



Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería
División de Estudios de Postgrado

**“Análisis de la distribución geológica y
expectativas petroleras de la Formación
Tamabra”**

Tesis

Para obtener el grado de:

Maestro en Ingeniería

(Exploración de recursos energéticos del subsuelo)

Presenta:

Mario Alfredo Marx Rojano

Director de tesis:

Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo



Ciudad Universitaria

México, D.F. 2010



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

Dr. Joaquín Eduardo Aguayo Camargo, por su dirección y consejos en el desarrollo de este trabajo de tesis

Ing. Felipe Jaime Leon Islas, quien sin su desinteresada ayuda tanto en las correcciones e ideas aportadas para el buen término de este trabajo de tesis, así como en el apoyo para los trámites requeridos, no hubiese sido posible la cristalización de mis esfuerzos

M. en I. Alfredo Fausto Treviño Rodríguez, aportando excelentes ideas en la etapa inicial de este trabajo

M. en C. Noel Holguin Quiñones, por su decidido apoyo en la corrección del manuscrito y oportunos comentarios que enriquecieron esta investigación

Ing. Miguel Juarez Casa, colaborando y dándome las facilidades para la obtención de información

Dr. Martin Cárdenas Soto, quien muy amablemente me apoyo para resaltar los aspectos importantes de este trabajo

Dr. Efrain Mendez Hernández, contribuyendo con excelentes observaciones y correcciones las cuales aportaron una sensible mejoría a este trabajo de tesis

Ing. Jose Luis Argueta Gonzalez por el relevante y oportuno apoyo en la aportación y preparación de información medular presentada en este trabajo

A mí querida Familia, quienes han sido el motivo de mis esfuerzos

A Petróleos Mexicanos (Pemex Exploración y Producción) por haberme dado las facilidades para realizar los estudios de maestría

A la Universidad Nacional Autónoma de México

A todo el personal de la División de Estudios de Postgrado de la F.I. y a la Facultad de Ingeniería

Contenido	Pág.
Resumen	
Capítulo I Generalidades	
a) Introducción	1
b) Planteamiento del problema	2
c) Objetivo	2
d) Hipótesis	2
e) Localización del área	2
f) Método de trabajo	4
f.1) Selección del material	4
f.2) Base de datos	4
f.3) Método de trabajo y organización	5
g) Antecedentes geológico-petroleros de la cuenca Tampico-Misantla	6
Capítulo II Geología regional	7
a) Evolución tectónica regional de la cuenca Tampico-Misantla	7
b) Estratigrafía	14
c) Tipo de cuenca	20
Capítulo III Génesis de la Formación Tamabra	21
a) Morfología y tipos de talud	21
b) Modelo Sedimentario del sistema El Abra-Tamabra	25
c) Estratigrafía de la Formación Tamabra	28
d) Tipos de rocas	29
Capítulo IV Relevancia petrolera de la Formación Tamabra	32
a) Sistema petrolero	32
b) Campos petroleros	37
Capítulo V Variaciones en el sistema El Abra-Tamabra	38
a) Tipo de talud y morfología	38
b) Estratigráficas y sedimentológicas	50
c) Estructurales	50
d) Facies sísmicas	53
e) Distribución	56
Capítulo VI Expectativas petroleras de la Formación Tamabra	56
a) Área terrestre	56
b) Área marina	57



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

	Pág.
Capítulo VII Conclusiones y recomendaciones	62
a) Conclusiones	62
b) Recomendaciones	63
Capítulo VIII Bibliografía	

Resumen

La relevancia petrolera de las rocas mesozoicas Formación Tamabra, se debe al gran número de campos petroleros existentes en la porción terrestre de la Cuenca Tampico-Misantla. Los esfuerzos de Pemex por incrementar sus reservas han promovido la realización de estudios exploratorios de diferentes disciplinas en la plataforma continental del Golfo de México, con el objetivo de descubrir, desarrollar, e identificar extensiones de yacimiento de los campos existentes en la “Faja de Oro” marina y descubrir campos en los desarrollos carbonatados de la misma Formación Tamabra, así como registrar nuevas oportunidades exploratorias en las rocas del Terciario.

