

El Cinturón Plegado Perdido Mexicano. Estructura y Potencial Petrolero

Jaime Patiño Ruiz*

***Marco Antonio
Rodríguez Uribe****

***Edilberto Román
Hernández Flores****

Joel Lara Rodríguez*

***Alberto René Gómez
González****

****Petróleos Mexicanos
Activo Regional
de Exploración
Región Norte
Poza Rica, Veracruz***

El Cinturón Plegado Perdido (CPP) se ubica en el Golfo de México, en aguas profundas de México y Estados Unidos. Está formado por la franja de pliegues orientada de nor-noreste a sur-suroeste que tienen núcleo salino autóctono y están armados en un paquete sedimentario que va desde el Jurásico Superior hasta el Terciario. En México, la interpretación está basada en sísmica bidimensional.

El Anticlinal PEP está armado en un paquete sedimentario que incluye rocas desde el Jurásico Superior hasta el Oligoceno Inferior; la geometría de los pliegues y las fallas asociadas son típicas de "Plegamiento por Expulsión" (pop-up), en donde el esfuerzo principal es vertical. El espesor de crecimiento que permite conocer la historia de la deformación incluye un paquete desde los 30 Ma hasta el momento y, a su vez, ha sido deformado, por lo menos, en dos ocasiones. Los estratos de crecimiento constituyen un sensor de movimiento o indicador cinemático irrefutable cuando son correctamente interpretados. El modelado de la historia de subsidencia y termicidad indica que la sección mesozoica se encuentra o ha pasado por la ventana media de maduración (0.7 a 1% de R_0 equivalente). El Paleoceno, parte oriental de la sección, también ha alcanzado esa parte de la ventana de generación, mientras que el Eoceno y el Oligoceno se encuentran en la etapa de generación temprana.

Los pozos Baha-1 (1996) y Trident-1 (2001) han confirmado la existencia de yacimientos de petróleo en el CPP del lado de Estados Unidos. En 2001, el muestreo del fondo marino, en México, permitió identificar valores altos de fluorescencia en varias muestras que llevaron a realizar otros análisis para identificar las características de los hidrocarburos. Los estudios previos permiten postular tres sistemas petroleros basados en tres unidades potencialmente generadoras en los horizontes Challenger, Campeche y Cordilleras Mexicanas Inferior y las rocas potencialmente almacenadoras del Cretácico Medio, el Cretácico Superior y las arenas turbidíticas del Cenozoico, donde ha sido probada la efectividad de la unidad equivalente a Wilcox del Paleoceno-Eoceno.

El CPP Mexicano, sin duda, contiene una gran cantidad de reservas que podrán ser incorporadas en el mediano y largo plazos al inventario nacional.

INTRODUCCIÓN

El Cinturón Plegado Perdido (CPP) es una franja plegada y fallada que presenta una serie de cualidades estructurales que facilitan la comprensión del comportamiento reactivo de la sal bajo la carga sedimentaria, los mecanismos de deformación en presencia de sal, las particularidades del plegamiento por despegue (*buckling* o *detachment folding*) y, en general, las consecuencias estructurales de las etapas iniciales de la intrusión salina antes de que ocurra el diapirismo. Si bien en este trabajo no podrá ser cubierto de forma profunda el análisis estructural de todo lo antes mencionado, se abordarán aspectos que permitirán hacerlo de manera breve. Las cualidades de imagen del CPP provienen de que se accede a su conocimiento mediante sísmica marina, el relieve estructural está mínimamente afectado por la erosión de tal manera que flancos y charnelas de los pliegues están intactos, los pliegues son bastante simétricos y durante la deformación ocurrió sedimentación que nos permite reconocer los momentos en que ocurrió la estructuración, es decir, existen indicadores cinemáticos efectivos y contundentes.

El CPP es también una importante provincia petrolera emergente en la que se han realizado descubrimientos de petróleo ligero mediante la perforación de dos pozos en la Zona Económica Exclusiva (ZEE) de Estados Unidos. Las perforaciones se ubican en los extremos norte y sur del CPP dentro de Estados Unidos, lo que permite pensar que la carga de hidrocarburos está lo suficientemente extendida y convierte en prospectos a todas las estructuras anticlinales. El CPP se extiende hacia la ZEE de México y alcanza su mejor desarrollo con pliegues amplios y continuos, sobre los cuales se han identificado filtraciones de aceite y manchas en la superficie del mar que demuestran que el sistema de generación-migración también ha sido eficiente en la parte mexicana del CPP. La principal dificultad que se presenta para desarrollar esta provincia es el tirante de agua, ya que se deben superar desde 2,600 hasta 3,000 m de agua para alcanzar el suelo marino y comenzar a perforar las crestas de los anticlinales; sin embargo, el enorme potencial del área está empujando para desarrollar tecnología y cambios en las formas tradicionales de perforación de pozos exploratorios que permitirán explotar la zona en el mediano y largo plazos.

En México, PEP desarrolló estudios de Evaluación del Potencial en la zona, entre 1996 y 1999, dentro del Proyecto de Inversión Área Perdido y se cuenta con una localización exploratoria aprobada. En este trabajo se hace especial referencia a los antecedentes, porque creemos que esto facilitará a otros exploradores mexicanos en la búsqueda de información sobre el Golfo de México Profundo, que en años posteriores será el objeto de sus estudios para incorporar nuevas provincias que apoyen el descubrimiento de los yacimientos que proporcionarán la energía que el país requerirá.

DEFINICIÓN Y DISTRIBUCIÓN

El CPP se ubica en el Golfo de México, en aguas profundas de las zonas económicas exclusivas de México y Estados Unidos. En México, comprende un área aproximada de 27,230 km². Fisiográficamente, se encuentra en la parte nor-occidental de la Planicie de Sigsbee y al oriente del Escarpe Perdido (Figs. 1 y 2). Geológicamente, el CPP está formado por la franja de pliegues que tienen núcleo salino autóctono, armados en un paquete sedimentario que va desde el Jurásico Superior hasta el Neógeno, así como otros pliegues parásitos que se han formado a partir del ascenso de la sal. Su geometría, distribución geográfica y desarrollo estructural proviene de la interpretación de información sísmica, exclusivamente. La franja plegada se orienta de noreste a suroeste y se puede identificar, en México, al oriente de una zona muy elevada, en la cual existen pocos y desorganizados reflejos bajo la superficie de suelo marino, debido a que se interpreta un cuerpo masivo de sal alóctona somera que impide enfocar reflejos más profundos por debajo (Fig. 1). Hacia el oriente de la franja plegada no existe estructuración del paquete sedimentario, presentándose una monótona horizontalidad de los reflejos.

El CPP no debe ser confundido con la franja de pliegues que continúa al sur y que presenta otro estilo estructural, en el cual los anticlinales son más asimétricos y cuyo despegue es más alto y sin núcleo salino. Estos últimos pliegues presentan mayor familiaridad con los de las Cordilleras Mexicanas, sin embargo, es fácil confundir los dominios de uno y otro estilo de plegamiento, debido a que tienen una estrecha vecindad.

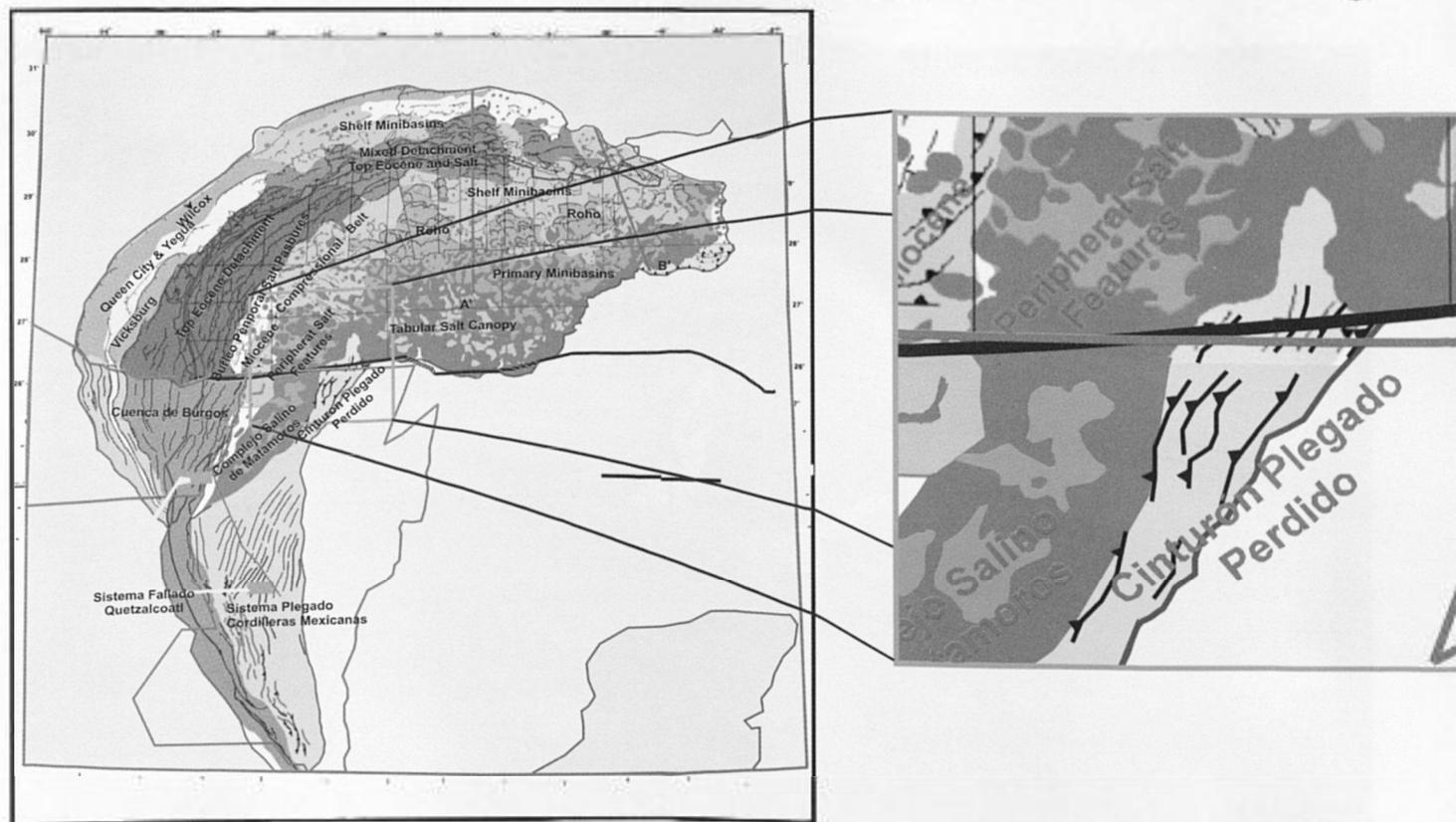


Figura 1.- El Cinturón Plegado Perdido (CPP, área rosa) se encuentra en el noroeste del Golfo de México, abarcando parte de las ZEE de Estados Unidos de América y México. Está limitado al norte y oeste por la capa de sal alóctona somera denominada en México “Complejo Salino de Matamoros” (área verde), al este por la planicie de Sigsbee (área azul claro) y al sur termina donde inician los pliegues con despegue somero. El polígono rojo es el límite de las aguas profundas de la Región Norte de PEP.

ANTECEDENTES

Los primeros acercamientos al área fueron desde el punto de vista fisiográfico, debido a que se encuentra a profundidades que van desde 1,800 hasta más de 3,300 mbnm.

En esas profundidades abisales, la batimetría revela dos niveles principales del fondo marino; el superior está caracterizado por ser de topografía rugosa y valles sinuosos; el inferior es de topografía más llana. Entre ambos niveles existe un escarpe que va desde aproximadamente 1,950 hasta 2,850 mbnm, en su parte alta.

