminar pozos de tal manera que no sea necesario realizar reparaciones porque la tecnología aplicada permite que se exploten los intervalos productores que atravesaron, debe documentarse y sustentarse de forma sólida.

- c) Es necesario complementar el estudio de las propuestas de recuperación secundaria y mejorada realizando la evaluación de inyección de gas, debido a las características de los yacimientos de este proyecto, por lo que el análisis deberá incluir el conocimiento del subsuelo, la geometría de los pozos, sistemas artificiales a utilizar, tipo de fracturamientos, entre otros.

- d) El proyecto requiere ser administrado de acuerdo a las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. A pesar de la complejidad de estos campos, existen ejemplos de campos internacionales con algunas características similares de los cuales se puede adoptar la manera en la que han sido desarrollados para apoyar al buen desempeño de este proyecto, especialmente en la parte de gestión del proyecto en la superficie.

- e) Se debe aprovechar la experiencia internacional relevante de los campos, que Pemex ha identificado como análogos (Spraberry Trend Field, South Belridge, Nash Draw Pool, Wamsutter, Elk Hills, Priobskoe y Malobalykskoe, Shengli) para su aplicación a los campos del Proyecto Agua Fría - Coapechaca.

- f) Debido a la complejidad en la administración del proyecto, se debe estudiar la factibilidad de crear una filial o filiales que apoyen a Pemex en el desarrollo de los mismos, identificando el modelo de gestión óptimo para el Proyecto Agua Fría – Coapechaca.

ii. **Formulación del proyecto**

- a) Los yacimientos de este proyecto presentan características complejas debido a los sistemas sedimentarios que presentan, los cuales muestran una alta heterogeneidad de facies, tanto areal como verticalmente. Los procesos diagenéticos modificaron diferencialmente la distribución de porosidades y permeabilidades originales de las distintas facies presentes, alterando la calidad de las propiedades petrofísicas de las

formaciones (arena-arcillosas) del subsuelo, estos elementos se traducen en yacimientos de baja permeabilidad y energía, por ende de baja productividad, requiriendo estrategias especiales de explotación.

- b) Se requiere mejorar el conocimiento del subsuelo, que permita seleccionar las mejores áreas a perforar, el diseño de los pozos, el tipo de fracturamiento requerido, los procesos de recuperación secundaria y mejorada, así como el diseño de obras de infraestructura superficial para optimizar la producción de hidrocarburos.

- c) Es necesario formular un plan de desarrollo que contemple al menos:
 - 1. Aplicación de tecnologías de punta en sísmica 2D y 3D, para mejorar la identificación de áreas de mejor porosidad, que permitan identificar las zonas a perforar con menor riesgo de ser improductivas.
 - 2. Perforación de pozos para validar la interpretación sísmica, seguida por una intensiva incorporación de técnicas de fracturamiento en multi-etapas que han probado ser exitosas en campos de Norte América.
 - 3. Implementación de métodos de recuperación secundaria y/o mejorada necesarios para incrementar el factor de recuperación en estos campos de bajas permeabilidad y presión.

- d) Conforme a lo antes expuesto, la Comisión determina que el proyecto no atravesó la etapa de caracterización y desarrollo de tecnología de acuerdo a las mejores prácticas internacionales, que permiten establecer el plan de desarrollo y la estrategia de explotación óptimos, por lo que se requiere trabajar en los elementos para la implementación a gran escala de las alternativas tecnológicas necesarias para la producción eficiente de los campos.

b) Aspectos Geológicos, Geofísicos y de Ingeniería.

i. Modelo geológico, geofísico y petrofísico.

- a) La CNH señala que los campos del Proyecto Agua Fría - Coapechaca se encuentran en un sistema sedimentario turbidítico los cuales tienen un alto interés económico ya que un porcentaje importante de los campos gigantes de petróleo en producción están desarrollados en este tipo de sistemas sedimentarios.

Por esta razón, la CNH señala que es necesario comprender cómo se forman los sistemas turbidíticos y sus características como yacimientos, siendo de vital importancia para el desarrollo de estrategias de exploración.

Estos sistemas presentan cambios litológicos laterales y verticales abruptos, que los ubican como yacimientos discontinuos, aislados y de formas irregulares, teniendo una complejidad importante, como se muestra en la Figura 6, en donde también se señalan las diferentes facies.

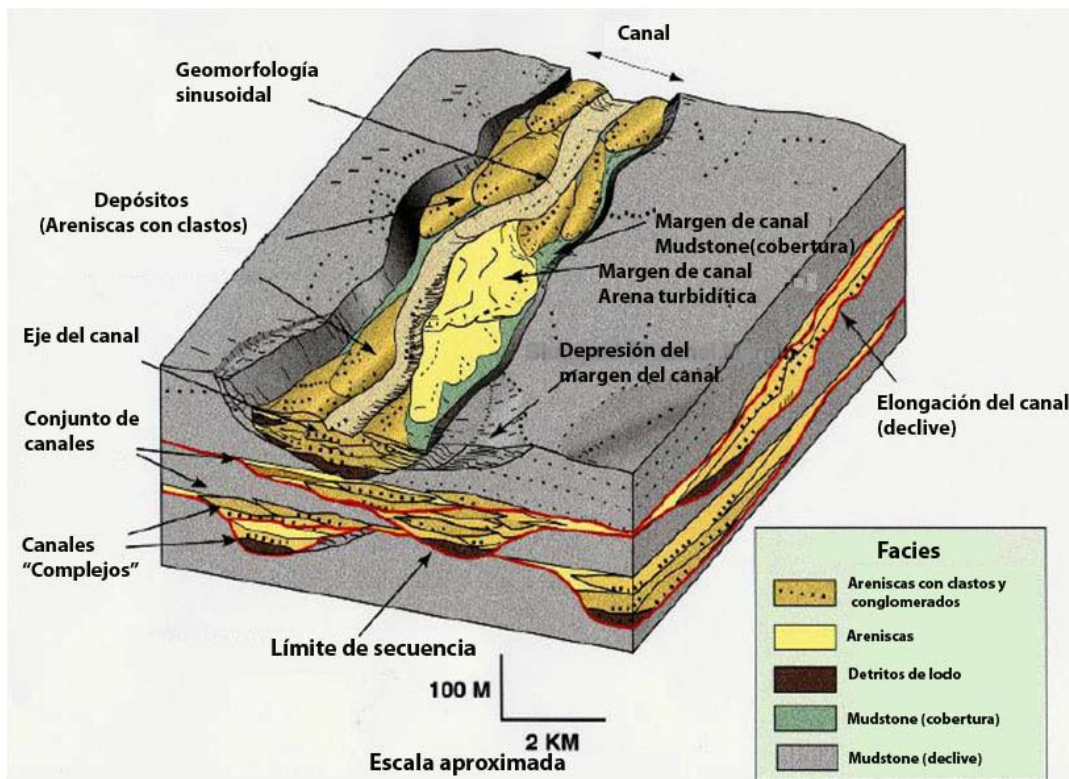


Figura 6. Complejidad en el sistema de depósito.

Es de vital importancia tener identificadas, caracterizadas e interpretadas las facies turbidíticas y sus ambientes sedimentarios, de tal forma que contribuyan al conocimiento sobre los mecanismos de transporte y depósito de los complejos turbidíticos de la cuenca terciaria de Chicontepec.

- b) El modelo geológico de la Cuenca de Chicontepec, corresponde a un sistema complejo de depósitos de turbiditas, las que rellenaron una paleodepresión ocasionada por el plegamiento y levantamiento de la Sierra Madre Oriental y el basculamiento al oriente de la plataforma de Tuxpan en una cuenca sintectónica que se formó durante la fase final de la Orogenia Laramídica. En la depresión se depositaron, en el Paleoceno y Eoceno de forma discordante sobre las unidades estratigráficas jurásicas y cretácicas, una gruesa secuencia clástica que corresponden con intercalaciones de areniscas, limolitas y lutitas del Grupo Chicontepec, presentando poca deformación estructural.

La CNH considera trascendental tener en cuenta que el patrón de entrapamiento del sistema Chicontepec está formado por una gran cantidad de trampas por variación de la permeabilidad, en la mayoría de los casos son lutitas intercaladas con areniscas de grano fino de estratificación delgada que limitan en su cima, en su base y lateralmente a los desarrollos arenosos (contactos discordantes y gradacionales) que son los que forman las principales trampas, por lo que es en estos cuerpos arenosos donde se encuentran las principales acumulaciones comerciales de hidrocarburos.

Predominan las trampas de tipo estratigráfico compleja, cuya geometría fue influenciada por la ocurrencia de grandes paleoestructuras en el subsuelo, como son los paleocanales, en algunos casos controlados por la geometría del depósito debida a la superposición de abanicos submarinos y superficies de erosión dentro del paleocanal, que determinan los espesores y el comportamiento estructural (fallas de crecimiento) de las secuencias de relleno, pudiendo llegar a construir trampas combinadas.

- c) La CNH analizó que si bien es cierto que durante muchos años, la base del modelo conceptual sedimentario utilizado por Pemex para el Paleocanal de Chicontepec, es el de Walker (1985), éste modelo no explica en su totalidad todos los eventos presentados en el canal de Chicontepec.

Las rocas clásticas, por su fuente de origen y procesos de transporte, depósito y redistribución, presentan características muy especiales en cuanto a su geometría y distribución horizontal y vertical, la cual cambia rápidamente, ubicándolos como yacimientos discontinuos, aislados y de formas irregulares.

La cuenca de Chicontepec, formada durante el Paleoceno-Eoceno Inferior, contiene potentes espesores estratigráficos de secuencias terrígenas de composición siliciclástica y calcárea, derivados principalmente de la denudación de la Sierra Madre Oriental, al occidente; de la paleoisla de Tuxpan, al oriente; y del macizo de Teziutlán, al sur. Los sedimentos fueron transportados masivamente como deslizamientos, derrumbes, flujo de escombros y por corrientes de turbidez, depositados de forma masiva, tabular, lenticular y lobular, al pie de talud de la cuenca y en el piso marino. Por lo que se propone el modelo conceptual tomado de Santillán y Aguayo (2010), con el objetivo de mejorar el modelo geológico. Ver Figura 7.