Durante el Albiano-Cenomaniano (Cretácico Medio), se depositaron las formaciones El Abra y Tamabra. La primera de estas, cuenta con facies de borde arrecifal, las cuales sufrieron denudación por el efecto del oleaje aportando hacia el talud flujos de escombros y/o detritos así como flujos turbidíticos de rocas carbonatadas, las cuales constituyen a las rocas almacenadoras de los yacimientos de los campos de la Formación Tamabra, los cuales no presentan análogo alguno a nivel mundial y de ahí la importancia de realizar estudios de este tipo.

Mediante un análisis integral de la información geológica y geofísica se identificó la necesidad de contar con modelos geológicos detallados, con los cuales se pueda identificar la presencia, distribución y desarrollo de la Formación Tamabra en la porción marina de la “Faja de Oro”, para así entonces reflexionar sobre sus expectativas petroleras.

En el presente trabajo de tesis se reconstruye la evolución geológica del borde de la plataforma Tuxpan-Tecolutla, para interpretar la presencia, distribución, facies sedimentarias y comportamiento estructural de la Formación Tamabra, en el sector marino (plataforma continental).

Los taludes en rocas carbonatadas, comprenden una variedad de ambientes, los cuales pasan de ambientes marinos someros a marinos profundos. La forma, orientación, tamaño y facies de las rocas carbonatadas en los taludes, están relacionados a una variedad de factores intrínsecos y extrínsecos.

Con la integración de la información geológica-geofísica se logró conocer, a todo lo largo de la plataforma de “Tuxpan-Tecolutla”, las variaciones en el desarrollo del borde de la Formación El Abra, y así entonces, se comprobó la estrecha relación, con el posible desarrollo, de la Formación Tamabra.

Mediante este análisis, se demostró que el estilo estructural del sistema El Abra-Tamabra, está relacionado directamente con la morfología y tipo de talud del sistema y que, el basamento bajo el cual se desarrolló la “Faja de Oro” y el localizado en su periferia, promovió que a lo largo de esa área, se presentaran diferencias estructurales.

A la fecha, todos los campos productores en la Formación Tamabra, se ubican en la porción terrestre, mientras que en el área marina, apenas se han



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

perforado, sin producción, dos pozos con este objetivo. En éstos, se observaron ligeras impregnaciones de aceite ligero, sin embargo, los valores de porosidad son bajos en comparación con los encontrados en los campos terrestres.

Una de las grandes diferencias entre los sectores terrestre y marino es la morfología y tipo de talud, mientras que en el primero se presenta una sola pendiente (talud), con ángulos relativamente bajos e inclusive en ocasiones inverso, en el área marina, se presentan ángulos mayores que en los presentes en tierra. La profundidad a la que se encuentra la cima de la Formación Tamabra, en el área terrestre es de alrededor de 2,200 mbnt, mientras que en el área marina, en promedio es de 5,000 mbmr.

Se reconoce que la Formación Tamabra se encuentra distribuida a lo largo de toda la periferia de la "Faja de Oro", sin embargo, por la escasa presencia de crecimientos arrecifales en el sector marino, podría verse limitada su extensa distribución y depósito de espesores similares a los presentes en tierra, por tal motivo, se considera conveniente reconstruir para la porción marina la evolución geológica de la columna estratigráfica desde el jurásico temprano y sobretodo de las condiciones geológicas durante el desarrollo del borde arrecifal.

Por otra parte, para pronosticar las características de la formación objetivo, tales como su heterogeneidad debida a los procesos diagenéticos, es conveniente aplicar atributos espectrales (frecuenciales) y métodos estocásticos con los cuales se pueda predecir, la calidad de la roca almacén y presencia de fluidos.

Capítulo I. Generalidades

a) Introducción

La Formación Tamabra, es un *play* establecido, muy importante por el número de campos petroleros existentes en la porción terrestre del alineamiento Tamabra relacionado con la “Faja de Oro”, por el tipo de aceite, volumen original de aceite en sitio y reservas remanentes a enero 2009.

Los campos: Tres Hermanos y Poza Rica, son los de mayor dimensión destacándose por mucho el segundo de éstos.

La Formación Tamabra se depositó durante el Albiano-Cenomaniano (Cretácico Medio), gracias al desarrollo arrecifal de la Formación El Abra, la cual constituye el borde de la plataforma “Tuxpan-Tecolutla”. El borde arrecifal, sufrió denudación por el efecto del oleaje, aportando hacia el talud, flujos de escombros y/o detritos, así como flujos turbidíticos de rocas carbonatadas, las cuales constituyen las rocas almacenadoras de los yacimientos de los campos de la Formación Tamabra.