El escarpe tiene una topografía irregular que se orienta más o menos norte-sur dentro de la ZEE de México y al entrar a la ZEE de Estados Unidos de Norteamérica pasa a una orientación aproximadamente suroeste-noreste. El escarpe se denomina “Escarpe Perdido” y es disectado por dos cañones principales: el Cañón Perdido, que se orienta de noroeste a sureste y el Cañón Alaminos, que se orienta de norte a sur (Fig. 2).

Esta nomenclatura de elementos fisiográficos ha sido utilizada para denominar, por un lado, el área de concesiones petroleras en el Outer Continental Shelf (OCS) de Estados Unidos, Alaminos Canyon y también el Cinturón Plegado Perdido, identificado mediante sísmica bidimensional por investigadores de Estados Unidos de Norteamérica, en los años 70's.

Ladd *et al.* (1976) dividieron toda la sección sedimentaria existente en el Golfo de México en cinco unidades sísmicas, basándose en características de reflexión y continuidad: Challenger, Campeche, Mexican Ridges, 5 de Mayo y Sigsbee, y describieron la estructura, estratigrafía e historia geológica del oeste del Golfo de México.

Watkins *et al.* (1976, 1978) redefinieron las unidades sísmicas descritas por Ladd *et al.* (1976), subdividiendo la unidad Mexican Ridges en dos partes; Mexican Ridges Inferior y Mexican Ridges Superior, basándose en importantes cambios de velocidad de intervalo dentro de la unidad.

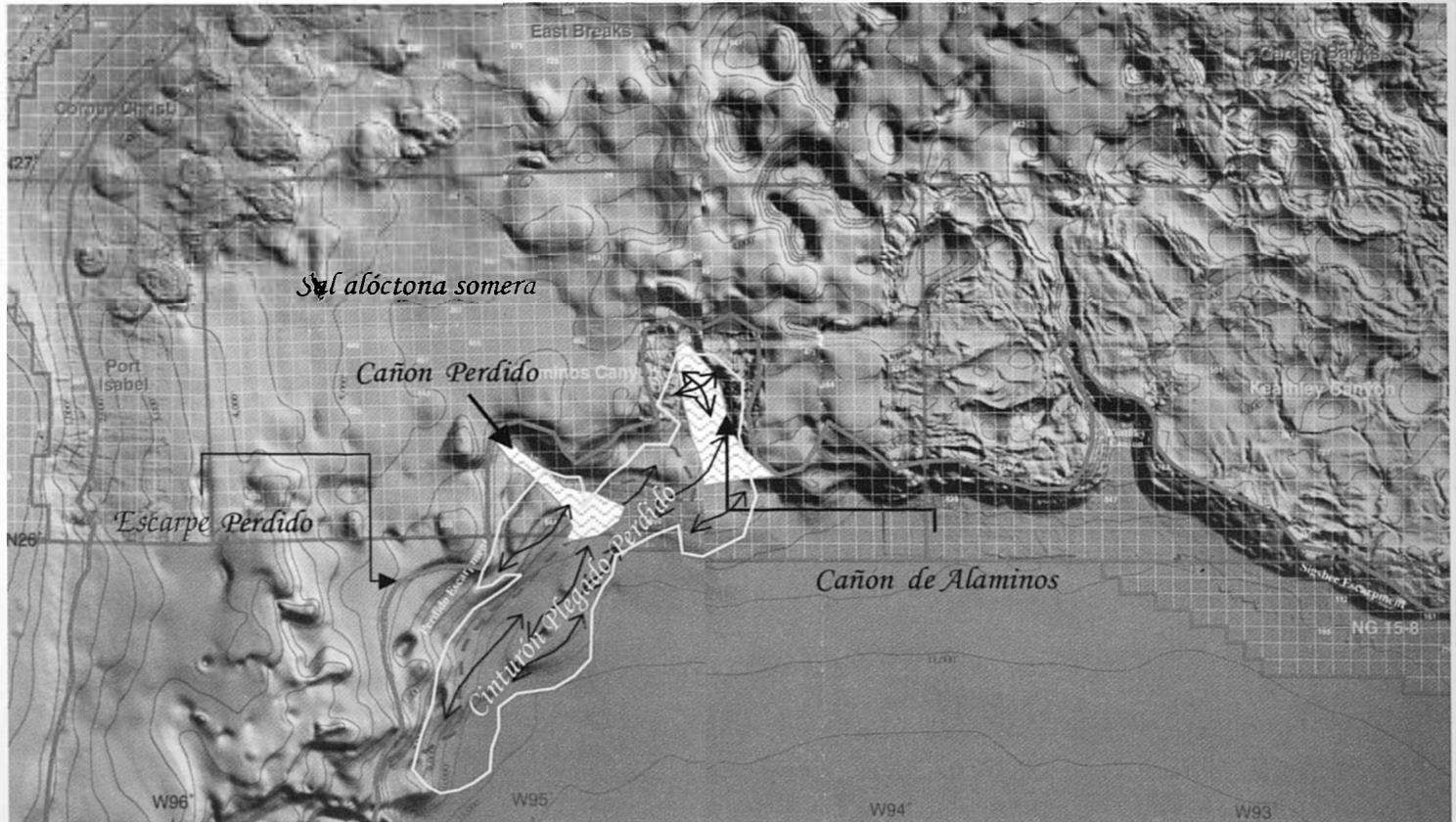


Figura 2- Mapa fisiográfico del noroeste del Golfo de México. El CPP (contorno amarillo) se encuentra al pie del Escarpe Perdido (contorno rojo), los cañones Perdido y Alaminos disectan la superficie dentro de los EUA. El contorno rosa limita la zona de sal alóctona somera.

Shaub *et al.* (1984) realizaron el primer estudio sísmico-estratigráfico regional en la parte profunda de la Cuenca del Golfo de México. En este estudio se redefinió la estructura sismoestratigráfica de la parte Central del Golfo de México en seis unidades sísmicas. La Sección post-Cretácico Medio fue subdividida en cinco unidades que son: Sigsbee, 5 de Mayo, Mexican Ridges Superior, Mexican Ridges Inferior y Campeche y como unidad Challenger, toda la secuencia sedimentaria pre-Cretácico Medio. De estas unidades, sólo a los límites de las unidades superiores les fueron asignadas edades preliminares, basadas en correlación con los pozos DSDP90 y DSDP91 perforados en la porción oeste de la Cuenca Profunda del Golfo de México. La Cima de Mexican Ridges Superior/base de 5 de Mayo como Mioceno Tardío, y la Cima 5 de Mayo/base de Sigsbee como Plio-Pleistoceno.

Foote, R.Q. *et al.* (1983) realizaron un estudio sobre el potencial de aceite y gas en los límites marítimos de México y Estados Unidos de Norte-

américa en la parte Central del Golfo de México; ellos dividieron esta región en seis áreas de evaluación con base a sus características geológicas. Las áreas evaluadas más atractivas desde el punto de vista del potencial petrolero son: Cinturón Plegado Perdido, Sigsbee Knolls, Cuenca Abisal del Golfo, Escarpe de Campeche, Margen del Río Grande (Río Bravo) y Escarpe de Sigsbee. Este estudio se enfocó sobre los factores críticos para la generación, migración y entrapamiento de hidrocarburos, tales como: rocas generadoras, maduración termal, rocas almacenadoras, trampas estructurales y estratigráficas, rocas-sello y tiempos de migración de los hidrocarburos a las trampas.

Cline, y Lacerda (1987) realizaron un reporte para la Universidad de Texas sobre el resultado del análisis geoquímico de 37 muestras del fondo marino colectadas en el Cañón de Alaminos. De acuerdo a estos autores, los aceites pudieron ser generados a partir de margas o representan una mezcla de aceites derivados de fuentes carbonáticas

y clásticas, donde se pudo estimar que la gravedad API sería entre 23 y 34°, respectivamente, y podría ser mayor si el aceite contiene cantidades grandes de gas y/o volátiles poco usuales.

Blickwede y Queffelec (1988) mencionaron que el CPP consiste de una serie de pliegues de caja, regularmente espaciados en una orientación noreste-suroeste, que tienen sus flancos cortados con fallas inversas. Las estructuras tienen ligera asimetría y doble vergencia. Los anticlinales presentan dimensiones poco frecuentes dentro de la Costa del Golfo, excediendo los 400 km² bajo cierre y más de 1,800 m de relieve. Estos autores consideraron que aproximadamente 7,500 m de espesor de sedimentos desde el Jurásico hasta el Oligoceno están involucrados en las estructuras y las rocas almacénas podrían ser: 1.- Clásticos prearrecifales del Cretácico Inferior análogos a la principal sección productora en el Campo Poza Rica; 2.- Cretas del Cretácico Superior y 3.- Areniscas Turbidíticas Terciarias equivalentes a los sistemas deltaicos de Wilcox-Frío. Los modelos de historia térmica basados en el método Lopatin sugieren que la Sección Mesozoica está actualmente en el pico de generación del aceite y se esperarían sellos eficientes por la abundancia de lutita marina de aguas profundas y micrita. La edad de plegamiento la consideraron del Oligoceno con una fase compresional diapírica (sic) por el movimiento de sal en los núcleos anticlinales que continúa actualmente.

En 1989, Van S. Mount propuso otra explicación para el desarrollo de los pliegues, basado en el mecanismo de plegamiento por curvatura de falla y calculó un acortamiento aproximado del 25%. Este mecanismo de deformación ha sido ampliamente discutido por su escasa viabilidad para explicar el plegamiento del CPP.

Feng (1995) realizó una correlación de los paquetes sedimentarios de aguas profundas a través del centro del Golfo de México, identificando los límites de secuencia previamente reconocidos en la plataforma. Utilizó datos de un pozo marino alejado de la plataforma actual y calibró los eventos. También caracterizó 14 tipos de sismofacies de aguas profundas y subdividió la sismoestratigrafía postcretácica, previamente definida por Watkins *et al.* y Shaub *et al.* (1984) en 12 unidades, de la "A" a la "L" (Fig. 3).

Posteriormente, Trudgill *et al.* (1995) publicaron una interpretación donde describieron a las estructuras del CPP en la ZEE de Estados Unidos

de América, y el tiempo de formación de los pliegues y fallas. En este estudio se definió la geometría estructural de los pliegues de este cinturón plegado y la edad de la fase principal de deformación que según estos autores ocurrió durante el Oligoceno Tardío-Mioceno. Ellos correlacionaron sus datos sísmicos con los horizontes sísmicos previamente definidos por Shaub *et al.* (1984), Feng y Buffler (1991) y Feng (1995), definiendo con mayor grado de confiabilidad las secuencias 30, 15 y, 5.5 m.a.

Watkins y Buffler (1996) reportaron que los aceites descubiertos en aguas profundas del Golfo de México provienen de una roca generadora común, es decir, de la familia de roca generadora del Jurásico Superior-Cretácico Inferior. Estos aceites han sido descubiertos en el casquete del Domo Salino Challenger, en la Planicie Abisal, en el noroeste de Yucatán, en la Provincia Salina de la Bahía de Campeche y en el CPP, en el noroeste del Golfo. También, dedujeron que por la amplia distribución de buenas rocas generadoras en aguas profundas del Golfo de México existen oportunidades para la exploración en el talud y en la Planicie Abisal. Además, evaluaron las rocas almacenadoras, trampas, sellos y migración en el oeste de Florida, el sureste del Golfo de México, la Provincia de Domo Salinos Sigsbee Knolls, la Cuenca Salina de Campeche y de las Cordilleras Mexicanas.

En 1996, Reed y Shepard anunciaron la perforación récord de 2,324 m bnm del Pozo Baha en el Bloque 600 del Predio Petrolero del Cañón de Alaminos, utilizando el Barco Sonat Offshore Discoverer 534. De acuerdo a sus estimaciones, la viabilidad del proyecto tendría un costo de 2 a 5 mil millones de dólares para su desarrollo, por lo que se deben encontrar grandes reservas. Estimaban también que la primera producción ocurriría 10 años después del pozo descubridor y que existen reservas *in situ* de más de 6,000 MMBPC y arriba de 10 TCF de gas en las estructuras del CPP.