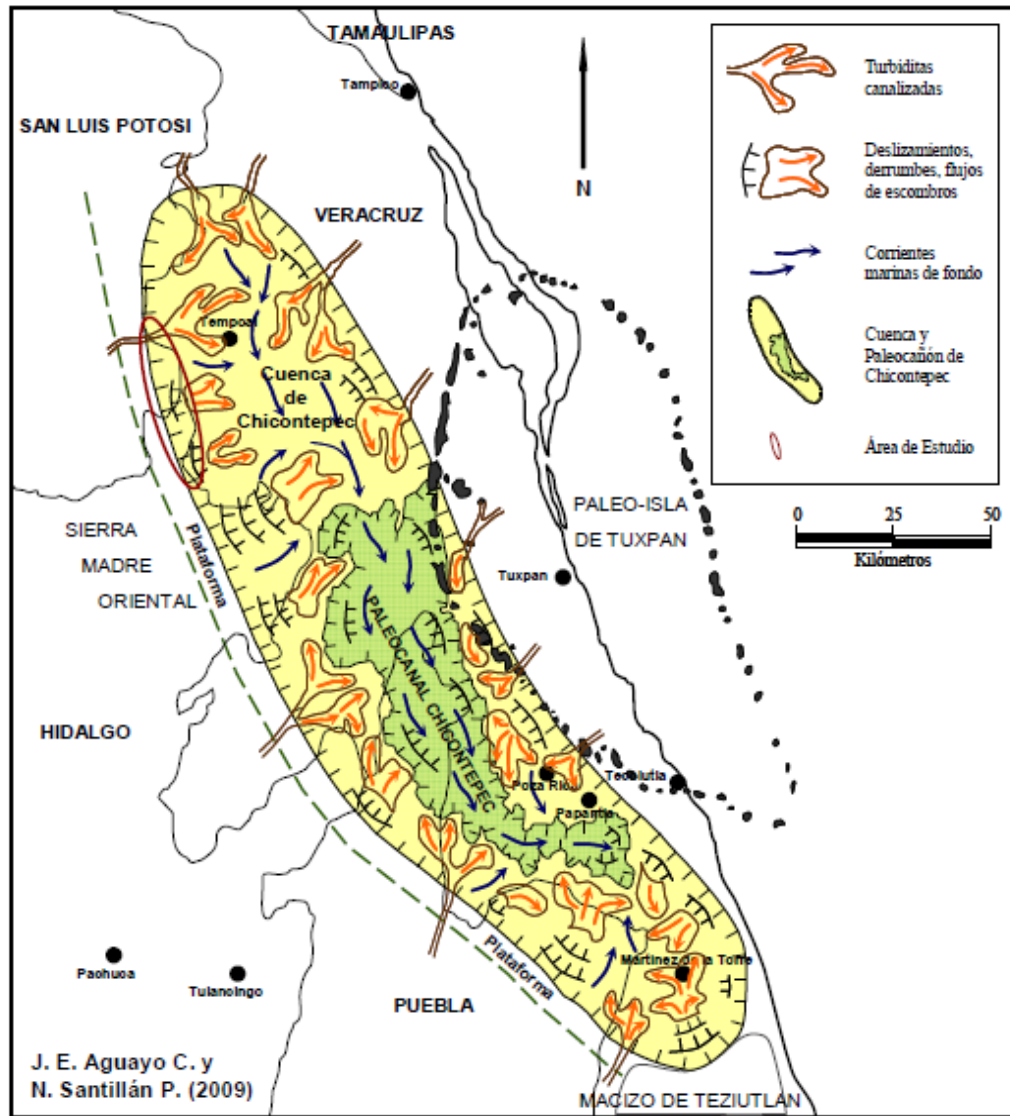


Figura 7. Modelo Conceptual de la cuenca de Chicontepec.

La dirección de flujo de los lóbulos submarinos presenta una tendencia preferencial hacia el SE, mientras que los depósitos formados por deslizamiento, derrumbe y flujo de escombros, presentan una dirección hacia el NE.

En la Figura 8 se ilustra en planta el modelo de abanico submarino propuesto por Mutti y Ricci Lucchi (1972) y la posición relativa del abanico interno, medio y externo, y de la planicie de la cuenca; así como las litofacies asociadas a ellos, esquematizando la columna regresiva hipotética.

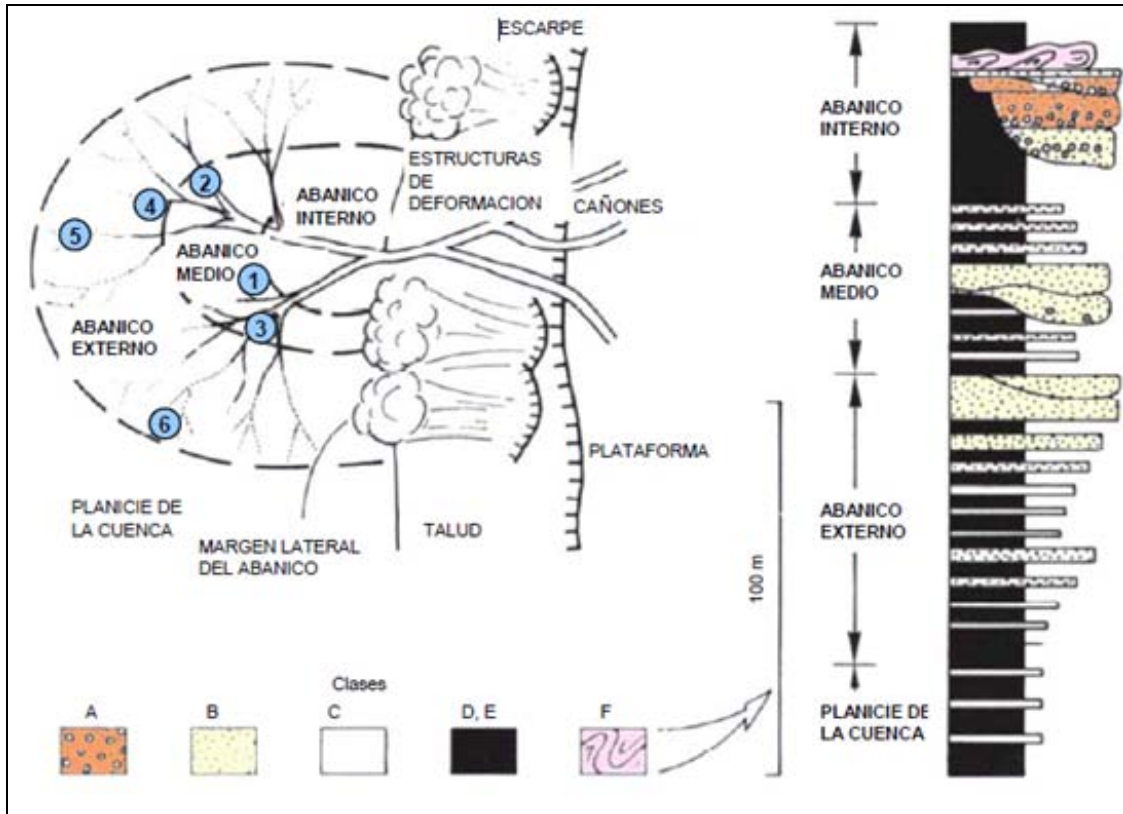


Figura 8. Modelo de abanico submarino.

Si bien es cierto que existen estudios paleontológicos de microforaminíferos bentónicos y de ichnofacies en la cuenca de Chicontepec que contribuyen a la interpretación ambiental respecto a la profundidad, la CNH recomienda un estudio de biofacies con otros criterios, para definir con mayor precisión la edad de la secuencia estratigráfica, que apoye la interpretación cronoestratigráfica sobre los tiempos en que se llevaron a cabo los procesos de sedimentación, que faciliten la reconstrucción de los ambientes de depósito.

- d) La CNH señala que para el desarrollo de yacimientos complejos como los del Proyecto Agua Fría - Coapechaca, es necesario el entendimiento del modelo geológico del campo en su totalidad, debido a que el éxito en la producción de hidrocarburos para estos yacimientos se basará en integrar la información geológica, con la mejor selección para perforar pozos, terminarlos, fracturarlos, así como el mejor empleo de tecnologías de

recuperación. Por lo cual, es indispensable, para garantizar el éxito en la producción, determinar la combinación tecnológica óptima para cada uno de los pozos a perforar.

Específicamente, los depósitos asociados al Campo Agua Fría presentan una mezcla de arenas lenticulares saturadas de hidrocarburos, depresiones de escombros, corte y relleno de canales y otras características. La geometría de esta estructura geológica tan compleja tiene un impacto importante en la terminación de pozos y el desarrollo del campo.

La geología, sin duda, define las líneas para determinar las tecnologías para ser usadas en el campo. Esto sugiere que la aplicación de un cierto nivel de detección geológica puede mejorar el desarrollo futuro del campo de manera significativa.

ii. Integración geológica y de yacimientos.

La CNH realizó un análisis del modelo geológico con la integración de las características petrofísicas, intervalos productores e información de trabajos de fracturamiento para cada pozo, así como, las curvas de declinación para predecir la contribución de las zonas productoras en la recuperación total del pozo, con base a la información oficial a la que tuvo acceso.

El análisis incluyó la creación de diferentes secciones en el campo Agua Fría, con el objetivo de analizar pozo a pozo las propiedades petrofísicas, la geología, las facies encontradas, entre otras, así como los trabajos realizados en ellos (fracturamiento, terminación, etc). Estas secciones se definieron realizando mapas de EUR (Estimated Ultimate Recovery), creando así tres secciones dentro del campo. Ver Figuras 9 y 10.

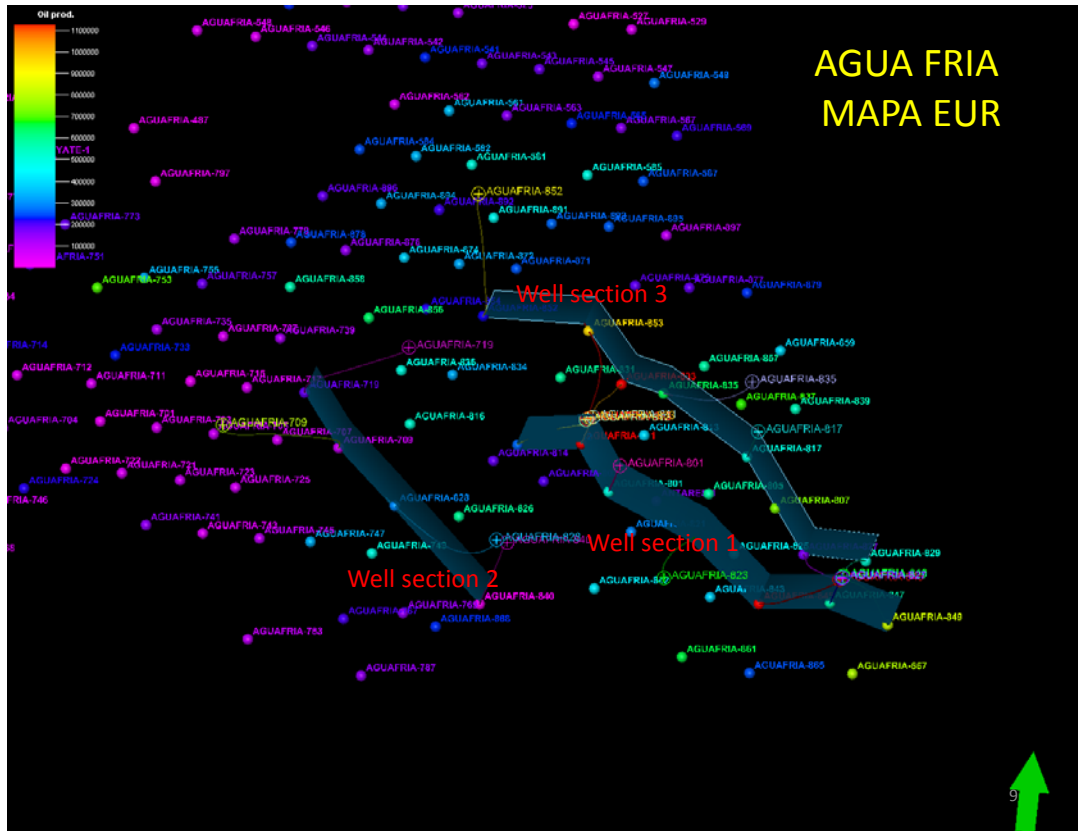


Figura 9. Mapa EUR de Agua Fria.