En la planicie costera del Golfo de México se cuenta con un gran número de líneas sísmicas 2D de diferentes etapas de adquisición, con esta sísmica, se descubrieron y desarrollaron la mayoría de los campos existentes en el alineamiento Tamabra terrestre. En esta área, recientemente se adquirieron dos cubos sísmicos, con esta información, se ha podido además, visualizar la distribución y características sísmicas de la formación objetivo.

En la plataforma continental del Golfo de México, se han adquirido varios cubos sísmicos con el objetivo de descubrir, desarrollar, e identificar extensiones de yacimiento de los campos existentes en la “Faja de Oro” marina y descubrir campos en los desarrollos carbonatados de la Formación Tamabra, así como identificar oportunidades exploratorias en las rocas del Terciario.

Las perforaciones programadas a la fecha para descubrir en el área marina yacimientos en la Formación Tamabra, no han tenido éxito, y en algunos casos se ha encontrado con espesores relativamente más delgados (a los presentes en tierra), compactos y sobreyaciendo al basamento cristalino.

Las interpretaciones sísmicas definen difusamente la distribución y desarrollo de la formación objetivo, por tal razón y tomando como análogos los campos terrestres, en este trabajo de tesis, se realiza el análisis de la presencia, distribución y desarrollo de la Formación Tamabra en la parte marina de la “Faja de Oro”.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

b) Planteamiento del problema

Por medio de un íntegro análisis de la información geológica y geofísica, se define la necesidad de contar con modelos geológicos detallados, con los cuales se pueda identificar la presencia, distribución y desarrollo para reflexionar acerca las expectativas petroleras de la Formación Tamabra, en la porción marina de la “Faja de Oro”.

c) Objetivo

Reconstruir la evolución geológica del borde de la plataforma “Tuxpan-Tecolutla”, para interpretar la presencia, distribución, facies sedimentarias y comportamiento estructural de la Formación Tamabra, en el sector marino (plataforma continental) para identificar aéreas de bajo riesgo, y reconocer estructuras potenciales que constituyan trampas de hidrocarburos.

d) Hipótesis

Con la información de los pozos (registros geofísicos, núcleos y muestras de canal) perforados en la porción marina, se podrán conocer las variaciones de espesor, las características litológicas, petrofísicas y saturación de fluidos de la formación objetivo; con la información de los pozos productores en la Formación Tamabra terrestre, se podrán hacer analogías con los pozos perforados en el área marina.

Con la información sísmica 3D de los campos terrestres, se tendrá la oportunidad de conocer las características del yacimiento Tamabra y con esta información se conocerán las facies sísmicas y patrones geométricos internos y comportamiento estructural de la Tamabra; lo cual servirá para buscar en los cubos sísmicos marinos, condiciones similares o correspondientes.

Con la integración de estos tipos de información, se podrá conocer a todo lo largo de la plataforma de “Tuxpan-Tecolutla”, las variaciones en el desarrollo de su borde, y así entonces, se podría comprobar si existe una estrecha relación, entre el tipo de evolución del borde y el desarrollo favorable o no, de la Formación Tamabra, de ser así, se obtendría una mejor visión de la ubicación de los mejores desarrollos de la Tamabra.

e) Localización del área

El área de estudio (Figura 1.1), incluye todo el desarrollo del alineamiento Tamabra, geológicamente se encuentra en la Cuenca Tampico-Misantla, mientras que fisiográficamente, se ubica en la planicie costera y plataforma continental del Golfo de México. Como referencia, al Norte, se localiza la población de Tamiahua, Ver., y al Sur la población de Tecolutla, Ver., y se encuentra delimitada entre las siguientes coordenadas:

	X	Y
A)	606260.80	2320891.10
B)	619032.30	2398100.30
C)	700014.90	2398100.30
D)	749649.30	2266902.70
E)	673671.20	2233813.10

La batimetría del área marina en donde se perforarían los pozos exploratorios en busca de acumulaciones de hidrocarburos en la fracción marina de la Formación Tamabra, fluctúa entre los 40 y 70 m de profundidad.