Trudgill *et al.* (1999) incorporaron nuevos datos sobre el análisis estructural, momento de la deformación y origen del CPP y Fiduk *et al.*, en el mismo año, discutieron la migración lateral de los depocentros mesozoicos y cenozoicos en el área del CPP. Propusieron que los yacimientos potenciales del Mesozoico son carbonatos fracturados de aguas profundas, mientras que los del Cenozoico son turbiditas siliciclásticas de aguas profundas. Tanto el Paleoceno como el Eoceno Inferior incluyen porciones de columna, conteniendo arenas equivalentes

Extremo Oriental de la Sección GL93-06

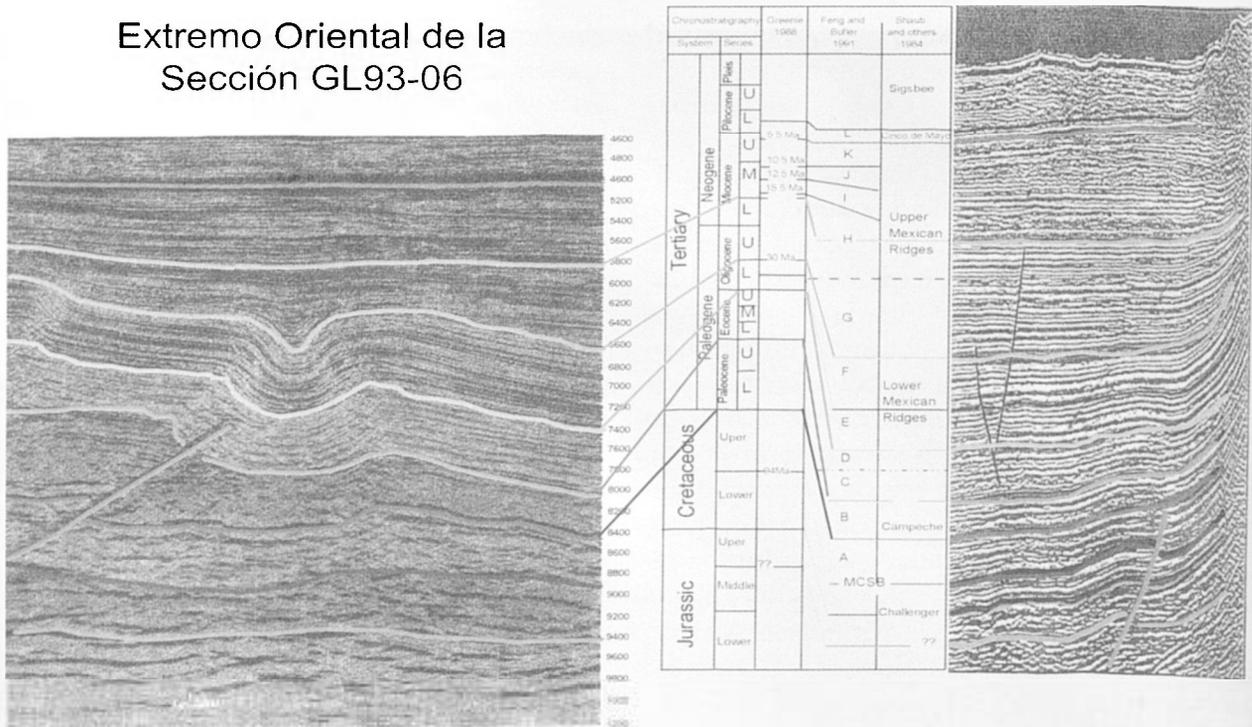


Figura 3.- Para la correlación se utilizó una línea sísmica publicada (Trudgill et al., 1995) y se corrieron los horizontes en papel por la región no deformada al oriente del área hasta la línea 6, reconociendo el carácter sísmico de los principales horizontes se fueron pasando en todas las líneas paralelas que cruzan al Anticlinal PEP.

tes a la Formación Wilcox inferior y superior, respectivamente, y forman parte de las estructuraciones anticlinales. Por otro lado, las capas del Oligoceno y Mioceno inferior, contemporáneas con la principal fase de deformación, son equivalentes a las formaciones Vicksburg, Frío y Oakville y forman trampas potenciales en acuñamientos contra los anticlinales. Mediante el modelado geoquímico, establecieron que las rocas con potencial generador del Oxfordiano, Tithoniano, Barremiano y Turoniano han alcanzado el pico de generación de petróleo entre los 51 y 8 Ma. Concluyeron que los riesgos geológicos principales son la eficiencia de los sellos y las rocas acumuladoras; sin embargo, existe un enorme potencial de grandes acumulaciones de hidrocarburos.

Galloway et al. (2000) propusieron un modelo de evolución sedimentaria para todo el Cenozoico del Golfo de México, en el que se discuten con datos abundantes y una profusa documentación la migración de depocentros, episodios depositacionales, los ámbitos de influencia de los diferentes medios ambientes sedimentarios, mediante mapas regionales y se muestran las principales zonas de acumulación de arenas. El trabajo mencionado no trata, particularmente, la zona del CPP, sino

que lo considera como parte del todo que es la Cuenca del Golfo de México, siendo una fuente bibliográfica indispensable para abordar cualquier estudio exploratorio en el área.

En México, en 1992 y 1993 se hicieron estudios para documentar el Proyecto de Inversión Golfo "A" de Petróleos Mexicanos que culminaron con la adquisición de 10,800 km de sísmica regional que cubrió toda el área de aguas profundas de la Región Norte de PEP. El prospecto se denominó "Matamoros-Golfo de México, Área Laguna Madre". En 1996, tras el anuncio de la perforación en Estados Unidos de América del Pozo Baha cercano a la frontera marina con México, se realizó un levantamiento sísmico en la continuidad mexicana del CPP, con el fin de contar con una malla sísmica más cerrada que permitiera tener una mejor comprensión del potencial petrolero del área por considerarse de gran importancia estratégica. El levantamiento sísmico se denominó Prospecto Cinturón Perdido. En ese año se documentó el Proyecto de Inversión Área Perdido.

Los estudios de interpretación realizados por los exploradores de PEP, desde 1993, son de carácter confidencial y en este trabajo se presentan algunos de los resultados.

CARACTERÍSTICAS DE LOS DATOS

La sísmica del Prospecto Matamoros-Golfo de México, Area Laguna Madre es bidimensional. Fue levantada por la Cía. Geco-Prakla, en noviembre y diciembre de 1993. Se utilizó cable de 6,000 m, puntos de tiro cada 25 m, grabación de 10 seg con intervalo de muestreo cada 2 mseg. Las líneas sísmicas que abarcan el área del estudio se orientan NWW-SEE, y cubren 859 km lineales.

La sísmica del Prospecto Cinturón Perdido también es bidimensional; la levantó la Cía. Western Geophysical entre diciembre de 1996 y enero de 1997. La grabación es hasta 12 seg con PT's cada 25 ó 37.5 m cuando se consideró aumentar la velocidad del barco para contrarrestar el efecto de deriva. Las líneas utilizadas cubren 3,130 km lineales.

En 1998 se compraron a TGS más de 1,100 km de sísmica bidimensional adquirida en el lado de Estados Unidos de América para apoyar la correlación hacia México.

CORRELACIÓN SISMOESTRATIGRÁFICA

Para la correlación de los reflectores, nuestro trabajo se apoyó en una línea sísmica publicada por Trudgill *et al.*, en 1995. Dicha línea ilustra los pliegues del CPP y entra a la zona, sin deformación, de la planicie de Sigsbee, donde los horizontes son continuos y correlacionables a lo largo de grandes distancias en el centro del Golfo de México. Por otro lado, la línea de referencia se encuentra ubicada cerca de la frontera con la ZEE de México. Utilizando líneas sísmicas del Prospecto Cinturón Perdido, propiedad de PEP, se identificaron en la línea más cercana a la frontera y dentro de la zona, sin deformación, los horizontes Challenger, MCSB, Campeche, cima del paquete "B" (Feng, equivalente a Cima de Paleoceno), cima del paquete "D" (Feng, Cima de Eoceno), cima del paquete "F" (Feng, 30 Ma.) y cima del paquete "H" (Feng, Mioceno inferior) = Cordilleras Mexicanas Superior y cima del paquete "K" (Feng, 5.5 Ma.) = Cinco de Mayo. Estas marcas se llevaron mediante una línea sísmica de orientación noreste-suroeste que corre dentro de la zona plana hasta el extremo poco deformado de la línea GL93-06 del Prospecto Matamoros Golfo de México y es en la que se basa nuestro breve análisis estructural (Fig. 3).

CONTEXTO DE EVOLUCIÓN Y TECTÓNICA DEL CPP

El área de estudio comparte la historia geológica del resto del Golfo que inició con un fosamiento en el Jurásico Medio, evolucionando mediante apertura oceánica a una cuenca de margen pasiva (Fig. 4). Durante la primera etapa de la cuenca se depositaron paquetes gruesos de sal en un área muy extensa. Posteriormente, durante la apertura oceánica por la deriva del bloque Yucatán hacia el sur, la gran masa de sal se separó, quedando una parte en la actual ZEE de Estados Unidos de América y México (al oriente del Litoral Tamaulipeco) y, la otra, bordeando el lado occidental de la actual Plataforma de Yucatán. La masa de sal fue sepultada por sedimentos desde el Jurásico Superior y en el transcurso del Mesozoico y el Terciario ha sufrido episodios de movilidad que han estructurado la secuencia sedimentaria de diferentes formas.

En particular, el CPP es una franja con anticlinales de núcleo salino, frecuentemente afallados en sus flancos y en los cuales se presentan condiciones favorables de levantamiento de rocas del Sistema Mesozoico y Terciario.

De acuerdo a Trudgill *et al.* (1999), el CPP está constituido por pliegues de caja concéntricos, subparalelos y orientados noreste-sureste con uno o ambos flancos cortados por fallas inversas de ángulo alto. Los pliegues son ligeramente asimétricos y de vergencia doble, con una geometría típica de cinturones plegados contraccionales formados por encima de un despegue débil. Los pliegues levantan el límite de secuencia regional del Cretácico Medio (MCSB) (Fig. 5), por arriba de los 6 seg, decreciendo la longitud y amplitud de los pliegues conforme éstos se encuentran más adentro de la cuenca. El mapeo estructural detallado y la identificación de secuencias les permitió proponer un modelo consistente para la evolución del CPP. Durante el Mesozoico y hasta el final del Eoceno, la deformación de la secuencia es despreciable en el CPP. Durante el Paleógeno, hacia el antiguo continente, existió un enorme aporte de sedimentos en el noroeste del Golfo de México, que provenía de la erosión de las tierras emergidas durante la Orogenia Laramídica y los episodios volcánicos y epirogénicos posteriores (Trans-Pecos Texas y la Sierra Madre Occidental). La carga sedimentaria provocó exten-

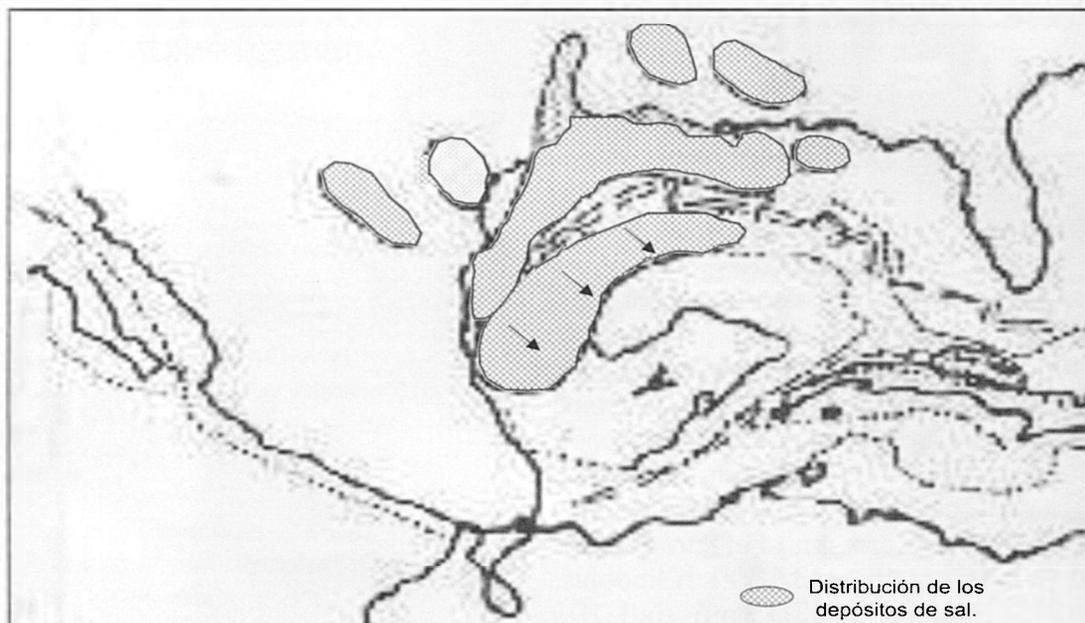


Figura 4.- Paleogeografía del Jurásico Medio. Distribución de la sal en el Golfo de México durante el Jurásico Medio, según Humpris, 1978. La deriva del bloque Yucatán hacia el sureste durante el Jurásico Superior provocó la separación de las grandes masas de sal.