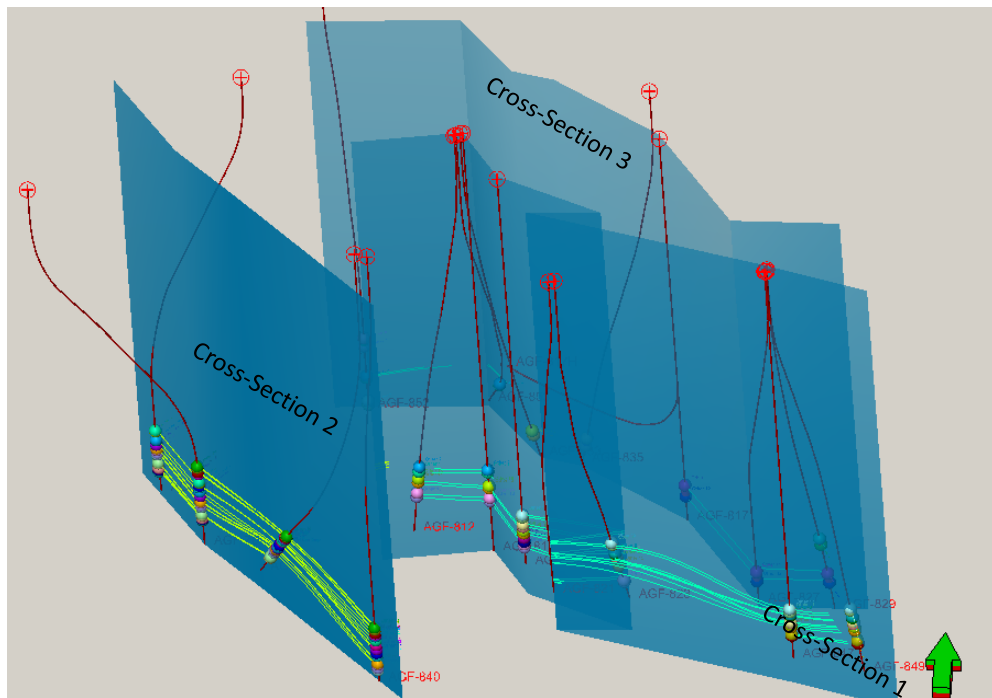


Figura 10. Secciones Agua Fria.

En la Figura 11 se muestra la sección 1, en la cual se analizaron los pozos AF-812, AF-811, AF-801, AF-811, AF-823, AF-845, AF-847 Y AF-849, considerados como los mejores pozos del campo, mostrando una imagen de las facies desarrolladas, las fechas, el valor de EUR y el intervalo productor de cada pozo.

Los pozos en esta sección son algunos de los mejores pozos en el campo de Agua Fría. Una interpretación de las facies probables, desarrollada mediante el uso de imágenes de los afloramientos cercanos del grupo de Chicontepec, se ha superpuesto a los registros de pozos. Las barras rojas y las fechas señalan las zonas que se terminaron y cuándo. En la parte superior de cada registro de pozo se presenta la recuperación total final esperada.

La gran complejidad de la distribución geológica es relativamente obvia a partir de una simple inspección visual. Cabe señalar que esta sección representa un área de recuperación relativamente alta de Agua Fría con una buena correlación relativa entre los pozos, sin embargo, esta correlación es básica pero requiere detallarse de acuerdo a los estándares de la industria.

Las áreas de menor recuperación presentan resultados complejos debido a la variación en la depositación.

Analizando la información del pozo AF-811 (Ver Figura 11 y 12), se observó que para el intervalo inferior (Cuerpo 100) el cual fue fracturado en 1983, se cortaron facies de lóbulo y de canal para los diferentes intervalos, con cierta continuidad lateral, sin embargo debido al buen trabajo de fracturamiento se lograron conectar diferentes paquetes de arena, con un espesor aproximado de 100 metros, con buenas propiedades petrofísicas, lo cual llevó a tener una recuperación de 900,000 barriles. En 1998 se realizó otro fracturamiento con muy poco impacto en la producción, lo que indicó que la zona se encontraba agotada, debido a la intervención realizada en 1983.

Respecto al intervalo superior (Cuerpo 10) intervenido en 1991, se encontraron facies de canal, con un espesor aproximado de 50 metros y buenas propiedades petrofísicas, lo cual se vio

reflejado en una recuperación de 400,000 barriles, debido al buen trabajo de fracturamiento y a las buenas propiedades y espesores del intervalo, aunado a que dicho intervalo no había sido drenado.

Para el pozo AF-847 (Ver Figura 11 y 12), para el intervalo inferior el cual fue fracturado en 1988 (Cuerpo 100), con facies de canal identificadas, sin embargo los espesores de arenas eran de 30 metros aproximadamente, llegando a tener una recuperación de 62,000 barriles. Por otro lado el fracturamiento no fue tan efectivo, como en el caso del pozo Agua Fría 811, ya que no logró conectar todas las arenas hasta los cuerpos de la unidad 85, lo cual se corroboró en el 2005 al intervenir el pozo de nuevo, ya que mantuvo producción de manera posterior.

En relación al intervalo superior (Cuerpo 10) intervenido en 1992, se encontraron facies de lóbulo con cierta continuidad lateral, con un espesor aproximado de 70 metros, lo cual se vio reflejado en una producción de 262,000 barriles, debido al trabajo de fracturamiento, a las buenas propiedades petrofísicas y espesores del intervalo, siendo posible drenar dicho intervalo.

Por lo que es posible que la mejor alternativa para este pozo es perforar un pozo horizontal dentro de la unidad 10 con multi-fracturamientos.

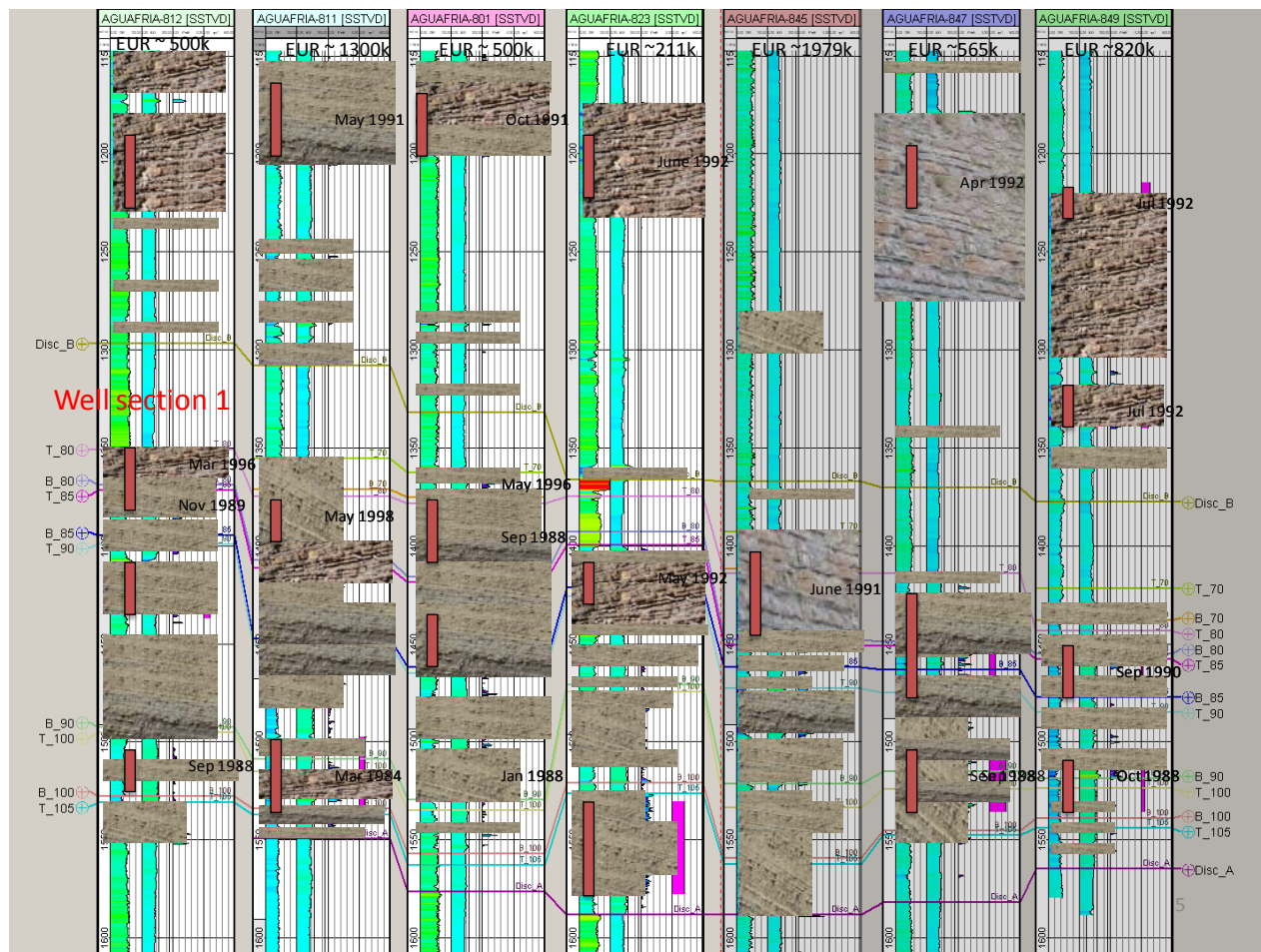


Figura 11. Ejemplo de pozos evaluados en Agua Fría.

En la Figura 12 se muestra en color naranja las facies de canal y en color amarillo, las correspondientes a lóbulos. Dicha definición se realizó en función de registros de pozos, los núcleos existentes e información geológica asociada al pozo.