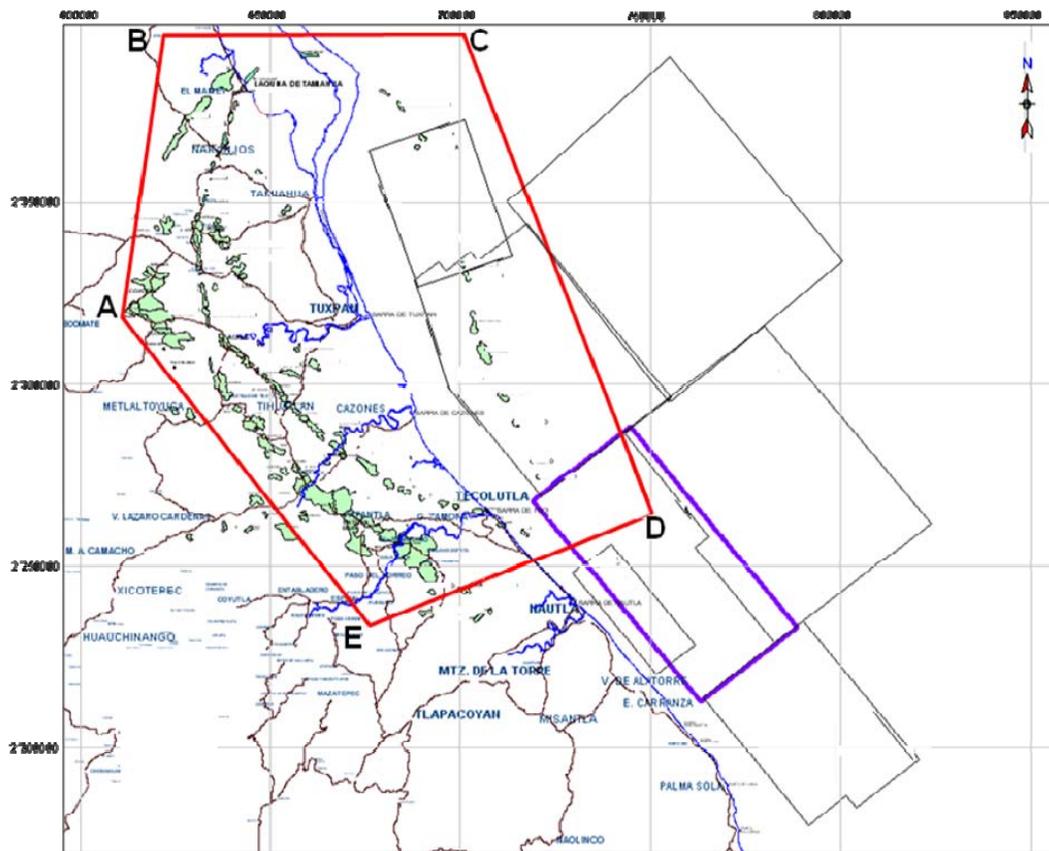


Figura 1. 1. Ubicación del área de estudio, en la parte terrestre se encuentra el alineamiento de campos productores en las formaciones El Abra y Tamabra. Para la Formación El Abra, se incluyen los campos marinos y para la Tamabra los terrestres serían los análogos a los esperados a descubrir. (Pemex inédito 2006).

f) Método de trabajo

f.1) Selección del material

Para realizar este trabajo de tesis se contó con la siguiente información:

- 1900 pozos exploratorios y desarrollo de los campos terrestres productores en las formaciones El Abra y Tamabra; esta información es extensa, por lo que, se decidió enfocarse a los pozos más relevantes para el desarrollo de este trabajo de tesis
- 1,250 juegos completos de registros geofísicos de pozo
- 50 núcleos estudiados petrográfica y petrofísicamente
- 633,500 Km sísmica 2D
- 8,000 Km² sísmica 3D (6 cubos)
- Numerosos estudios de diferentes disciplinas geológicas, geofísicas (incluyendo métodos potenciales) y de ingeniería de yacimientos, así como de estudios de caracterización de yacimientos elaborados por personal de Pemex, como por compañías contratistas y de investigación externas.
Figuras 1.1 y 1.2.

f.2) Base de datos

Para la ejecución de este trabajo de tesis, se selecciono de las diferentes bases de datos de Petróleos Mexicanos la información más apropiada para esta investigación. Por cada una de las disciplinas involucradas (geología, geofísica e ingeniería) se busco y selecciono la información más actualizada y para el caso de la información sísmica y registros de pozos, los de mayor resolución y calidad; de la información de ingeniería se investigo cual era la información validada.