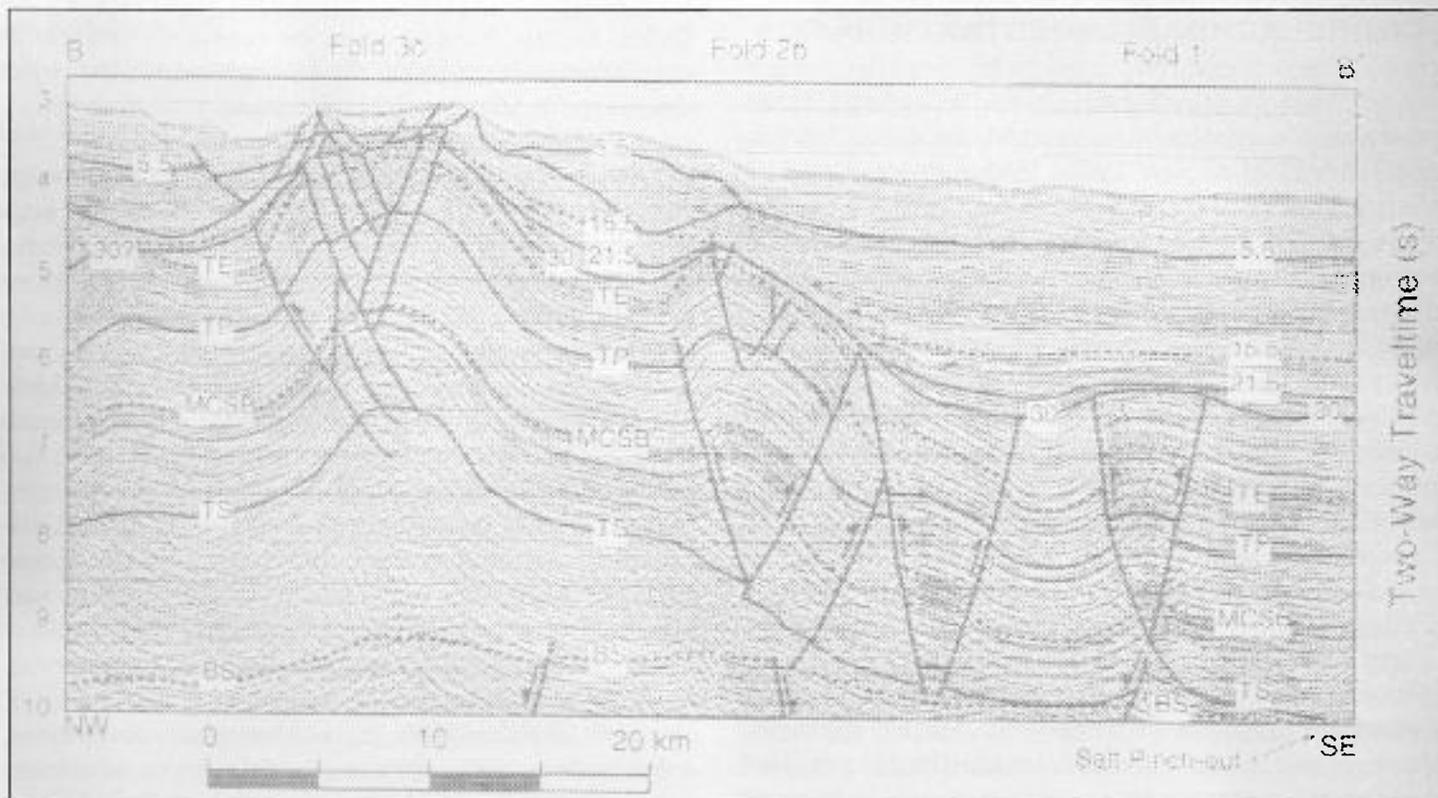


Figura 5.- Estilo de deformación en el Cinturón Plegado Perdido. Perfil sísmico en la parte noreste del CPP en EUA. El horizonte identificado como Cretácico Medio (MCSB) se encuentra plegado y afectado por fallas inversas con una geometría típica de anticlinal contraccional por encima de un despegue débil (sal). Según Trudgill et al., 1995.

sión en los depocentros para lograr el acomodo de los grandes volúmenes de clásticos, la extensión proximal alcanzó niveles de despegue en el paquete de sal jurásica, provocando el desalojo masivo, la formación de intrusiones de sal y de toldos (“canopies”) en la zona distal (Figs. 6 y 7). Entre la plataforma, frente al Río Bravo y el CPP, existe una extensa zona de talud donde el piso marino se presenta muy accidentado y se interpretan cuerpos de sal somera dispuestos como toldos e intrusiones verticales que provocan plegamiento y fallamiento complejo. La movilización de la sal avanzó desde el oeste y norte y durante el Paleógeno a manera de grandes lenguas. Cuando estos cuerpos ascendentes y migrantes se desconectaron totalmente de su nivel principal (nivel autóctono), el esfuerzo por carga comenzó a ser transferido hacia los remanentes de sal autóctona que se ubicaba más alejada de los depocentros. La sal autóctona se deslizó horizontalmente hasta encontrar un alto de basamento, el cual escaló y se comenzaron a formar los ampollamientos de sal que conforman el núcleo de los anticlinales del CPP. De acuerdo a Trudgill *et al.* (1999), la transferencia de esfuerzo a la sal autóctona por carga sedimentaria ocurrió al inicio del Oligoceno. La reactivación de la sal ha provocado mayor deformación desde entonces (Figs. 6 y 7).

El origen de los pliegues es por el mecanismo de pliegues de despegue con núcleo de sal, con modificaciones tardías por removilización de la sal en el núcleo de los anticlinales. Mount (1989) explicó el desarrollo de las geometrías de pliegue por imbricamiento de pliegues por curvatura de falla. Ese modelo incluye duplicamientos en niveles profundos y, por lo tanto, mayores cantidades de acortamiento. Si bien la geometría externa del pliegue es posible de justificar de esa manera, el modelo ignora la presencia de sal que se puede interpretar por el fuerte reflejo en el núcleo de las estructuras mayores. Además, el mecanismo relacionado al ampollamiento salino (Weimer y Buffler, 1992; Diegel *et al.*, 1995; Peel *et al.*, 1995 y Trudgill *et al.*, 1995), implica un menor acortamiento en el sistema que resulta más viable en el contexto regional del Cinturón Plegado Perdido.

EL ANTICLINAL PEP Y CARACTERÍSTICAS DEL CPP MEXICANO

El CPP dentro de la ZEE de México está formado por estructuras anticlinales amplias, largas

en su eje mayor, falladas en sus extremos y algunas de gran relieve estructural (cierre) que se orientan de noreste a suroeste con despegue profundo (Fig. 8). Existen también estructuras menores con despegue somero, cuyo origen está asociado a las estructuras mayores.

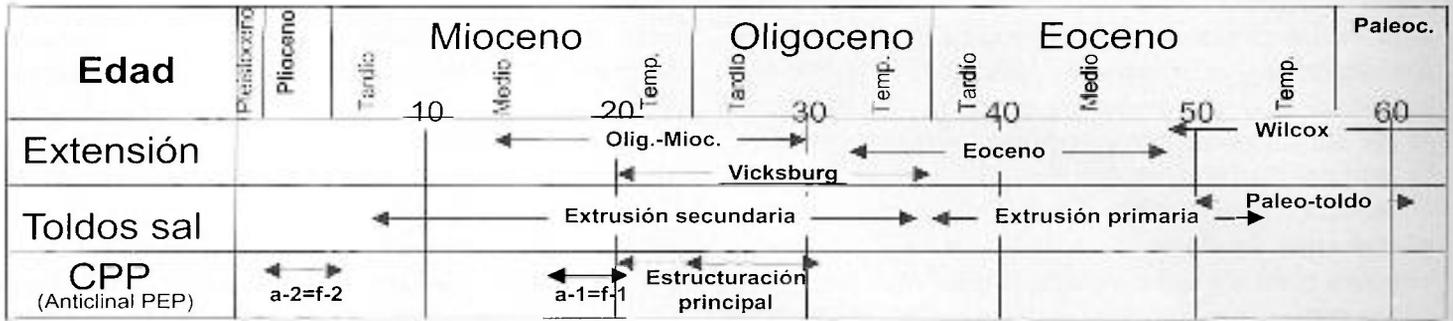
El Anticlinal PEP es un buen prototipo en el CPP Mexicano que se puede seguir en siete líneas sísmicas perpendiculares al eje mayor del anticlinal y paralelas entre sí, con un espaciamiento entre ellas de 5 km.

a) *Espesor deformado*

El Anticlinal PEP (Fig. 9) es una culminación estructural a 45 km al sur de la frontera de la ZEE de México en el Golfo de México, con las características típicas de los pliegues del CPP. La interpretación se hizo sobre una línea sísmica con orientación noroeste-sureste aproximadamente, perpendicular a los ejes estructurales principales de los pliegues del CPP. Los horizontes interpretados se basan en la correlación que se describe en la parte de la correlación sismocstratigráfica que se describió en párrafos anteriores, sobre parte de la línea GL93-06 del Prospecto Matamoros-Golfo de México.

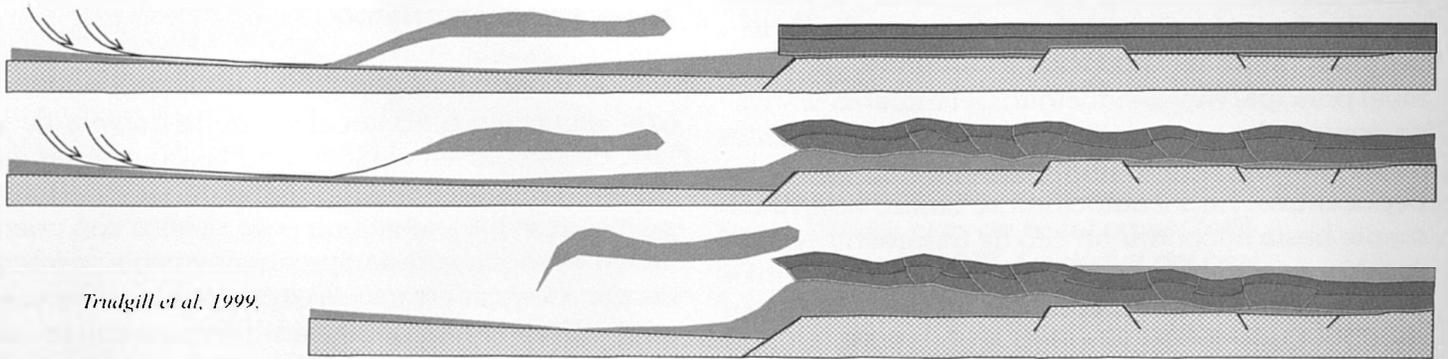
En la imagen, destaca la presencia de un paquete grueso de casi 3 seg que se encuentra formando dos estructuras anticlinales bastante simétricas y concéntricas, los reflectores son continuos y de amplitud alta, especialmente en el Anticlinal PEP que es el más occidental, situado entre los PT'S 4860 y 5400; su culminación coincide con una montaña en el fondo marino actual.