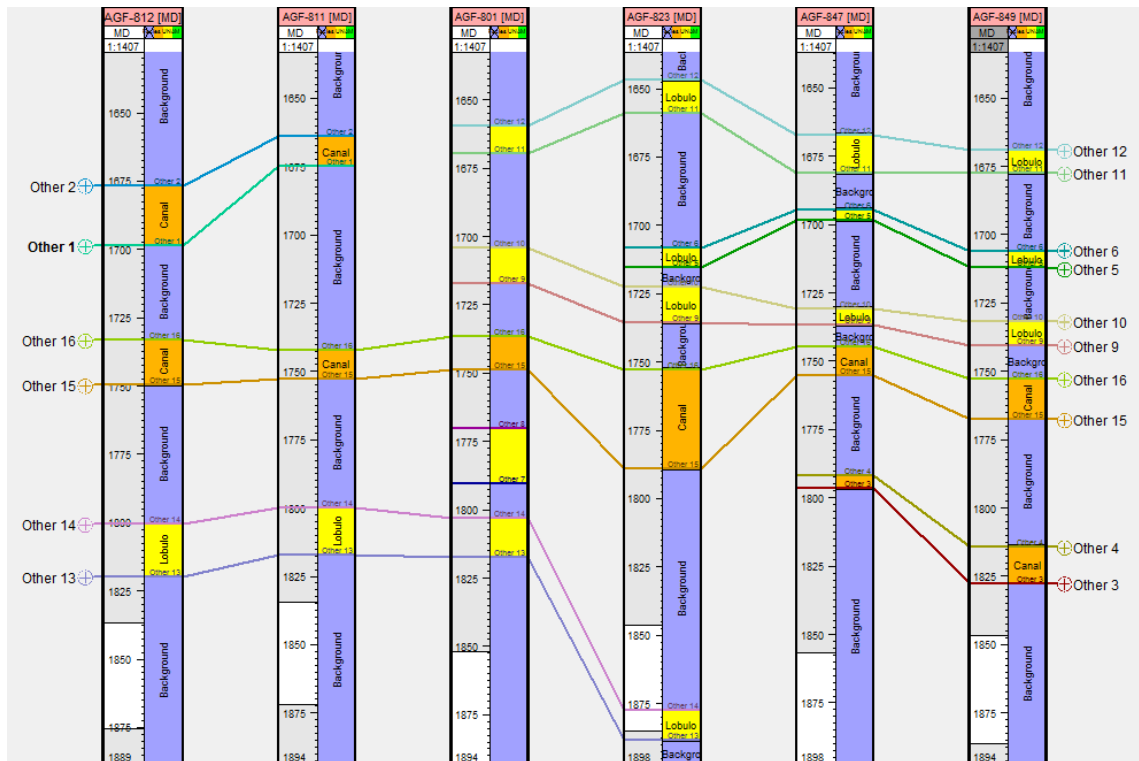


Figura 12. Facies sección 1 Agua Fría.

Es de notar que en la sección 1 se muestra una recuperación relativamente importante para el campo Agua Fría, con una cierta correlación entre los pozos, sin embargo, dicha correlación es pobre comparándola con los estándares internacionales.

Al realizar el análisis de la sección 2 descrita en las Figuras 9 y 10, se observó una complejidad y variabilidad a nivel de facies de depositación aún mayor que en la sección 1. Desde el punto de vista operativo para la selección de los intervalos a producir, se observó que no hay un criterio definido debido a que hay zonas que no fueron terminadas y explotadas, dejando aceite en el yacimiento.

Una gran cantidad de zonas fueron reparadas años después de la terminación del pozo, así mismo se muestran zonas que no fueron explotadas en su totalidad para las cuales hay que aplicar ciertas técnicas de recuperación. Existen otras zonas las cuales fueron explotadas, aplicándoles un fracturamiento hidráulico, poniendo en comunicación zonas impregnadas de aceite con mayor espesor.

Algunas zonas parecen no agotadas y representan una mejora significativa en la recuperación adicional.

Otras zonas ya se encontraban agotadas, por fracturas hidráulicas que probablemente habían pasado de las zonas adyacentes o que estaban en comunicación con la misma formación productora que había sido extraída por los pozos en producción.

iii. Volumen y reservas de hidrocarburos

- a) Para la estimación de los volúmenes de hidrocarburos, se debe elaborar un Modelo Petrofísico de Litología Compleja.

Establecer un modelo de litología compleja (arena, arcilla, carbonatos y feldespatos), apoyada en determinaciones petrofísicas de núcleos, registros geofísicos de pozos, registros especiales de imágenes, resonancia magnética, espectrales y mineralógicos.

Considerando la heterogeneidad de las formaciones presentes del subsuelo, con la integración de modelos petrofísicos complejos y la incorporación al modelo mineralógico de carbonatos y feldespatos, permitirá realizar una mejor estimación de la porosidad, saturación de fluidos y permeabilidad. Con lo anterior, se tendrá mayor certidumbre sobre los valores de los volúmenes originales de cada campo, así como para definir las mejores áreas para su desarrollo.

- b) Realizar estudios diagenéticos y petrográficos, tanto a nivel de campo como regional, a fin de concebir y establecer los factores que controlan la calidad de la roca almacén, entendiendo los procesos que afectan la porosidad, relacionados con el cementante calcáreo.
- c) Como resultado del análisis de sensibilidad de las variables involucradas en el cálculo del volumen original, la CNH determinó que el área y el espesor neto son las más

sensibles, sin embargo, también se presenta una fuerte variación en la saturación de agua y la porosidad, por lo que se recomienda que Pemex realice una reinterpretación de estas variables debido a que tienen un efecto importante en la estimación del volumen original. Los cálculos realizados por la CNH indican que puede haber una alta variación en los valores de volumen original de hidrocarburos y por probablemente en los valores de reservas.

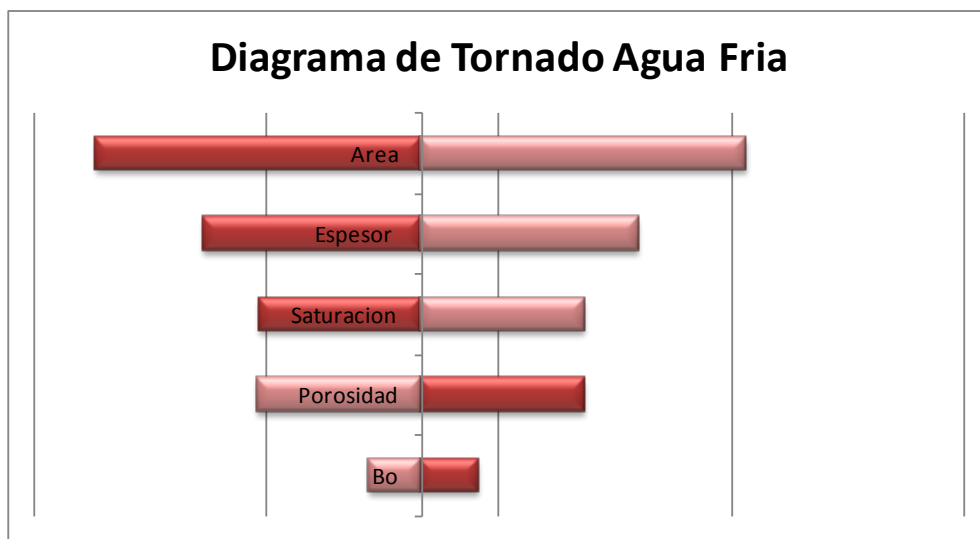


Figura 13. Diagrama de Tornado para el Campo Agua Fría.

Lo anterior, se deriva del cálculo probabilístico del volumen original en donde se realizaron 2 procesos, el primero de ellos fue tomando como base los valores promedio que presentó Pemex para cada uno de los parámetros petrofísicos los cuales se encuentran definidos en la base de datos de reservas, el segundo proceso fue realizado considerando los valores promedio extraídos de los mapas de isopropiedades para los parámetros de porosidad, saturación de agua y espesor neto.

Para ambos procesos y para efectos de realizar el análisis de sensibilidad y posterior análisis de riesgo fueron consideradas las variaciones en porcentaje definidas en los lineamientos para las evaluaciones de reservas y recursos emitidas por la SPE, WPC y AAPG.

d) El plan de explotación presentado por Pemex contempla una meta de factor de recuperación de 6% en un horizonte de planeación a 51 años. Este nivel de recuperación de recursos es sumamente bajo en relación con los estándares internacionales. Pemex ha documentado que campos análogos en otros países han alcanzado factores de recuperación superiores al 15% en horizontes de tiempo más cortos.

iv. Ingeniería de yacimientos.

Las principales observaciones de la CNH son:

- a) Se debe tener un mayor conocimiento del subsuelo debido a que los yacimientos del Proyecto Agua Fría - Coapechaca se encuentran en un sistema extremadamente complejo, por lo que se debe realizar una toma de información estática y dinámica para conocer apropiadamente al sistema y minimizar el riesgo relacionado con el conocimiento del yacimiento y de los fluidos.
- b) Pemex aún no concluye la elaboración de un modelo estático y dinámico que le permita identificar con certidumbre razonable las mejores zonas productoras, lo que imposibilita el llevar a cabo un adecuado proceso de localización de pozos, por lo que es necesario que Pemex realice las actividades necesarias para contar a la brevedad con un modelo que le permita tomar decisiones más certeras sobre las mejores áreas para obtener la mayor rentabilidad de las inversiones.
- c) Desarrollar los modelos dinámicos de los campos aplicando metodologías para analizar datos de producción de los pozos, datos de presión de fondo fluyente y pruebas de presión, con el objetivo de identificar comportamientos de declinación, geometrías de flujo en los pozos y evaluar la calidad de las terminaciones. Información que permitirá identificar zonas análogas en el Paleocanal de Chicontepec, con la finalidad de dar soporte a los esquemas de explotación que se desarrollen en esa área.

- d) Una recuperación alta requiere la combinación de una buena geología y una buena terminación.

El pozo Agua Fría 811 es un excelente ejemplo que presenta zonas drenadas y con hidrocarburo remanente. La terminación inicial en 1978 tuvo resultados pobres. En 1983, la zona inferior fue fracturada hidráulicamente con un polímero gelificado con una buena longitud de fractura media de 600 metros, medidos por el análisis de presión transitoria. Para la terminación de 1983 se previó una recuperación de 900,000 barriles. En 1991, la zona superior se realizó y se fracturó con el aumento de la producción y una buena recuperación, lo que indicó una zona con hidrocarburo no extraído. Esta zona “zona 10” se determinó un incremento de 400,000 barriles a la EUR. Ver Figura 11.

Claramente, la productividad de estos pozos ha sido el resultado de un conocimiento del subsuelo, buen diseño disparos y fracturamiento y ejecución adecuada.

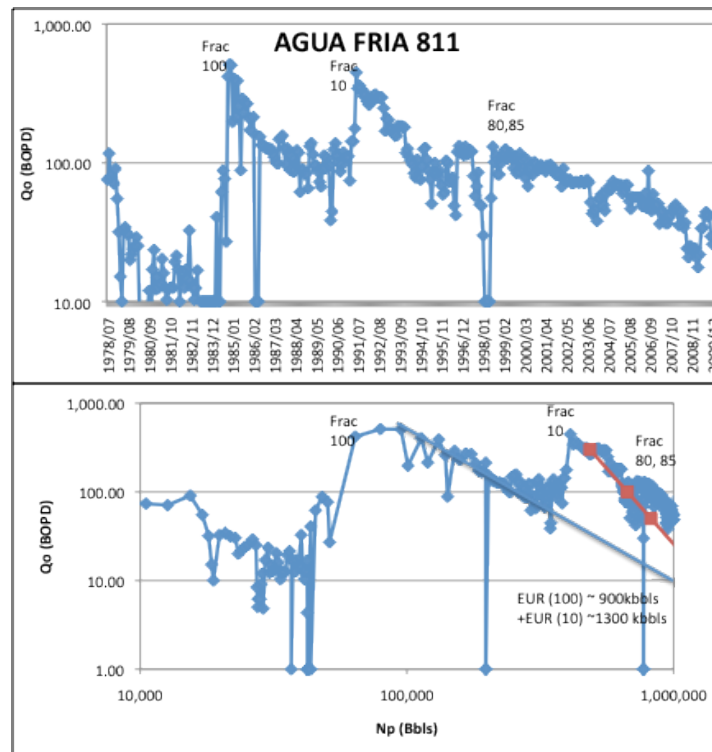


Figura 14. Ejemplo del análisis de pozos, caso Agua Fría 811.