Para el desarrollo de este trabajo de tesis, propiamente no se elaboro una base de datos, pues se utilizo la información de los Activos de PEP Región Norte.

f.3) Método de trabajo y organización

El método de trabajo empleado en el desarrollo de esta investigación, se ejemplifica en el siguiente diagrama de flujo:

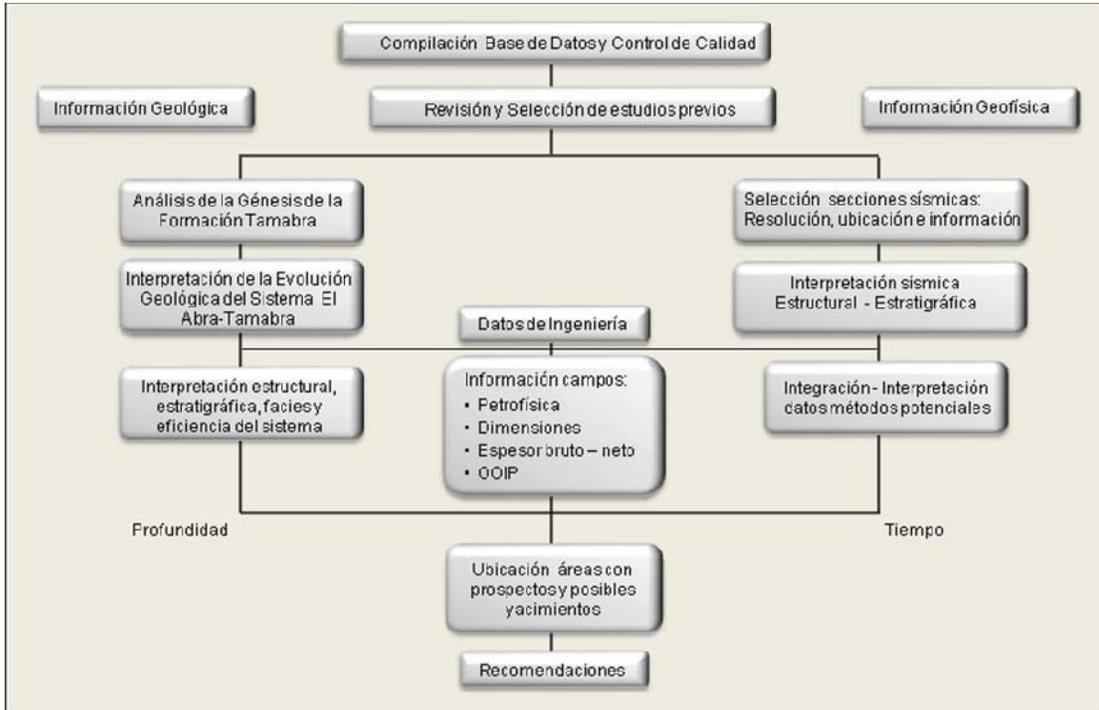


Diagrama de flujo del método utilizado en este trabajo de tesis.

La organización de este trabajo de tesis, fue en siete capítulos distribuidos de la siguiente forma:

En el primer capítulo se describen las generalidades, resaltando el planteamiento del problema, el objetivo y la hipótesis.

La geología regional se trata en el capítulo dos, en este, se describe la evolución tectónica del Este de México y del Golfo de México, la estratigrafía de la Cuenca Tampico-Misantla y se clasifica el tipo de cuenca.

El inicio de este trabajo de tesis, es en el capítulo tres, en este se expone la documentación e interpretación de la génesis de la Formación Tamabra, aquí se describe la morfología y tipos de talud en rocas carbonatadas, las variables de los factores que se deben dar para el desarrollo de los sedimentos de talud, el modelo sedimentario del aquí denominado sistema El Abra-Tamabra, la estratigrafía de la Formación Tamabra en el campo Poza Rica el cual es el yacimiento más importante de esta formación y los tipos de roca que la constituyen.