El Anticlinal PEP está afectado por dos pares de fallas en su núcleo, cada par tiene vergencia contraria. Las fallas (fallas 1, 2, 3 y 4 de la figura 9) se hunden en el horizonte de la sal (morado) y ascienden hasta un nivel verde que puede coincidir con la Cima del Mesozoico. La geometría del pliegue y las fallas asociadas son típicas de “Plegamiento por Expulsión” (*pop-up*), en donde el esfuerzo principal es vertical. El flanco este del anticlinal antes descrito cae desde el PT 5050, aproximadamente, con una pendiente larga que presenta una flexura con su flanco corto hacia el occidente (b en la figura 9). Aunque a niveles superiores esta flexura parece ser un accidente dentro del flanco oriental, existe una falla (falla 5 en la figura 9) que baja hasta la zona difusa donde es posible interpretar la



Adaptado de Trudgill et al., 1999.

Figura 6.- Gráfico que muestra la relación de los eventos tectónicos en el noroeste del Golfo de México. La extensión proximal provocó el desalojo de la sal y la formación de toldos de sal. El CPP se formó durante el Oligoceno cuando se transfirió el esfuerzo a la parte distal.



Trudgill et al., 1999.

Figura 7.- Evolución de los toldos de sal y formación del CPP. La transferencia de esfuerzos y la deformación consecuente del CPP ocurrió cuando la sal alóctona se desprendió totalmente de la sal alóctona. Según Trudgill et al. (1999), el cuerpo autóctono de sal escaló sobre un basamento transicional fallado.

sal, entonces es una flexura por propagación de falla. Esa falla se intercepta con la falla más oriental (falla 9) del Anticlinal PEP y entre ambas se encuentra un sinclinal tragado al nivel del horizonte verde. Aproximadamente, en el PT 5375 termina el flanco largo de la estructura por propagación de falla; está formado por un espesor isópaco desde el horizonte verde hasta un reflejo muy brillante por encima del horizonte del Eoceno (amarillo). Por abajo del horizonte verde aparecen dos discontinuidades divergentes denominadas fallas 6 y 7 de oeste a este, respectivamente, aparentemente aprisionan un sinclinal profundo. La edad de esa posible estructuración sería anterior a la fase principal de deformación del área, los estratos de crecimiento deberían estar situados por debajo del

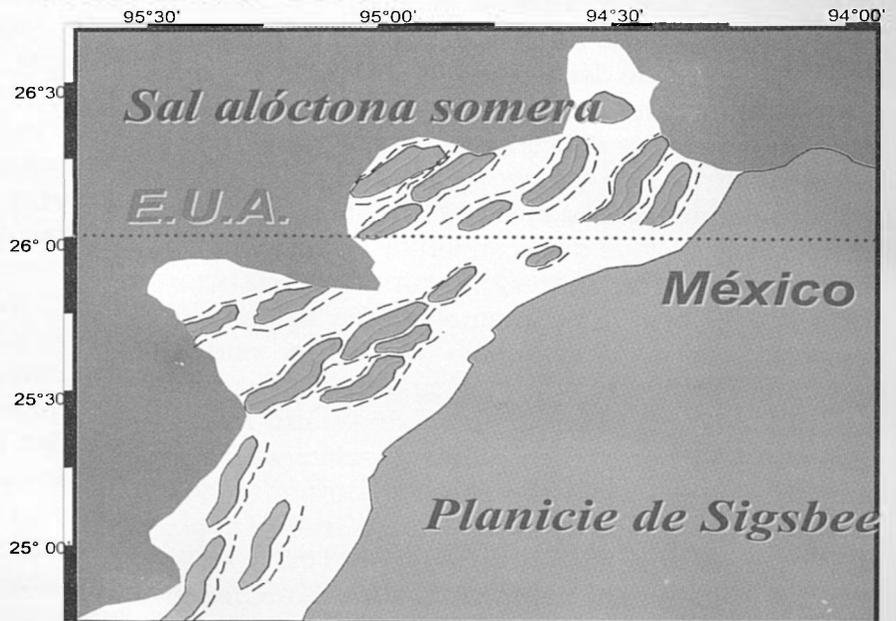


Figura 8.- Plano de ubicación de las principales estructuras del CPP. Las formas ovaladas verdes representan estructuras anticlinales de despegue profundo y núcleo de sal típicos del CPP con vergencia doble, las líneas punteadas son fallas inversas. Los óvalos amarillos representan anticlinales con despegue somero con vergencia única hacia el oriente. Bajo la zona de Sal alóctona somera se proyectan algunos anticlinales y se interpreta que existen trampas subsalinas. En la Planicie de Sigsbee, no existe deformación notable en la columna.

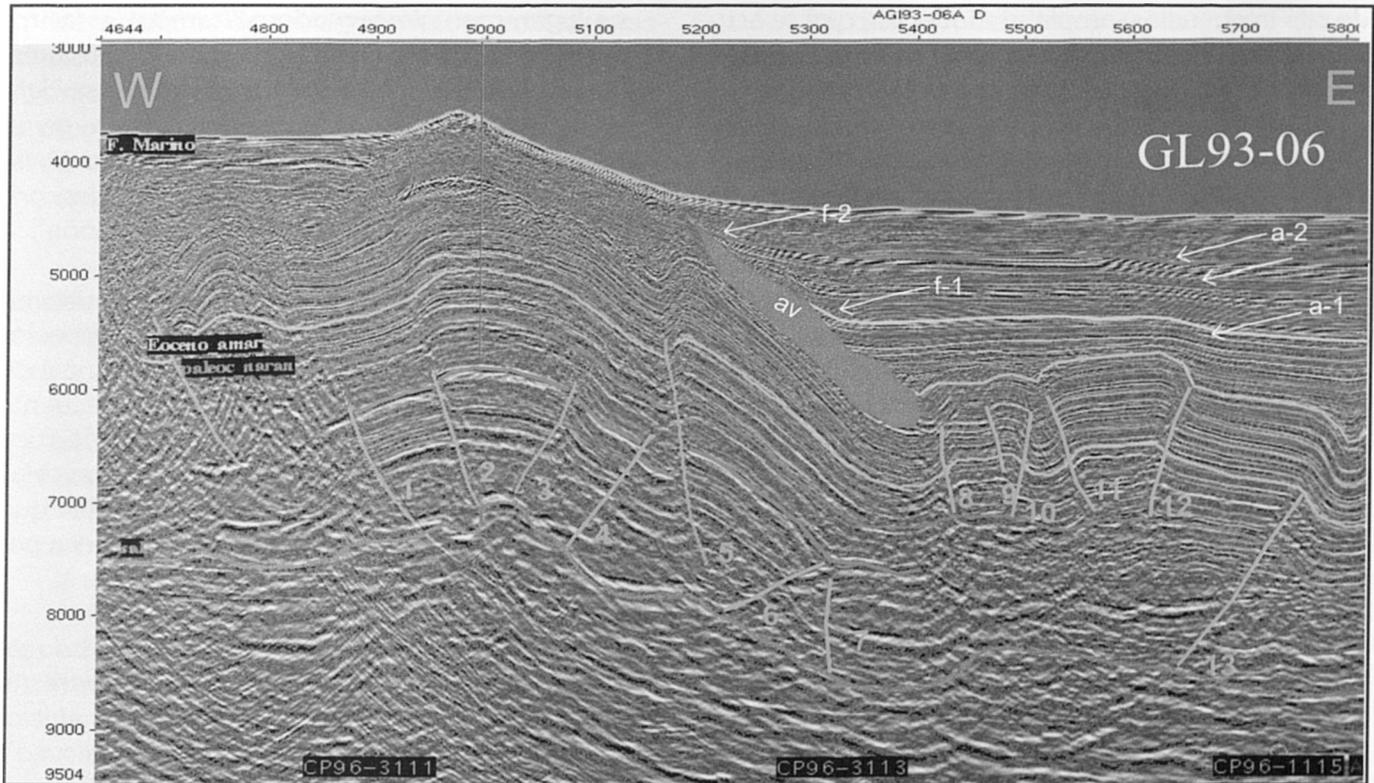


Figura 9.- El Anticlinal PEP en el CPP Mexicano es una estructura con despegue profundo que se interpreta como una capa gruesa de sal. La línea morada, es la cima de la sal; la verde en el extremo oriental de la sección, es la cima del Cretácico; la naranja, es el Paleoceno; la amarilla, el Eoceno; la rosada, es 30 Ma; la canela, es el Mioceno inferior, y la café, es 5.5 Ma. Las fallas son líneas doradas. Los símbolos a-1 y a-2, son acuñamientos; f-1 y f-2 son flexuras y av es una avalancha de sedimentos. Explicación en el texto.

horizonte verde. En el límite de la falla 7 inicia una flexura sinclinal que es armónica desde el límite de la sal (horizonte morado) hasta el reflejo brillante por encima del Eoceno. Hacia el este de la sección aparece otra estructura anticlinal ancha y de escaso relieve entre los PT'S 5440 y 5790; tiene un aspecto almenado, debido a que entre el Paleoceno (horizonte naranja) y el horizonte de 30 Ma (horizonte rosa) se desarrollaron dos estructuras anticlinales por expulsión en un despegue superior, en la Cima del Paleoceno, que están limitadas por fallas divergentes a sus lados (fallas 8, 9, 10, 11 y 12). Estas estructuras son parásitas del anticlinal principal, cuyo flanco oriental presenta aspecto de caja y es una flexura por la propagación de la falla 13, que se hunde en la sal y asciende hasta el Eoceno (horizonte amarillo).

En la cresta del Anticlinal PEP, entre los PT's 5000 y 5150 se puede reconocer un espesor erosionado que se define por un reflejo brillante, aproximadamente a los 4,200 mseg. El polígono ce-

rrado "av" define un espesor desorganizado sísmicamente que se interpreta como una avalancha de sedimentos (*megaslump*) en el flanco oriental de PEP, provocada durante el ascenso de la estructura durante la etapa de deformación principal después del horizonte de 30 Ma.

b) Espesor de crecimiento

En la parte oriental de la figura se distingue el espesor de crecimiento que permite conocer la historia de la deformación. El momento relativo de la deformación se distingue reconociendo los espesores que se acuñan contra el relieve estructural, ya sea en los flancos anticlinales o rellenando los sinclinales. Los estratos de crecimiento así analizados constituyen un sensor de movimiento o indicador cinemático irrefutable cuando se interpretan adecuadamente.

El flanco oriental de la estructura PEP (Fig. 9) se encuentra cubierto por un paquete de reflejos

de alta frecuencia y amplitud moderada que se acuña, cubriéndolo. El acuñaamiento es muy claro entre los PT'S 5200 y 5400 contra el anticlinal.

En el extremo oriental de la sección, observamos que el plegamiento es armónico hasta el horizonte de 30 Ma; la columna sobreyacente se encuentra sepultando a las estructuras y se interpreta que es el momento de deformación principal. Se pueden observar otras fases de reactivación del movimiento dentro del gran paquete de relleno. En el acuñaamiento señalado como $\alpha-1$ por debajo del horizonte de Mioceno inferior (horizonte canela), se percibe claramente cómo el paquete de crecimiento infrayacente se encuentra flexionado, formando un anticlinal bajo entre los PT's 5400 y 5700. El acuñaamiento señalado como $\alpha-2$ cubre una flexura del horizonte de 5.5 Ma entre los PT's 5600 y 5700. También, en el flanco de la estructura PEP se pueden identificar pulsos posteriores de movimiento en la flexura $f-1$ del Mioceno inferior (horizonte canela) que se encuentra acentuada por el movimiento de la flexura $f-2$ que afecta al horizonte de 5.5 Ma.