En 1998, se realizó un fracturamiento con muy poco impacto en la producción, lo que indicó que la zona se encontraba agotada.

Los registros de pozo de Agua Fría 811 sugieren que se encontraba en una zona de facies intermedia. Con el primer análisis, parece que estas zonas no contribuyen a la recuperación de manera significativa, sin embargo, se determinó que el fracturamiento realizado en 1983 creció en las zonas medias y las drenó como parte de la producción inicial de 900,000 barriles recuperados.

El pozo Agua Fría 847 se terminó en junio de 1988 en los cuerpos 90 y 100, se fracturó en agosto del mismo año, obteniendo una producción inicial de 94.4BD, dicho intervalo aportó 62.2MBls hasta enero de 1992. En febrero de 1992 se disparó en el cuerpo 10 y en abril se fracturó, dicho intervalo aportó 262.1MB hasta enero de 1999. Desde 1999 éste pozo dejó de ser productor hasta diciembre del 2005 donde se reincorporó para producir del cuerpo 85 de la formación Chicontepec canal de donde se tiene una producción acumulada de 60MBls. Resultando en un total de 384.1Mbls de producción acumulada total para este pozo.

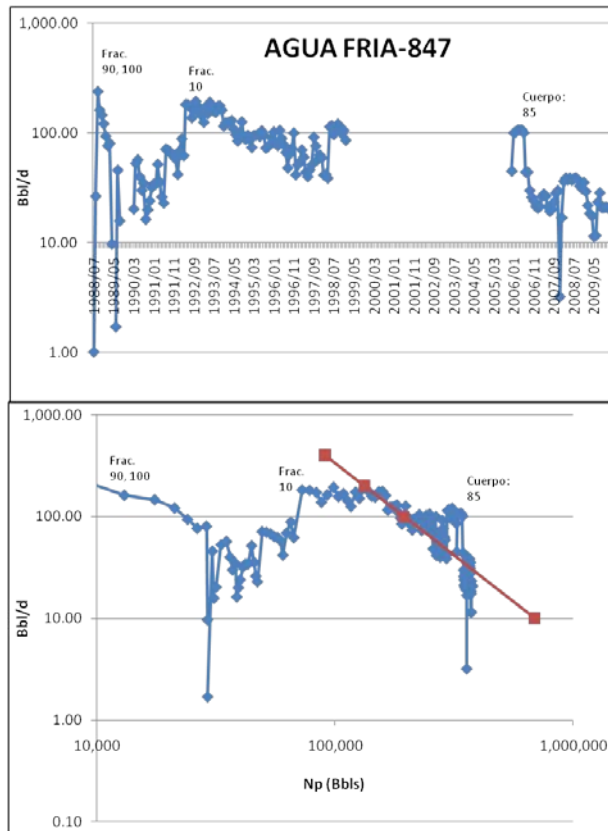


Figura 15. Ejemplo del análisis de pozos, caso Agua Fría 847.

De acuerdo a los resultados del estudio de integración geológica y de yacimientos, se determinó que el promedio de pozos de recuperación se puede dividir en tres grupos comunes:

1. Geología promedio y buena terminación,
2. Buena geología y zonas no explotadas, y
3. Buena geología y aparentemente terminaciones pobres.

Las mejoras tecnológicas que la industria en todo el mundo está logrando en las rocas de baja permeabilidad y recursos no convencionales, deben tener aplicación directa en Chicontepec. La industria ha experimentado avances significativos en terminaciones de pozos en los últimos diez años y continúa avanzando en este momento.

En conclusión, cada pozo debe ser revisado y aprobado con base a una serie de estudios, los cuales van desde la definición de la calidad de las facies, la calidad de la

roca (propiedades petrofísicas), las terminaciones, fracturamientos, entre otros, para así poder alcanzar la óptima combinación tecnológica para el mejor desarrollo de la producción de hidrocarburos.

v. Intervenciones a pozos.

- a) Es necesario ser más asertivo en la definición de los intervalos en los que se deben terminar los pozos, por lo que es indispensable contar con un modelo estático completo y actualizado, así como analizar la información de los pozos tipo de Chicontepec ya que pudiera existir la posibilidad de no alcanzar las zonas productoras.
- b) Debido a que los yacimientos del Proyecto Agua Fría - Coapechaca están en un sistema sedimentario complejo, es necesario revisar y definir el espaciamiento adecuado entre pozos, que permita incrementar el factor de recuperación y la rentabilidad del proyecto.
- c) Revisar o establecer un procedimiento para el taponamiento de pozos y 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 mejorada.

vi. Productividad de pozos.

- a) Se identifican cuatro temas torales para el éxito de la productividad de los pozos: ubicación, tipos (convencionales y no convencionales), método de fracturamiento y sistemas artificiales de producción, temas que tendrán que ser resueltos por Pemex, probablemente con el apoyo del laboratorio de campo que se ha establecido en el área y que sea de gran utilidad para estos fines.

- b) Estar pendiente de los avances en las tecnologías de fracturamiento que proveerán una mejor opción para incrementar la productividad, ya que éstas se desarrollan de forma acelerada por la explotación de recursos no convencionales como son los yacimientos de aceite y gas en lutitas y formaciones de muy baja permeabilidad y seguramente serán una alternativa para ser utilizada en los yacimientos del Proyecto Agua Fría Coapechaca.
- c) La mayoría de los pozos declinan severamente en su producción de aceite debido a que su presión inicial está cercana a la presión de saturación, lo que origina que el principal mecanismo de producción sea el empuje de gas disuelto, el cual pierde eficiencia debido a que la energía que pudiera proporcionar el gas disminuye, provocando que la relación gas-aceite (RGA) aumente considerablemente. Por lo anterior, se recomienda aplicar una estrategia adecuada de administración de yacimientos que considere producciones óptimas de pozos y métodos de recuperación secundaria y mejorada.
- d) Para la selección de la estimulación de los pozos y el diseño del fracturamiento es necesario conocer la composición de las arcillas presentes en el yacimiento. En particular para el Campo Agua Fría, las arcillas contienen una mezcla de Esmectita, Illita y Clorita.

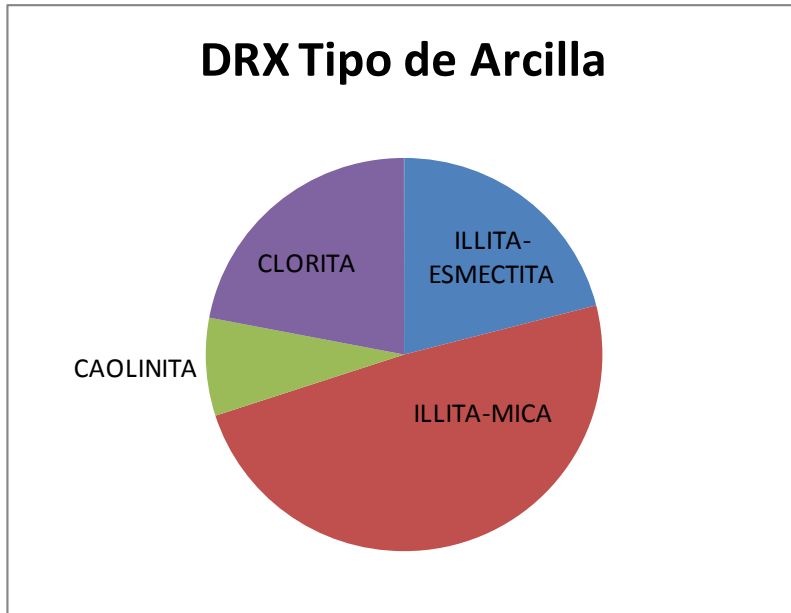


Figura 16. Difracción de rayos X en núcleo del pozo Agua Fría 1.

La presencia de clorita indica que el ácido no se debe utilizar en la estimulación de los pozos en donde exista en proporciones considerables. Asimismo, la presencia de esmectitas y bentonita genera problemas sobre el uso de fluidos de baja salinidad en base agua, ya sea para la terminación o el mantenimiento de presión a través de la inyección de agua. Estas distribuciones de arcilla pueden explicar los resultados desfavorables de alrededor 40% de los 212 trabajos de fracturamiento realizados en el campo Agua Fría.

- e) Se han utilizado diferentes técnicas para incrementar la productividad de los pozos, como el fracturamiento hidráulico en pequeñas zonas seleccionadas, así como multifracturamientos, utilizando diferentes tipos de fluidos (base agua y base aceite) en pozos verticales, horizontales y multilaterales. Lo anterior, sugiere que un fracturamiento multi-zona tiene una mejor oportunidad de comunicar todas las diferentes capas y facies del pozo con respecto al fracturamiento de una sola zona.

- f) Comparando las diversas facies y capas con otros depósitos de baja permeabilidad, como Wolfcamp-Sprayberry o el Bakken, da una idea de qué tecnologías de terminación mejoradas se podrían aplicar en Chicontepec.

El objetivo principal en estos depósitos es crear unidades de flujo entre los hidrocarburos del yacimiento y el pozo que permita hacer una extracción eficiente de volumen de fluidos, así como asegurar que estarán continuamente abiertas. Esto se ha logrado con un diseño cuidadoso y la ejecución de un fracturamiento hidráulico de varias etapas, tanto en pozos verticales como horizontales.

Por lo anterior, es necesario el diseño y uso de pozos no convencionales para el desarrollo de los campos de este proyecto, lo cual está contemplado en la propuesta del proyecto presentado por Pemex.

vii. Instalaciones superficiales

Manejo de la producción. De acuerdo con los perfiles de producción esperados y la infraestructura actual y futura de este proyecto, Pemex considera que es suficiente para el manejo de su producción.

A continuación se detallan las instalaciones existentes para el manejo de producción del proyecto.

Tabla 8. Instalaciones existentes

Baterías de separación	Módulos de separación portátiles	Estaciones de compresión o compresores	Plantas de inyección de agua congénita
Antares	Coapechaca 24	Agua Fría I	Agua Fría
Agua Fría I	Coapechaca 376	Agua Fría II	
Agua Fría II	Corralillo 378		
Agua Fría III	Corralillo 607		
Coyula I	Corralillo 624		
Japeto I	Corralillo 874		
Coapechaca I	Escobal 107		
Coapechaca II	Coapechaca 458		
8	8	2	1

Fuente: Pemex

- a) La CNH considera que un aspecto importante que se debe considerar en las instalaciones es que de acuerdo al perfil de producción, se espera llegar a años posteriores del 2060 en donde Pemex debe garantizar que las instalaciones de producción se mantengan en condiciones de operación segura. En el documento presentado por Pemex no se presentan programas de mantenimiento, modernización y/o sustitución de infraestructura para garantizar el cumplimiento de los objetivos del proyecto, por lo que debe quedar considerado en la estrategia del proyecto.

Manejo y aprovechamiento de gas: Actualmente el gas de la mayoría de los pozos de los campos del proyecto fluyen mezclados con el aceite hacia las baterías de separación, entre ellas Agua Fría I, II, III, Coyula I, Japeto, Antares, Coapechaca I, II, IV. Desde estas instalaciones se envía a las estaciones de compresión (EC) para ser enviado finalmente al Centro Procesador de Gas-Poza Rica. En el futuro esta condición se espera que se mantenga.