SISTEMAS PETROLEROS PROPUESTOS PARA EL CPP

De acuerdo con Magoon (1998):

“El sistema petrolero incluye todos aquellos elementos y procesos geológicos esenciales para que un depósito de gas o aceite exista en la naturaleza. Estos elementos básicos incluyen una roca generadora de petróleo, un camino de migración, una roca almacenadora, una roca-sello y una trampa; así como los procesos geológicos que crean cada uno de estos elementos básicos. Todos los elementos deben estar correctamente situados en tiempo y espacio, de manera que la materia orgánica incluida en una roca generadora pueda ser convertida a un yacimiento petrolero (sic). Un sistema petrolero existe donde quiera que todos los elementos básicos tienen lugar o se sospecha que ocurran”.

El mismo autor enfatiza que un sistema petrolero está limitado en espacio y tiempo:

“Estratigráficamente, el sistema se concreta a las siguientes unidades: roca generadora de petróleo, rocas a través de las cuales la migración tie-

ne lugar, roca almacenadora (trampa), y las rocas sobreyacentes requeridas para la madurez. La extensión areal del sistema petrolero se define por una línea que circunscribe a la roca generadora madura y a todos los depósitos de aceite y gas, convencionales y no convencionales, originados a partir de esa fuente de generación”.

Como vemos con la definición de sistema petrolero y la descripción de sus límites espacio-temporales, todo inicia con la presencia de una roca generadora y una historia geológica subsecuente de sepultamiento, depósito de algún tipo de roca porosa y procesos geológicos que proporcionen vías de migración, trampa y rocas impermeables que permitan preservar los hidrocarburos en la roca porosa.

“Un sistema petrolero puede ser identificado en términos de correlación geoquímica entre un petróleo y sus rocas generadoras a tres niveles de certeza: conocido, hipotético y especulativo”.

Con los datos que contamos actualmente, basados en el descubrimiento de yacimientos en la ZEE de Estados Unidos de América y en la detección de emanaciones de aceite y gas en la ZEE de México se reconoce la existencia de un sistema petrolero hipotético, debido a que se ha identificado una roca generadora, pero no se ha establecido la correlación geoquímica (no se ha dado a conocer) entre la fuente generadora y los depósitos de petróleo.

a) Rocas generadoras

Blickwede y Queffelec (1988) ya habían postulado sistemas petroleros especulativos en base a los reportes previos de rocas potencialmente generadoras; a continuación se cita parte de su informe:

“Los datos geoquímicos de la sección profunda penetrada en el Leg. 77 del D.S.D.P. revelan que las unidades Challenger, Campeche y Cordilleras Mexicanas Inferior tienen alta riqueza orgánica, promediando 2.5 de Carbón Orgánico Total (COT). Además, la parte Cretácica de la sección en el sondeo 535 está caracterizada por kerógeno Tipo II, rico en hidrógeno, con potencial generador de aceite. Se esperan caracterís-

ticas similares de roca generadora en las unidades Campeche y Challenger del CPP, aunque la Unidad Cordilleras Mexicanas Inferior puede ser propensa a generar gas, debido a la abundancia de arcillas terrígenas típicamente enriquecidas en kerógenos Tipo III”.

Estos autores realizaron un modelado de subsidencia y termicidad para estimar la entrada a la ventana de generación del petróleo con el método Lopatin y mencionan:

“El modelo Lopatin indica que las unidades Campeche y Cordilleras Mexicanas Inferior han estado en la ventana de generación de los hidrocarburos durante el tiempo en que las trampas estructurales tenían lugar”.

Más adelante expresan:

“... Concluimos tentativamente que las unidades Cordilleras Mexicanas Inferior, Campeche y posiblemente Challenger, son maduras termalmente en el área del CPP”.

De acuerdo a Watkins y Buffler, 1996 (Gulf of Mexico Deep Water Frontier Exploration Potential, G.C.A.G.S.), en el norte del Golfo de México:

“... Existieron condiciones favorables para la depositación y preservación de materia orgánica durante varios intervalos de eventos anóxicos globales del Mesozoico, coincidentes con la depositación de roca generadora en el Golfo durante el Kimmeridgiano (Jurásico Tardío), el Aptiano-Albiano-Cenomaniano (Cretácico Temprano) y Turoniano-Coniaciano (Cretácico Tardío)”.

Las rocas generadoras más importantes en las áreas norte y sur del Golfo son del Jurásico y Cretácico Temprano. El conjunto de aceites y rocas generadoras mesozoicas fue denominado por Kennicut II *et al.* (1992) familia *Flexure Trend*; son de origen carbonático como los aceites de Smackover (Oxfordiano-Kimmeridgiano y del Cretácico Superior). Los aceites de esa familia son los que se obtienen en aguas profundas y están presentes en los derrames del petróleo, conocidos en el CPP.

La distribución de los aceites del *Flexure Trend* y las rocas generadoras sugieren que se trata de carbonatos transgresivos de aguas profundas y margas, depositados en el Jurásico Tardío y el Cretácico Temprano sobre una corteza muy delgada y lentamente subsidente (Buffler y Sawyer, 1985). Fiduk *et al.* (1999), resumieron los datos conocidos sobre rocas generadoras en el Golfo de México (ver tabla página 16) y realizaron modelado en pseudopozos a lo largo de una sección geológica interpretada en el CPP a partir de la sísmica. De acuerdo a esos autores, toda la Sección Mesozoica ha pasado o se encuentra en el pico de generación del aceite; los niveles más profundos han alcanzado, actualmente, la zona de gas seco o gas húmedo. La parte de la secuencia terciaria que ha sido mayormente sepultada en el oriente de la sección, correspondiente al Paleoceno y Eoceno, se encuentra en la etapa temprana de generación de gas húmedo. Nuestro propio modelado (Fig. 10) indica que la Sección Mesozoica se encuentra o ha pasado por la ventana media de maduración (0.7 a 1% de R_0 equivalente). El Paleoceno, en la parte oriental de la sección, también ha alcanzado esa parte de la ventana de generación, mientras que el Eoceno y el Oligoceno se encuentran en la etapa de generación temprana. La sección modelada está basada en la migración preapilamiento en profundidad de la línea GL93-06.

b) Rocas Almacenadoras

De acuerdo con la historia geológica postulada y aceptada, la secuencia que cubre a la Sal Louann fue depositada en un ambiente marino de aguas profundas; entonces, las facies depositacionales profundas sólo pueden ser: 1.- facies pelágicas/hemipelágicas, 2.- facies de detritos masivos y 3.- turbiditas.

La Unidad Challenger, probablemente del Cretácico Inferior, puede contener detritos prearrecifales derivados de atolones locales sobre altos de basamento aislados. Esta posibilidad se interpretó a partir de que los datos de refracción de una estación a unos 30 km al norte del Cinturón Plegado sugieren la existencia de un alto de basamento cubierto por rocas carbonatadas (Ibrain y Uchupi, 1982).

Se piensa que también la Unidad Campeche tiene posibilidad de ser una roca almacenadora, ya

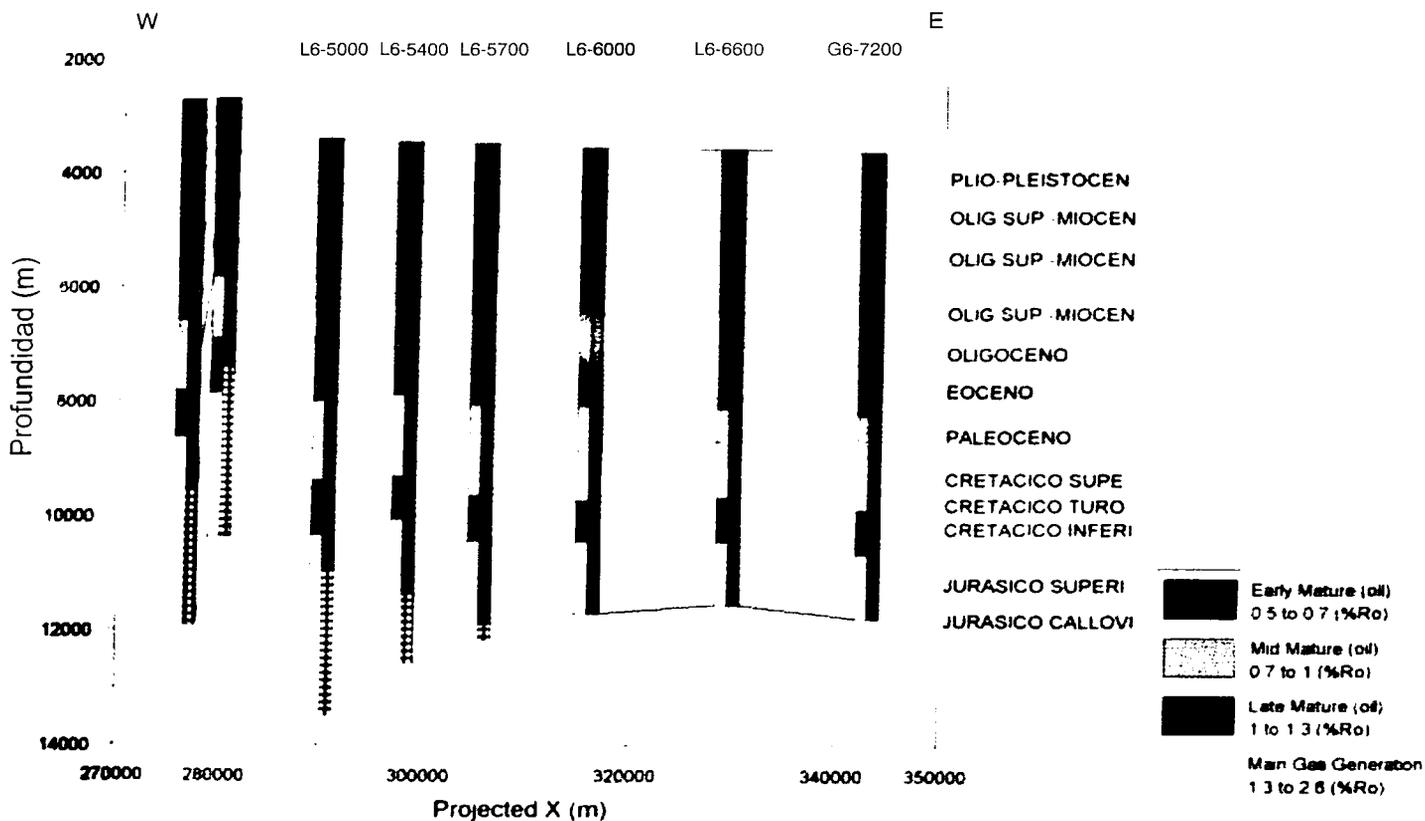


Figura 10.- Modelado en pseudopozos, ubicados en PT's (4,850- 7,800) a lo largo de la línea GL93-06 en el CPP Mexicano. Para su elaboración se utilizó el programa Basin Mod.

TABLA DE DATOS DE ROCAS GENERADORAS EN EL GOLFO DE MÉXICO

Intervalo	COT** (%) Promedio	Kerógeno	Producción Conocida (BOE*)
Jurásico Superior			
Oxfordiano	0.5	II	10 * 10 ⁹
Kimeridgiano-Tithoniano	2.5	II	88 * 10 ⁹
Cretácico Inferior			
Berriasiano	1.2	II/III	
Valanginiano Inferior	1.6	II/III	
Valanginiano Superior	4.8	II/III	
Barremiano-Hauteriviano	2.8	II/III	0.5 * 10 ⁹
Aptiano	1.3	II/III	1 * 10 ⁹
Albiano	2	II/III	1.5 * 10 ⁹
Cenomaniano	2.2	II/III	1 * 10 ⁹
Cretácico Superior			
Turoniano	4.1	II/III	11 * 10 ⁹
Coniaciano-Santoniano	3.7	II/III	1 * 10 ⁹
Paleoceno	1.2	II	6 * 10 ⁹
Eoceno	2.2	II/III	50 * 10 ⁹

Tomada de Fiduk et al., 1999.