- a) La métrica para el aprovechamiento de gas que manifiesta Pemex en el documento del proyecto es del 97% del 2012 al 2018 y posteriormente un aprovechamiento del 100%.
- b) La métrica deberá estar plasmada en los manifiestos elaborados por Pemex y que hace llegar a la Comisión referente a la reducción de la quema y venteo de gas.

Medición: La medición se realiza principalmente a través de placas de orificio para la medición de gas y tanques de medición, con equipos tipo radar o con cinta, para líquidos.

En caso de no existir la infraestructura necesaria para realizar esta actividad se utiliza la medición con equipos portátiles para la medición individual de cada uno de los pozos o corrientes de algunas macroperas.

Pemex señala que durante el 2011 se contratarán mediante licitaciones diferentes empresas que permitirán realizar 4,000 mediciones de pozos de forma individual por mes. Esto con el objetivo de disponer de información de producción confiable y oportuna que robustezca los

estudios del subsuelo, la operación diaria de los campos, la optimización del uso de los sistemas artificiales y en general la maximización del valor de las inversiones realizadas.

En las nuevas instalaciones se está considerando que se instalen en los separadores equipos de medición másica como el coriolis para la cuantificación de la mezcla agua aceite y el medidor de placa de orificio para la medición de gas registrando la información en forma digital tanto en sitio como en la caseta del operador, así mismo se cuenta con la medición en tanques de almacenamiento con los tipo radar y se cuenta con contador de barriles en la descarga de las bombas y en el recibo de las pipas.

Actualmente el muestreo y la caracterización de los fluidos de pozos se realizan con el personal de la empresa y personal de servicio de un tercero; la calidad del gas se determina con la toma de muestra en pozo y su caracterización (análisis cromatográfico) en el laboratorio del Activo Integral Poza Rica Altamira.

viii. Procesos de recuperación secundaria y mejorada

- a) Para la selección y aplicación de los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada es indispensable que Pemex realice estudios de:
1. Preselección para identificar los métodos candidatos a considerar.
 2. Laboratorio con fluidos de yacimiento e inyectados que describan el comportamiento físico-químico en condiciones apropiadas para la aplicación de los métodos candidatos.
 3. Laboratorio con núcleos del yacimiento y los fluidos que intervienen en el proceso, para estudiar la interacción entre la roca y los fluidos, y dimensionar el incremento en la recuperación.
 4. Simulación numérica de yacimientos a nivel de pozo para escalar los resultados de laboratorio obtenidos e incorporar estos en el diseño de una prueba piloto.

5. Simulación numérica de yacimientos a escala de yacimientos para predecir la recuperación incremental debido a dicho proceso, en diversos escenarios de producción.
 6. Evaluación económica de los diversos escenarios de producción para considerar los ingresos y los costos de la implementación del proceso de recuperación secundaria y/o mejorada.
- b) Para el caso de la inyección de agua se deben realizar estudios sobre la interacción entre la salinidad del agua inyectada y el sistema roca-fluido de la formación, para determinar los efectos por el contenido de arcillas.
- c) Considerar pruebas de interferencia para evaluar el grado de conectividad entre las diversas zonas y así asegurar la eficiencia de un proceso de desplazamiento.
- d) Debido a la baja permeabilidad y con respecto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada a considerar para pruebas piloto, evaluar el potencial de la inyección de gases miscibles e inmiscibles, los cuales podrían ser más viables que la inyección de agua.

Una prueba piloto de inyección de agua a corto plazo sin límites se puso a prueba durante un año en el período 1998-1999. Consistía en un sólo pozo de inyección (Agua Fría 847) y los pozos productores de los alrededores. Se determinó que dos de los productores, al suroeste del inyector, no estaban conectados al pozo de inyección debido a la compleja geometría de las zonas y facies. La prueba piloto fue de tan corta duración y de poco volumen de inyección que no se observó un mantenimiento de presión. Del mismo modo, una segunda prueba piloto de mayor escala, con cinco pozos de inyección (Señalado por los diamantes azules. Figura 17) se inició en 2008.

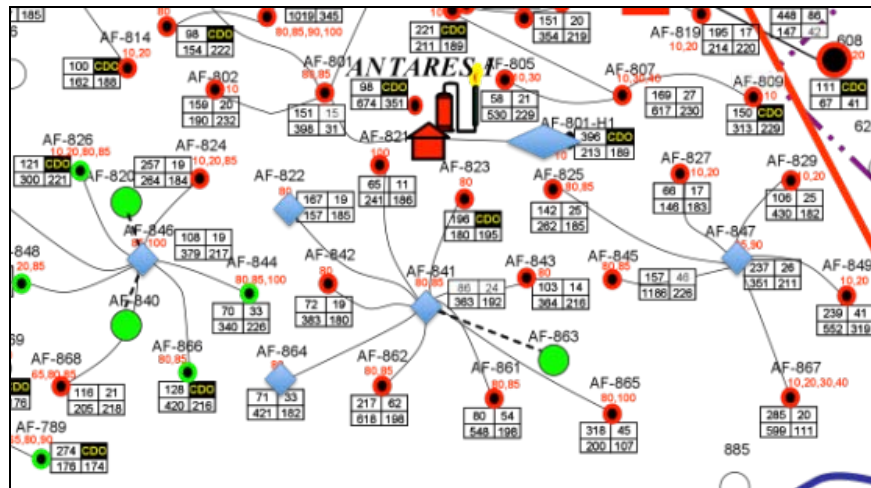


Figura 17. Esquema de prueba piloto 2008.

Una lección que dejaron los pilotos de inyección de agua fue que la selección de los fluidos de inyección o el diseño de filtrados de salinidades emparejado con la formación es una buena práctica.

Para el caso de futuras pruebas piloto de recuperación secundaria y/o mejorada se recomienda:

1. Seleccionar un área del campo con agotamiento de presión moderado, para poder extrapolar los resultados obtenidos a escala de campo ya sea en yacimientos agotados o no-agotados.
2. Conocer la presión promedio del yacimiento al inicio de la prueba piloto de inyección.
3. Asegurar que el fluido inyectado sea confinado hacia la zona de inyección planeada, y correr herramientas de producción con una frecuencia apropiada para supervisar hacia donde se va el fluido inyectado debido a la alta heterogeneidad del sistema.
4. Determinar y emplear geometría de pozo inyector apropiada que favorezca el monitoreo de la prueba piloto.
5. Inyectar fluido a presiones por debajo de la presión de fractura de la formación.
6. Realizar pruebas pertinentes con periodicidad en los pozos cercanos al inyector. Mediciones certeras de la producción de los fluidos son importantes pero deben ser medidas con una presión de fondo fluyente estable.

7. Sensibilizar al personal que realiza las pruebas de presión-producción sobre la vital importancia de estas pruebas para la prueba piloto, y asegurarse que los ingenieros sean notificados sobre cualquier cambio (gradual o abrupto) sobre los niveles de fluidos o pruebas de producción.
- e) No se tienen resultados concluyentes de las pruebas piloto realizadas en el campo Agua Fría, ya que la prueba fue de corta duración y no se sobrepasó el periodo de relleno de saturación de gas, además existe un alto grado de probabilidad de que el agua se canalice vía los estratos de mayor permeabilidad, por lo que es necesario realizar un diseño adecuado de la prueba piloto que incluya el análisis de los tiempos de respuesta en los pozos observadores.
- f) No existen pruebas en los otros campos del Proyecto Agua Fría - Coapechaca. Por lo que se recomienda que dadas las actuales presiones empobrecidas en los campos, el nivel de enriquecimiento de hidrocarburos para lograr miscibilidad es bastante alto. Otra opción es elevar la presión del yacimiento con gas natural y luego cambiar al flujo miscible hasta el nivel económico de enriquecimiento. Teniendo en cuenta las limitaciones de las instalaciones de separación de gas, una inyección inmisible de agua alternada con gas (WAG), con relaciones bajas para el control de la movilidad del gas puede ser una opción. Conceptos como estos deben ser considerados para la evaluación de los futuros pilotos y el desarrollo del campo.

c) Económica.

Los comentarios y cuadros presentados a continuación comparan las estimaciones realizadas por Pemex y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) para la Alternativa 1, que fue seleccionada por Pemex para el desarrollo. De esta forma, el objetivo reside en determinar si el Proyecto Agua Fría-Coapechaca es consistente en ambas estimaciones y concluir si es rentable o no lo es.

Los supuestos económico-financieros utilizados para la evaluación son los siguientes:

- Precio del crudo igual a 67 dólares americanos (USD) por barril.
- Precio del gas igual a 5 USD por millar de pies cúbicos.
- Tasa de descuento igual a 12 por ciento.¹
- Tipo de cambio equivalente a 13.96 pesos por dólar americano.
- Equivalencia gas-barriles de petróleo crudo equivalente igual a 5 millares de pies cúbicos de gas por barril de petróleo crudo equivalente.
- En el cálculo de los derechos, no se alcanza el *costcap* de 32 USD para las deducciones.
- Se aplica una tasa de 36% en el cálculo del Derecho Especial sobre Hidrocarburos.
- Esta tasa considera la totalidad de los campos en el Paleocanal de Chicontepec como una sola unidad; de esta forma, la producción acumulada es mayor a 240 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, por lo que la tasa empleada es la mencionada anteriormente.
- El valor del barril de petróleo crudo equivalente no rebasa los 60 USD en ninguno de los escenarios por lo que el Derecho Adicional sobre Hidrocarburos es igual a 0.
- La deducción de costos contempla que el total de la inversión se dedica a producción y desarrollo, lo que implica que sólo se deduce el 16.7%.

En la Tabla 9 se muestran el comparativo entre los resultados de Pemex y de la CNH para la Alternativa 1.

¹ Todos los flujos (Ingreso, Efectivo, Costo Operativo, Inversión, Impuestos) se descuentan a partir del segundo año (2013), según la metodología utilizada por Pemex.

Tabla 9. Alternativa 1. Comparación de resultados CNH y PEMEX.

Indicadores Económicos	Unidad	Cálculos CNH		Cálculos PEMEX	
		Antes de Impuestos	Después de Impuestos	Antes de Impuestos	Después de Impuestos
VPN	MMP	55,843	11,177	55,848	21,641
VPI	MMP	43,895	43,895	43,895	43,895
VPN/VPI	peso/peso	1.27	0.25	1.27	0.49
VPEgresos	MMP	58,000	103,016	n.p.	n.p.
Relación Beneficio/Costo	peso/peso	1.96	1.11	1.96	0.86
VPN/VPEgresos	peso/peso	0.96	0.11	n.p.	n.p.
Periodo de recuperación	años	9	15	9	14
TIR	% anual	*	19.9%	*	34

* El proyecto presenta flujos de efectivo positivos al horizonte
n.p. no se presentó en el documento de PEMEX

Fuente: CNH y PEP

- a) Como se puede observar en la Tabla 9, existen importantes discrepancias en las estimaciones de los indicadores después de impuestos en el VPN y en la Relación Costo/Beneficio, por lo que la CNH recomienda revisar las estimaciones del régimen fiscal y ser cauteloso en la explotación del Proyecto Agua Fría-Coapechaca, dado que, aunque presenta VPN's positivos antes y después de impuestos y la relación Beneficio-Costo es ligeramente mayor a uno, cualquier variación negativa en ingresos y/o costos harían no rentable al proyecto.
- b) Finalmente, se recomienda esclarecer con Pemex el cálculo del Régimen Fiscal vigente en la Ley Federal de Derechos y ser cauteloso dado el indicador Beneficio-Costo.
- c) Debido a que en el documento presentado por Pemex no se tiene el detalle de las inversiones por categoría de objeto, no se pueden emitir comentarios respecto a las inversiones en mantenimiento de instalaciones y en el comportamiento del gasto de operación.
- d) En el documento entregado por Pemex, se señala que para estimar los diversos costos, en Pemex Exploración y Producción se han implementado las cédulas de costos de perforación y construcción de obras. Esto permite lograr un mejor nivel de confiabilidad de los esquemas de costos utilizados en la formulación y evaluación de proyectos. Sin embargo, para la elaboración de una cédula de costos que permita contar con niveles de

estimación de costos Clase II, es necesario contar con los datos básicos de los pozos, situación que deberá verificarse.