**COT = Carbón Orgánico Total

BOE = Barriles de petróleo equivalente

que es posible que existan equivalentes de la Creta Austin hacia el Centro del Golfo que contengan cretas alóctonas, similares a las principales productoras del Graben Central del Mar del Norte, donde las cretas han retenido su porosidad primaria (30 a 50%), debido a su forma de depósito detrítica.

El potencial de estos yacimientos potenciales en cretas, debe estar asociado a un fracturamiento importante, que puede ocurrir en las charnelas anticlinales y proporciona la permeabilidad necesaria que, por sí solas, las cretas no tendrían.

En la Unidad Cordilleras Mexicanas Inferior, que abarca de la cima del Cretácico a la cima del Eoceno, se pronostica que existe el porcentaje más alto de arenas netas de cualquiera de las unidades en el Cinturón Plegado. Por su posición, el Cinturón Plegado se encuentra en el principal depocentro de aguas profundas de la Unidad Cordilleras Mexicanas Inferior, interpretándose como el mayor complejo de abanico submarino derivado de los sistemas deltaicos Wilcox-Frío en el embahiamiento del Río Bravo.

De acuerdo a Reed y Shepard, 1996, los objetivos petroleros en la sección del CPP son:

- 1) Turbiditas del ciclo bajo del nivel del mar de edad Oligoceno y Paleoceno, análogas al *play* turbidítico de aguas profundas en el este del Golfo de México.
- 2) Cretas del Cretácico Superior análogas a las cretas clásticas en el Campo *Ekofisk* del Mar del Norte y
- 3) Calizas prearrecifales detríticas del Cretácico Inferior a Medio análogas a la Formación Tamabra del prolífico Campo Poza Rica, en México.

c) Trampas y Sellos

Blickwede y Quefelec (1988) consideran que los anticlinales grandes y abundantes del CPP tienen el potencial para ser campos gigantes (7,500 MMBO) y los objetivos obvios son las cretas anticlinales.

Por otro lado, existen sellos a través de toda la columna estratigráfica, debido a la abundancia esperada de lutitas de aguas profundas y micritas lateralmente extensas. La integridad de esos sellos es incierta, debido a la gran profundidad bajo el agua del cinturón plegado. Para un sello potencial a una

profundidad dada, será más fácil que los sellos se expandan y se fracturen bajo condiciones de presión de poro elevadas.

De acuerdo a Trudgill *et al.* (1995) en el CPP en el área del Cañón Alaminos se formó, probablemente, por deslizamiento gravitacional sobre una superficie de despegue basal; así lo indica la geometría de los pliegues. Se ha interpretado también que los pliegues tienen núcleos salinos y los reflejos sobrepuestos a los flancos que se interpretan como estratos de crecimiento, indican que la fase principal de contracción fue el Oligoceno Tardío-Mioceno Temprano.

Nuestras propias observaciones indican que las fallas que afectan a los pliegues concéntricos simétricos ocurren por un mecanismo de expulsión desde el centro del anticlinal (*pop-up*), pudiendo generar un fracturamiento intenso en toda la secuencia involucrada en la deformación. Estas fallas y fracturas de alto ángulo pueden ser buenas vías para la migración de los hidrocarburos desde rocas generadoras potenciales en el Mesozoico.

Los acuñaientos de paquetes de crecimiento sobre los flancos anticlinales también pueden constituirse como yacimientos de petróleo; de igual manera, los pliegues parásitos de despegue somero pueden haber sido cargados a través de las fallas que los afectan.

LOS DESCUBRIMIENTOS DE PETRÓLEO EN LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA

El primer descubrimiento de petróleo en el CPP se realizó en 1996, mediante la perforación del Pozo Baha-1 en el bloque 600 del Predio Alaminos Canyon, que conjuntó el esfuerzo de las compañías Shell, Amoco, Texaco y Mobil. De acuerdo a la información con que contamos, se encontraron manifestaciones de hidrocarburos en los registros a los 3,260 y 3,290 m de penetración; se llegó a los 3,400 m sin haber alcanzado todos los objetivos. Durante la segunda mitad de 1997, el MMS reportó al Pozo Baha-1 como descubridor de hidrocarburos. La estructura de Baha es un domo salino (Figs. 11 y 12) que se localiza en la parte norte del CPP y se encuentra bordeado al oeste, norte y este por la napa de sal somera.

En julio de 2001, se perforó el Pozo Trident-1 en el bloque 947 de Alaminos Canyon, uniendo los recursos de las compañías Unocal, Chevron,

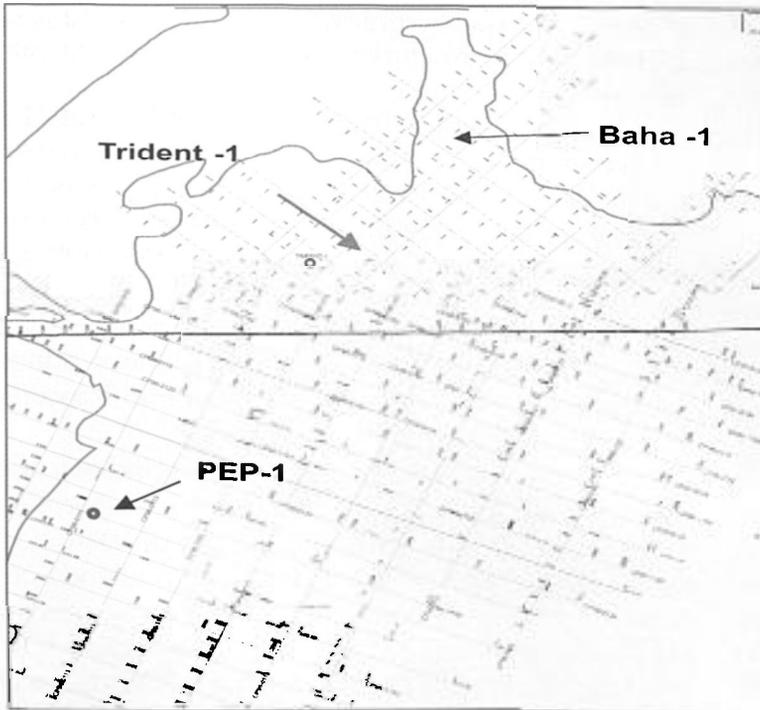


Figura 11.- El mapa muestra la ubicación de los pozos descubridores de petróleo en los EUA, y el punto de culminación estructural del Anticlinal PEP en la ZEE de México. Las líneas rojas y la azul, son la trayectoria de la sísmica levantada por PEP y las negras, son las compradas a la Cía. TGS. La línea rosa, es el límite.

OEI, AGIP y Phillips. La operación se realizó en 66 días, con un costo aproximado de 34 millones de dólares, habiéndose superado 2,900 m de tirante de agua con una profundidad total de más de 6,200 m. Las manifestaciones ocurrieron entre 5,800 y 5,900 m en arenas turbidíticas equivalentes a la Formación Wilcox de la plataforma (Cordilleras Mexicanas Inferior). Se descubrió aceite de 40°API, la columna de hidrocarburos es de 300 pies y una estimación previa del potencial va de 320 a 800 millones de BPCE. La estructura es un anticlinal con núcleo salino (Figs. 11 y 13), cuyo cierre al suroeste es una nariz estructural graciosamente cercana a la frontera norte de México.

POTENCIAL ESTIMADO EN EL CPP MEXICANO

Durante los meses de agosto y septiembre del 2001, PEP efectuó muestreo del fondo marino en la zona del CPP, en puntos previamente identificados con interpretación sísmica, encontrándose valores altos de fluorescencia en varias muestras

que llevaron a realizar otros análisis para identificar las características de los hidrocarburos. Los resultados de esos análisis son hasta el momento de carácter confidencial.

La Gráfica de Sincronización de los eventos que se muestra en la figura 14 ilustra las expectativas en cuanto a los elementos del sistema petrolero en el CPP Mexicano, con base en el análisis particular del Anticlinal PEP, que pueden ser extrapoladas con algunas modificaciones a cualquiera de las estructuras del CPP.

El potencial del CPP Mexicano se ha estimado mediante el programa CEROE, propiedad de PEP. Se utilizaron rangos amplios para los parámetros de área, espesor neto, porosidad, saturación de hidrocarburos, factor volumétrico y factor de recuperación del aceite como corresponde al caso de un área en la etapa de Evaluación del Potencial. Utilizamos información de bases de datos, publicadas por

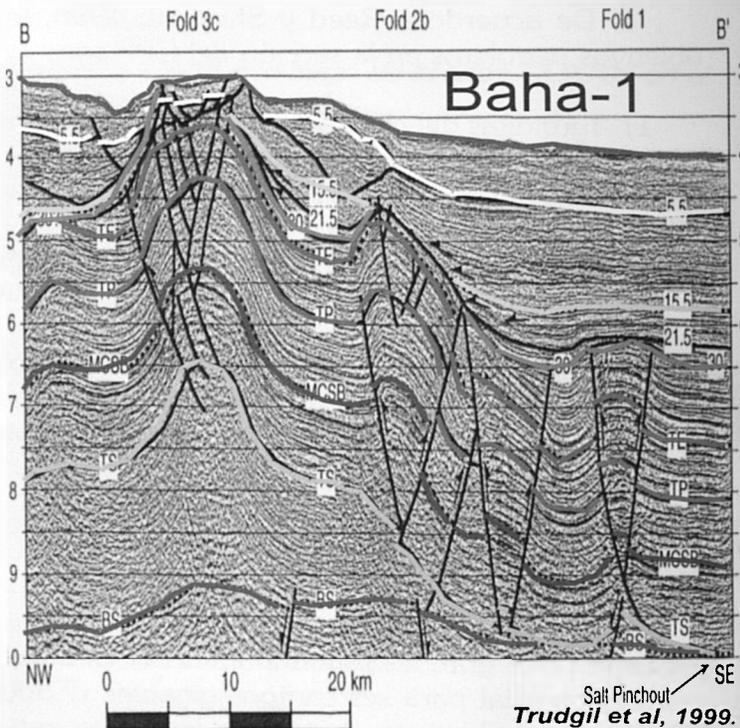
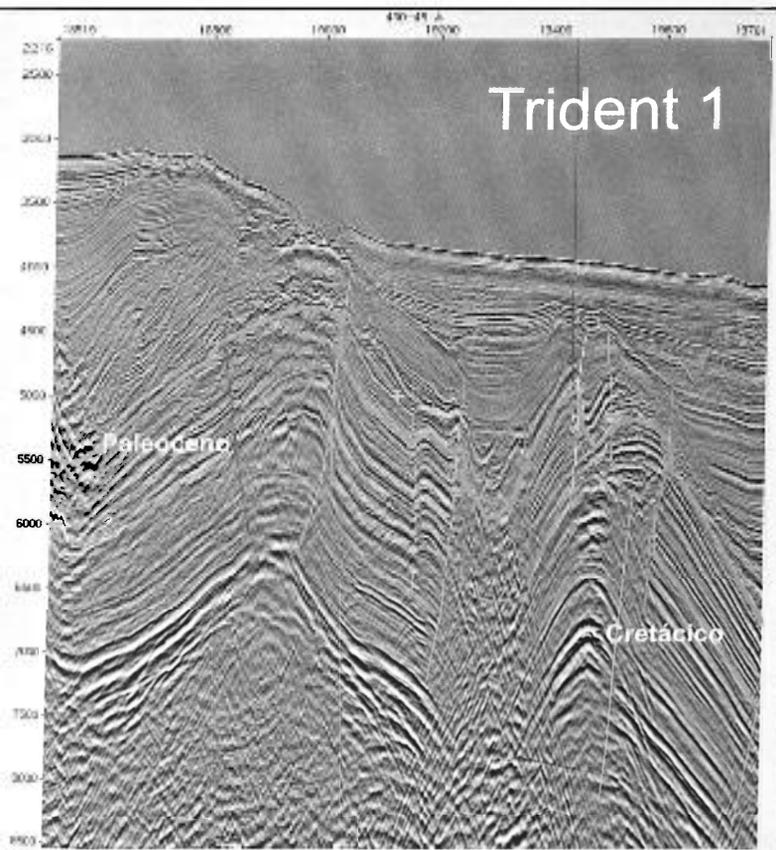


Figura 12.- El Pozo Baha-1 se perforó en un domo salino, localizado en el extremo norte del CPP. Se penetraron 3,400 m, encontrándose manifestaciones de hidrocarburos a 3,260 y 3,290 m. El tirante de agua en ese punto, es de más de 2,300 m. Se reportó como descubrimiento de petróleo en 1997.



el MMS del Departamento del Interior de Estados Unidos de América. La evaluación, bajo los criterios antes expuestos, es totalmente preliminar y se efectuó en seis oportunidades identificadas con la sísmica con que se cuenta actualmente y considerando solamente el horizonte poroso del Paleoceno-Eoceno (equivalente a la Formación Wilcox).