- e) También señala que parte fundamental de la estrategia de desarrollo del proyecto se orienta a la reducción de costos principalmente en los servicios de perforación y de construcción de infraestructura, sin embargo, no se tienen detalles de cómo se hará.
- f) Se debe continuar trabajando en la identificación del tamaño óptimo de las unidades económicas (campos, unidades de inversión, etc.) que permitan: eliminar los subsidios que pudiera haber y enfocarse a las áreas de mayor productividad y mayor rentabilidad, permitiendo una administración más eficiente del proyecto de acuerdo al riesgo e incertidumbres presentes en los campos, nivel de conocimiento, madurez de la explotación, etc.

d) Ambiental

En la información entregada por PEMEX, se observa que en materia de protección ambiental, los oficios resolutivos emitidos por SEMARNAT que cubren la autorización para realizar los trabajos del Proyecto Agua Fría Coapechaca se encuentran bajo el nombre del Proyecto Activo Integral Poza Rica 2001-2016 con oficio resolutivo S.G.P.A.-DGIRA.-DIA.-0659/02 y del Proyecto Chicontepec Norte con oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.0381.05.

En dichos resolutivos se establece que la Dirección de Impacto y Riesgo Ambiental consideró viable el desarrollo de los proyectos mencionados anteriormente siempre que la empresa PEMEX Exploración y Producción cumpla con que la preparación del terreno, construcción, operación, mantenimiento y abandono de las obras y actividades autorizadas de tanto el Proyecto Integral del Activo Poza Rica 2001- 2016 así como el Proyecto Chicontepec Norte (Oficio Resolutivo P.A/DGIRA.DDT.0381.05). Asimismo se establece que deberán sujetarse a la descripción contenida en la Manifestación de Impacto Ambiental, modalidad Regional y el Estudio de Riesgo, modalidad Análisis Detallado de Riesgo, de la Información Adicional y a los planos del proyecto, así como a lo dispuesto en el resolutivo y sus condicionantes.

- a) De manera particular, el Proyecto Agua Fría Coapechaca está contemplado dentro del Proyecto Activo Integral Poza Rica 2001-2016, sin embargo, por la magnitud de actividades, se considera necesario evaluar el impacto ambiental de acuerdo a la nueva concepción de los proyectos y presentarlos a la autoridad ambiental (SEMARNAT) para homologar el lenguaje de los proyectos petroleros del país. Si se continúa presentando la solicitud a la autoridad ambiental de manera regional, se solicita que se agregue un apartado de actividades correspondientes a cada proyecto/campo de los proyectos involucrados en la solicitud de autorización.
- b) Los resolutiveos presentados por Pemex no señalan con exactitud el área de influencia de las actividades del Proyecto Agua Fría Coapechaca, situación lógica por ser la primera vez que se documentan de esta manera, sin embargo, se recomienda que para las actualizaciones de los permisos ambientales, se detallen las actividades correspondientes a cada proyecto y campo petrolero presentado a esta Comisión.
- c) En el caso del Campo Escobal, no aparece de manera clara en el resolutiveo S.G.P.A.-DGIRA.-DIA.-0659/02, como aparecen los Campos Agua Fría y Coapechaca, se recomienda revisar y en su caso actualizar los permisos ambientales dejando claro que cubren los campos de este proyecto.

e) Seguridad Industrial.

- a) Pemex señala ser muy cuidadoso en el tema de seguridad industrial, pero debe trabajar en el análisis probabilístico de los riesgos identificados, ya que no se presentaron en el documento del Proyecto Agua Fría - Coapechaca.
- b) La CNH considera necesario que Pemex tenga evaluados los riesgos por incendios, explosiones y fugas y documentados los planes de contingencia para atender los mismos. Además de contar con un plan de reparación de daños y las coberturas financieras requeridas.

- c) La CNH considera necesario que Pemex tenga programas de atención en la corrección de anomalías, seguramente se cuentan con ellos pero no se mencionan en el documento presentado por Pemex.

El desempeño en materia de Seguridad Industrial y Protección al entorno ecológico, es evaluado constantemente con auditorías, inspecciones y recorridos de Comisión Mixta de Seguridad e Higiene, en el cual se detectan algunas desviaciones que pueden poner en riesgo al personal, la instalación y al entorno; por lo que de inmediato son atendidas por esta estrategia de inspección, para evitar situaciones que pongan en riesgo el proyecto. A continuación se enlista el estatus de las anomalías y su programa de corrección a la fecha, así como el cumplimiento en materia de SSPA a resolutivos de la autoridad.

Tabla 10. Anomalías pendientes por instalación detectadas de manera interna.

Tipo 2		Tipo 3		Tipo 4	
Instalación	Anomalías	Instalación	Anomalías	Instalación	Anomalías
Agua Fría	2	Agua Fría	13	Agua Fría	21
Agua Fría II	2	Agua Fría /06	1	Agua Fría 283	1
Antares y Agua Fria I	23	Agua Fría 118	1	Agua Fría I	22
Coapechaca II	1	Agua Fría 647	1	Agua Fría II	12
		Agua Fría 736	1	Antares	9
		Agua Fría I	11	Coapechaca II	4
		Agua Fría II	29	Japeto	5
		Antares	7		
		Antares y Agua Fria I	3		
		Coapechaca 55	1		
		Coapechaca 71	1		
		Coapechaca II	17		
		Japeto	1		
	28		87		74
Total			189		

Fuente: Pemex

Se señaló en el documento del Proyecto Agua Fría Coapechaca que no se tienen anomalías detectadas por externos.

d) Otras métricas planteadas para el proyecto se refieren principalmente accidentes personales, índice de frecuencia e índice de gravedad, las cuales a la fecha tienen valor de cero y la métrica de los siguientes años se tiene programada con valores de cero.

VII. Conclusiones y recomendaciones

- a) El nuevo Proyecto Agua Fría - Coapechaca se concibe como resultado de diversas reuniones de trabajo entre la Secretaría de Energía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y Petróleos Mexicanos, durante las cuales se concluyó que, dado el nivel de desarrollo y conocimiento de los campos que componían al PATG, era necesario dividirlo en ocho proyectos.

- b) La Comisión estima conveniente que Pemex presente el registro del Proyecto Agua Fría Coapechaca ante la SHCP. La separación presupuestaria del PATG dará mayor transparencia y rendición de cuentas a los recursos del Estado que se invierten en el desarrollo del Paleocanal de Chicontepec.

- c) Conforme al resumen, al análisis de la factibilidad del proyecto, a las conclusiones y recomendaciones y a las condicionantes, existen áreas de oportunidad para fortalecer el proyecto que deben ser analizadas y atendidas a la brevedad por Pemex para apoyar en el mejor desempeño del proyecto Agua Fría - Coapechaca.

- d) Se recomienda, que dentro de las actividades del Proyecto Agua Fría Coapechaca, se pruebe el potencial petrolero que pudieran tener las formaciones más profundas y, en su caso, si existe la posibilidad de incorporar reservas de hidrocarburos.

- e) La Comisión señala que las asignaciones petroleras que abarca el proyecto son las denominadas: 074-49, 074-50, 075-49 y 075-50 (1104, 1105, 1108 y 1109). Ver Figura 18. Conforme al Considerando 2 de la Resolución CNH.03.001/10, las opiniones sobre asignaciones petroleras se asocian al dictamen del proyecto presentado por Petróleos Mexicanos, es decir, que para el caso de las asignaciones en comento, la opinión se aboca exclusivamente a la actividad manifestada en el Proyecto Agua Fría – Coapechaca

y de acuerdo al resultado del dictamen emitido por la Comisión. La opinión sobre estas asignaciones podrá extenderse conforme Petróleos Mexicanos presente los demás proyectos o actividades que pudieran ocurrir dentro de ellas.

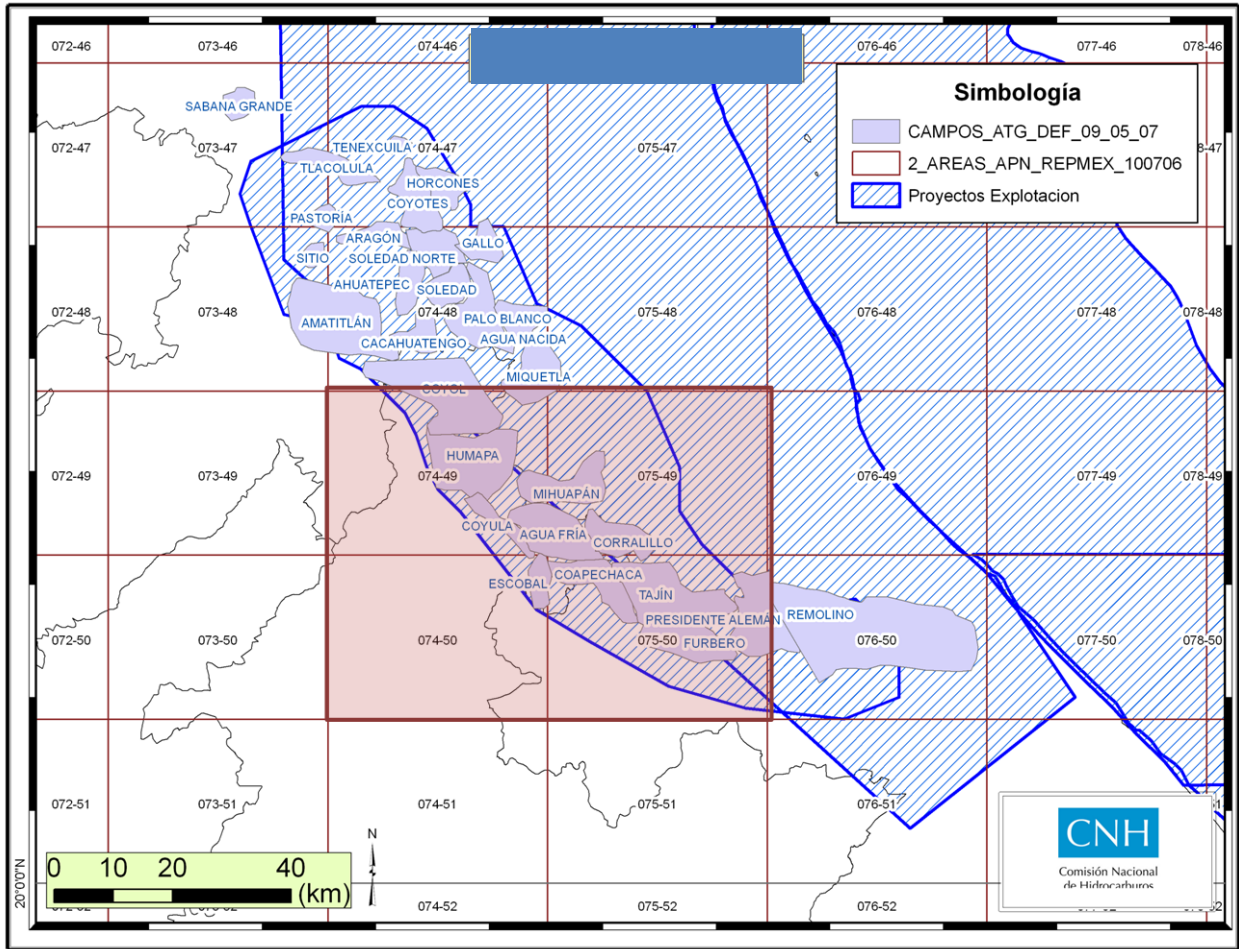


Figura 18. Asignaciones Petroleras del Proyecto Agua Fría Coapechaca: Campos Agua Fría, Coapechaca, Escobal y Coyula.

a) Resultado

De la documentación presentada por Petróleos Mexicanos respecto al Proyecto Agua Fría - Coapechaca, así como del análisis realizado por el grupo de trabajo de la Comisión, se desprenden los siguientes puntos de resolución:

- I. El Proyecto Agua Fría - Coapechaca se **dictamina** como **favorable con condicionantes para llevar a cabo únicamente actividades relacionadas a un proyecto de caracterización y de desarrollo tecnológico**, mediante Acuerdo CNH.E.06.001/10 tomado en su Sexta Sesión Extraordinaria del año 2010 del día 20 de los corrientes. Lo anterior, debido a que **no existen elementos que permitan dictaminar favorablemente el plan de explotación presentado por Petróleos Mexicanos**.
- II. Mediante Acuerdo CNH.E.06.002/10 **emitió la opinión en sentido favorable con condicionantes a las asignaciones solicitadas, asociadas a las actividades a realizarse y documentadas en el proyecto dictaminado**. Es decir, la opinión de este órgano desconcentrado a las asignaciones petroleras se limita a las actividades relacionadas a un proyecto de caracterización y de desarrollo tecnológico, con base en la información que fue remitida y analizada. En términos de lo anterior, el Órgano de Gobierno también acordó recomendar a la Secretaría de Energía que otorgue un sólo título de asignación correspondiente al área en la cual se desarrollarán las actividades del proyecto presentado por Pemex.
- III. Conforme a la información que fue remitida a esta Comisión, el grupo de trabajo realizó su análisis y resolvió sobre el Dictamen del Proyecto.
- IV. Conforme a la información remitida a esta Comisión se puede constatar que es necesario que Pemex vigile la eficiencia y la calidad de la información utilizada en la elaboración de los documentos de proyectos de Pemex Exploración y Producción. Se recomienda que los Administradores de Activo sean los responsables de la adecuada documentación.
- V. Conforme al proceso de dictaminación que se realizó para este proyecto, se observó que es necesario implementar sistemas de información que permitan acceder a la información petrolera del país de una manera más ágil y transparente.
- VI. Conforme al resumen, a las conclusiones y recomendaciones, y a las condicionantes, existen áreas de oportunidad para fortalecer el proyecto que deben ser identificadas y atendidas a la brevedad para apoyar en el mejor desempeño del proyecto.
- VII. Pemex deberá vigilar que las métricas presentadas en el Anexo I, asociadas a esta versión del proyecto, no generen modificación sustantiva de acuerdo al Artículo 51 de los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, publicados por la Comisión en diciembre del 2009.
- VIII. El reporte de métricas deberá enviarse en formato electrónico y por escrito, y cuando la Comisión lo considere necesario, presentarse por un funcionario de Pemex, cada tres meses.

b) Condicionantes.

Las condicionantes plasmadas en este dictamen son las acciones que deberá atender el operador (Pemex) para mantener el dictamen del Proyecto Agua Fría – Coapechaca como favorable, con el fin de permitirle la continuidad de un proyecto en ejecución que tiene compromisos contractuales. Para atender cada condicionante Pemex deberá presentar a la Comisión los programas de trabajo para su inscripción en el Registro Petrolero, los cuales se harán públicos.

Los programas de trabajo referidos, debidamente firmados por los responsables de su ejecución, deberán contener las actividades a realizar, las fechas de inicio y finalización de las mismas, responsables, entregables, costos y demás información que Pemex considere necesaria para la atención de las condicionantes y ser remitidos a la Comisión dentro de los 20 días hábiles siguientes a la publicación del dictamen en su página de internet (www.cnh.gob.mx) sobre el proyecto en comento. Pemex deberá remitir trimestralmente a la Comisión los avances a los programas de trabajo en formato electrónico y por escrito.

Asimismo, se informa que la opinión a la asignación petrolera y el dictamen al proyecto se harán públicos, en términos de lo establecido por el artículo 4, fracción XXI, de la Ley de la CNH.

A continuación se presentan las condicionantes que esta Comisión establece para que sean atendidas por Pemex y que permitan mantener la validez de este dictamen sobre el Proyecto Agua Fría - Coapechaca, siempre y cuando el proyecto no sufra de una modificación sustantiva que obligue a ser nuevamente presentado ante CNH para un nuevo dictamen en apego a lo establecido en los Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos y su dictaminación, publicados por esta Comisión en diciembre del 2009.

- a.** Pemex debe presentar el análisis completo de estudios de caracterización estática y dinámica, así como las alternativas tecnológicas que eventualmente sustenten un plan de desarrollo.

b. Pemex deberá presentar adicionalmente los siguientes elementos:

1. La estrategia de administración del proyecto con base en las mejores prácticas internacionales para este tipo de proyectos. Esta estrategia deberá incluir, al menos, la estructura organizacional, especialistas, proveedores, mecanismos de control y las métricas de desempeño para los temas de: i) Caracterización estática y dinámica de los yacimientos que componen el proyecto; ii) Desarrollo de tecnología; y iii) Diseño, construcción y operación de instalaciones superficiales.
2. Las actividades de perforación deberán estar enfocadas exclusivamente al conocimiento del subsuelo y desarrollo de tecnología, incluidos los trabajos a realizarse en los Laboratorios Integrales de Campo del proyecto, documentando sus métricas tecnológicas. En los reportes de las actividades se deberán evaluar los trabajos realizados, documentando las tecnologías probadas, las que serán evaluadas y los indicadores de desempeño para definir las tecnologías que presenten los mejores resultados.
3. Los estudios para la selección de los métodos de recuperación secundaria y mejorada que se han analizado y que se analizarán dentro de este proyecto, así como un programa detallado de actividades para llevar el control y evaluación de su desempeño, señalando los factores de recuperación asociados a cada método.
4. La documentación, permisos y programas que sustenten las autorizaciones ambientales y de seguridad industrial para las actividades a desarrollar en este proyecto.
5. El diseño y programa de al menos, una prueba piloto integral independiente que incluya: i) resultados de aplicación de tecnologías que mejoren representaciones de parámetros petrofísicos a través de sísmica 2D y 3D, registros de pozos y núcleos, tanto de zonas explotadas como su correlación a zonas vírgenes; ii) pruebas de perforación convencional y no convencional, estimulación y fracturamientos no convencionales (intervalos múltiples, Zipper-Frac, Simul-Frac) para identificar la conectividad y el espaciamiento ideal entre pozos, y iii) pruebas de recuperación mejorada (incluidos: inyección de gas miscible, gas miscible enriquecido, agua, agua alternada con gas, y dióxido de carbono).

Métricas del Proyecto Agua Fría - Coapechaca.

Condiciones por las que un proyecto será considerado como de modificación sustantiva. Artículo 51 de los "Lineamientos técnicos para el diseño de los proyectos de Exploración y Explotación de hidrocarburos y su dictaminación".		Unidades	2011	2012	2013	2014	2015	(2016-2062)	Total	% Variación para Generar Modificación Sustantiva
I	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.	Desarrollo de campos mediante la combinación de pozos convencionales y pozos no convencionales, así como la implementación del sistema de mantenimiento de presión, mediante la inyección de agua.								
II	Modificación debida a condiciones ambientales y de seguridad industrial que impacten el proyecto debido a regulaciones externas o internas.									
	Índice de Accidentabilidad.	(número)	*	0	0	0	0	0	0	
	Índice de Frecuencia.	(número)	*	0	0	0	0	0	0	
III	Modificaciones en la meta de aprovechamiento de gas, sujeto a la normativa de gas correspondiente en el rango de variación establecido por la Comisión.									
	Aprovechamiento de gas.	(%)	*	97	97	97	97	100	100	
IV	Variaciones en el avance físico-presupuestal del proyecto, cuando se encuentre fuera de rango establecido por la Comisión.									
	Perforación.	(número)	*	47	59	62	89	1,531	1,788	10
	Terminación.	(número)	*	47	60	59	89	1,534	1,789	10
	Reparaciones Mayores.	(número)	*	20	110	40	41	3,720	3,931	10
	Mantenimiento de presión y recuperación mejorada para prueba piloto.	(pozos inyectoros)	*	0	0	2	23	316	341	10
	Sísmica.	(km2)	*	0	0	0	0	0	0	10
	Eficiencia de Desarrollo (Perforados, Terminados vs productores)	(%)	*	100	100	100	100	100	100	10
	Tiempo Perforación	(días)	*	15	15	12	12	10	-	10
	Tiempo de Terminación	(días)	*	12	12	9	9	7	-	10
	Tiempo de Producción	(días)	*	10	10	8	8	6	-	10
V	Variación en el programa de operación del proyecto, cuando se encuentre fuera del rango establecido por la Comisión.									
	Qo	(mbd)	*	18	18	18	19	-	-	
	Qo Promedio de pozos operando	(bpd/pozo)	*	46	43	41	40	-	-	
	Factor de Recuperación	(%)	*	0.06	0.13	0.19	0.26	-	-	
	Productividad del Pozo (considerando gasto inicial)	[Np/pozo del año proyectado en todo el horizonte, mb]	*	276	282	240	279	-	-	
	Gasto de Operación	(mmpesos)	*	833	852	860	918	88,285	91,748	10
	Eficiencia de Inversión	(\$/\$)	*	0.39	0.36	0.35	0.24	-	-	
	Relación Beneficio Costo.	(\$/\$)	*	1.32	1.3	1.29	1.21	-	-	
	Tasa Interna de Retorno (TIR)	(%)	*	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	
VI	Modificaciones en el Título de Asignación de la Secretaría	Solicitud de Pemex a Sener								
VII	Variación en el Monto de Inversión									
	Inversión	(mmpesos)	*	4,252	4,523	4,586	6,662	111,015	131,038	10

n.d. (No Disponible)

* Información Solicitada bajo el Oficio No. D00.-DGH.-020/2011 con fecha del 8 de febrero del 2011.