La suma de los valores P90 truncados (truncamiento a 150 MMBP) de las oportunidades, es de 993 MMB y el valor P10 es de 4,760 MMB.

Actualmente, en México, existen dificultades tecnológicas, económicas y falta de experiencia para probar, evaluar y explotar los recursos petroleros del CPP Mexicano, pero esta área, sin duda, contiene una gran cantidad de reservas que podrán ser incorporadas en el mediano y largo plazos al inventario nacional.

Figura 13.- El Pozo Trident-1 se perforó en un anticlinal con núcleo de sal, casi simétrico, cuyo cierre presenta buzamiento hacia el suroeste. La información sísmica actual indica que el cierre estructural no penetra a México. Descubrió acumulaciones de petróleo ligero entre 5,800 y 5,900 m, después de superar un tirante de agua de 2,900 m.

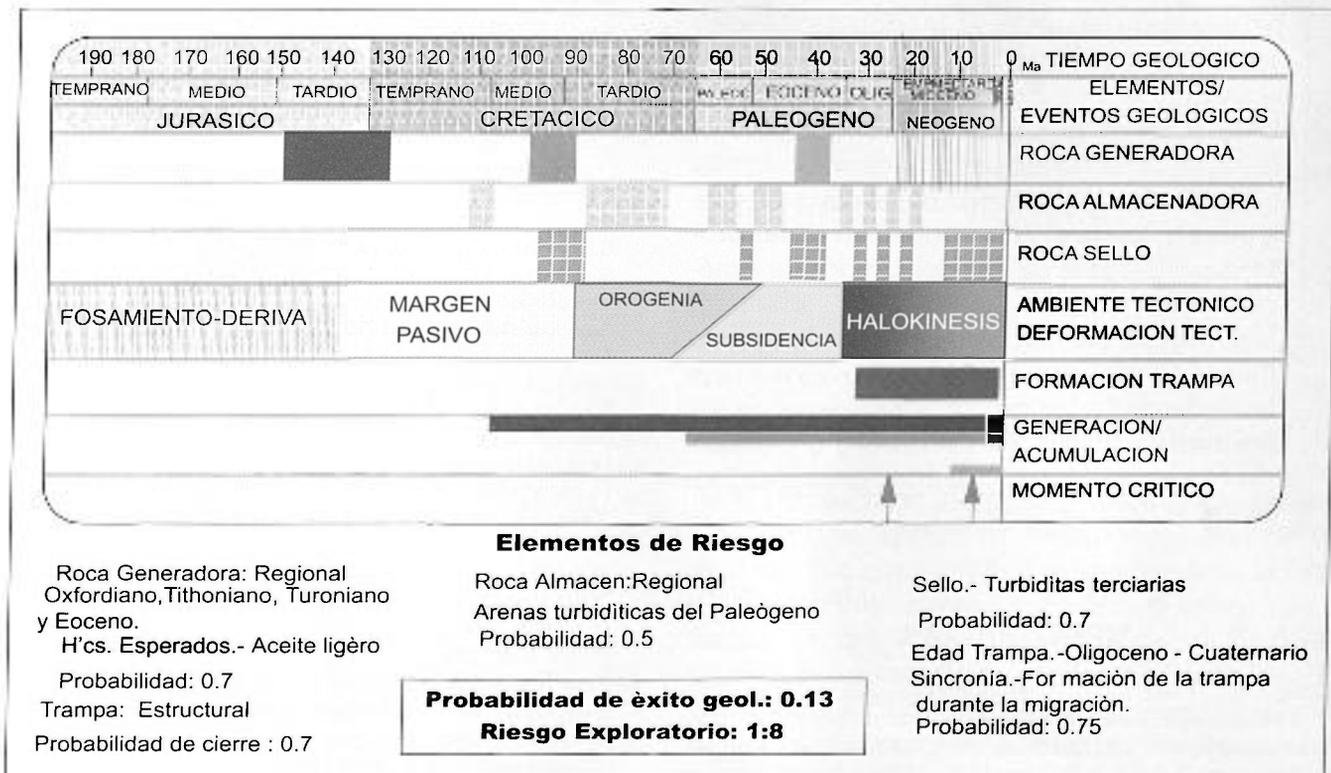


Figura 14.- Gráfica de sincronización de elementos de los sistemas petroleros en el área del Anticlinal PEP.

CONCLUSIONES

- En aguas profundas de la ZEE de México se encuentra la prolongación sur del CPP, que es una provincia geológica donde existen grandes trampas potenciales de hidrocarburos.
- La edad principal de la deformación fue el Oligoceno Tardío-Mioceno Temprano y está relacionada a ampollamiento salino profundo.
- En México, existen anticlinales del CPP amplios, de gran longitud, en su eje mayor y cierre alto, que se constituyen como trampas mayores de hidrocarburos.
- Existen horizontes potencialmente generadores y las emanaciones de hidrocarburos identificadas mediante el muestreo evidencian que han madurado y migrado hacia las trampas.
- Las vías de migración pueden ser fracturas asociadas con el ascenso de la sal y que afectan, principalmente, a los núcleos anticlinales.
- La sedimentación pelágica y hemipelágica presente durante la mayor parte de la historia geológica del área permite pronosticar la presencia de sellos eficientes.
- Existe sincronía de los elementos del sistema petrolero de acuerdo al modelado de subsidencia y termicidad que se ha efectuado en el área
- El área cobra un carácter estratégico para el país, por el descubrimiento de petróleo en dos perforaciones en la misma provincia geológica a unos kilómetros de la frontera en aguas profundas de la ZEE de Estados Unidos de América.
- Los estudios previos permiten postular, por lo menos, tres sistemas petroleros, basados en tres unidades potencialmente generadoras en los horizontes Challenger, Campeche y Cordilleras Mexicanas Inferior y la roca almacenadora probada del Paleógeno.

REFERENCIAS

- Bertagne, A.J., 1980. Seismic Stratigraphy Investigation, Western Gulf of Mexico. M.A. Thesis. The University of Texas, Austin Tx.
- Blickwede, J.F., and T.A. Queffelec, 1988. Perdido Foldbelt: a New Deep-water Frontier, in Western Gulf of Mexico (abs.): *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 72, p.163.
- Buffler, R.T., and Sawyer, D.S., 1985. Distribution of Crust and Early History, Gulf of Mexico Basin: *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, v. 35, pp. 333-334.
- Cline, J.D., and Lacerda, C.P., 1987. Alaminos Canyon Geochemical Survey, Work by Geochemistry Staff Texas A. and M. University.
- Feng, J., 1995. Post Mid-Cretaceous Seismic Stratigraphy and Depositional History Deep Gulf of Mexico. (Ph. D. Dissertation): Austin, Texas, University of Texas at Austin, p. 253.
- Feng, J., and Buffler, R.T., 1991. Preliminary Age Determinations for New Deep Gulf of Mexico Basin Seismic Sequences. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, v. 41, pp. 283-289.
- Fiduk, P.E.; Weimer, P.; Trudgill, B.D.; Rowan, M.G.; Gale, J.C.; Phair, R.L.; Korn, B.E.; Roberts, G.R.; Gafford, W.T.; Lowe, R.S. y Queffelec, T.A., 1999. The Perdido Fold Belt, Northwestern Deep Gulf of Mexico, Part 2: Seismic Stratigraphy and Petroleum Systems. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 8, pp. 3-4.
- Footo, R.Q., Martin, R.G. and Powers, R.B., 1983. Oil and Gas Potential of the Maritime Boundary Region of Central Gulf of Mexico: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*.
- Galloway, E.W., Ganey-Cury, P.E.; Li, X. y Buffler, R.T., 2000. Cenozoic Depositional History of the Gulf of México Basin. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 8, pp. 1-4.
- Kennicutt, M.C.; McDonald, T.J.; Comet, P.A.; Denoux, G.J. and Brooks, J.M., 1992 The Origins of Petroleum in the Northern Gulf of Mexico: *Geochimica et Cosmochimica Acta*, v. 56, pp.1256-1280.
- Ladd, J.W., 1976. Deep Seismic Reflection Results from the Gulf of Mexico *Gelogy*, v. 4, pp. 365-368.
- Magoon, L.B., 1988. The Petroleum System a Classification Scheme for Research, Exploration, and Resource Assessment in L.B. Magoon, ed., *Petroleum Systems of the United States: U.S. Geological Survey Bulletin*, v. 1870, pp. 2-15.
- Mount, V.S., 1989. Seismic Structural Analysis of the Deep-Water Perdido Fold Belt, Alaminos Canyon, Northwest Gulf of Mexico, Master D. Thesis. Department of Geological and Geophysical Sciences Princeton University, Princeton, N.J, 08544, U.S.A.
- Reed, C. and Brian, S., 1996. Baha Prospect (Offshore Gulf of Mexico) New World Record for Deep Water Drilling. U.S. Department of the Interior Minerals Management Service Gulf of Mexico (OCS) Region.
- Shaub, F.J.; Buffler, R.T. and Parson, J.G., 1984. Seismic Stratigraphic Framework Deep Central Gulf of Mexico Basin: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 68, pp.1790-1802.
- Trudgill, B.D.; Rowan, M.G.; Fiduk, J.C.; Weimer, P.; Gale, P.E.; Korn, B.E.; Phair, R.L.; Gafford, W.T.; Dischinger, J.B.; Roberts, G.R. and Dobbs, S.W., 1999. The Perdido Fold Belt, Northwestern Deep Gulf of Mexico, Part 2: Seismic Stratigraphy and Petroleum Systems. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 8, pp. 3-1.
- Trudgill, B.D.; Rowan, M.G.; Weimer, P.; Fiduk, J.C.; Gale, P.E.; Korn, B.E.; Phair, R.L.; Gafford, W.T.; Dischinger, J.B.; Roberts, G.R. and Henage, L.F., 1995. The Geological Evolution and Petroleum Potential of the Deep Water Perdido Foldbelt, Alaminos Canyon, Northwestern Deep Gulf of Mexico, C.J. and M.R. Byrnes, eds., *Transactions of the 45th Annual Convention: Gulf Coast Association of Geological Societies*, Baton Rouge, Louisiana. Watkins, J.S., et al., 1976. Southern Gulf of Mexico, East-West Section from Tamaulipas Shelf to Campeche Scarp: AAPG Seismic Sec. Num. 1, horizontal scale (approx.) 4 km; 1 in. Vertical scale (approx.) 1 ¼ in./sec travel time.
- Watkins, J.S.; Laad, J.N.; Buffler, R.T.; Shaub, F.J.; Houston, M.H. and Worzel, J.L., 1978. Occurrence and Evolution of Saltin Deep Gulf of Mexico, in Framework, Facies, and Oil Trapping Characteristics of the Upper Continental Margin. Edited by Arnold H. Bouma, George T. Moore, and James M. Coleman.
- Watkins, J.S., and Buffler, R.T., 1996. Gulf of Mexico Deepwater Frontier Exploration Potential *Transactions of the Gulf Coast Association of Geological Societies*, v. 46.