En el cuarto capítulo, se detalla la relevancia petrolera de la Formación Tamabra, describiendo el sistema petrolero al cual pertenece y la importancia y variedad de las características petrofísicas de la roca almacén, de algunos

campos, así como una relación de campos en los cuales se muestran el tipo de yacimiento, dimensiones entre otros datos, lo cual es una base para documentar los análogos de las oportunidades exploratorias.

Las variaciones en el sistema El Abra-Tamabra, como la morfología y tipo de talud, estratigráficas, sedimentológicas, estructurales, facies sísmicas y distribución a lo largo de la periferia de la “Faja de Oro”, se tratan en el quinto capítulo.

Finalmente en el capítulo siete, se concluye y se aportan algunas recomendaciones tanto para el área terrestre como marina.

g) Antecedentes geológico-petroleros de la Cuenca Tampico-Misantla.

La historia petrolera de la Cuenca Tampico-Misantla, es extensa e incluye un variado número de estratos geológicos productores de hidrocarburos, entre éstos se encuentra el Cretácico Medio, edad en la que se ubican los campos de la “Faja de Oro” y franja Tamabra. Su historia se remonta a la parte final e inicios de los siglos XIX y XX, tiempo en el cual las compañías extranjeras se encontraban en nuestro país realizando intensas campañas exploratorias, las cuales tenían como criterio principal la identificación y ubicación de chapopoterías. Con ese criterio se descubrieron la mayoría de los campos de la antigua “Faja de Oro” (al Norte del Río Tuxpan), posteriormente, Petróleos Mexicanos utilizando principalmente sísmica analógica 2D y métodos potenciales, descubrió la “nueva” “Faja de Oro” (Sur Río Tuxpan) y su extensión marina.

El descubrimiento del campo Poza Rica en los años 30’s, dio lugar a que se intensificara en los años 40’s, la prospección mediante la aplicación intensiva de métodos potenciales y sísmica bidimensional en la búsqueda de campos geológicamente similares, lo cual dio como resultado el descubrimiento de los campos del alineamiento Tamabra.

En la Cuenca Tampico-Misantla se han llevado a cabo un sin número de estudios exploratorios de diferentes generaciones y recientemente se adquirieron cubos sísmicos con objetivos Mesozoicos y Terciarios.

En este estudio se cuenta con un sin número de trabajos inéditos desarrollados por Pemex, con diferentes disciplinas; entre los cuales se destacan los informes de los pozos exploratorios y de desarrollo; estudios estratigráficos-sedimentológicos; estudios de interpretación geológico-geofísicos; varios prospectos sísmicos 2 y 3D, tanto terrestres como marinos; métodos potenciales (gravimétricos y magnetométricos), entre otros, además de aquellos realizado por el IMP para Pemex, así como de compañías y universidades extranjeras, dentro de los cuales se destacan el reciente estudio de Caracterización Estática del Campo Poza Rica, realizado por el BEG de la Universidad de Texas y el Estudio Integral de Yacimientos del mismo campo.



Figura 1.2. Se muestra la ubicación de los cubos sísmicos marinos, los cuales apoyaron a la interpretación sísmica de la distribución de la Formación Tamabra, en la "Faja de Oro" marina, así como el alineamiento Tamabra terrestre. La información de todos los campos productores en rocas del Albiano-Cenomaniano es la base para desarrollar este trabajo de tesis. (Pemex inédito 2006).

Capítulo II. Geología regional

a) Evolución tectónica regional del la cuenca Tampico-Misantla

El Golfo de México está ampliamente considerado como un ejemplo de margen divergente mesozoica, de una cuenca formada por la ruptura continental durante la separación de la Pangea, seguida por rompimiento, expansión del fondo oceánico y por el desplazamiento de varias placas tectónicas en vías de enfriamiento y subsidencia térmica (Ball y Garrison, 1969; Walper y Rowett, 1972; Dickinson y Coney, 1980; Pigler, 1981; Pindell y Dewey, 1982; Anderson y Schmidt, 1983; Buffler y Sawyer, 1985; Pindell, 1985; Salvador, 1967; Pindell et. al., 1988; Rosz y Scotese, 1988).



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Tectónicamente, se pueden diferenciar 4 distintos períodos tectónicos: Constitución de la Pangea, "rift", "drift", margen pasiva y antifosa (Fig. 2.1).

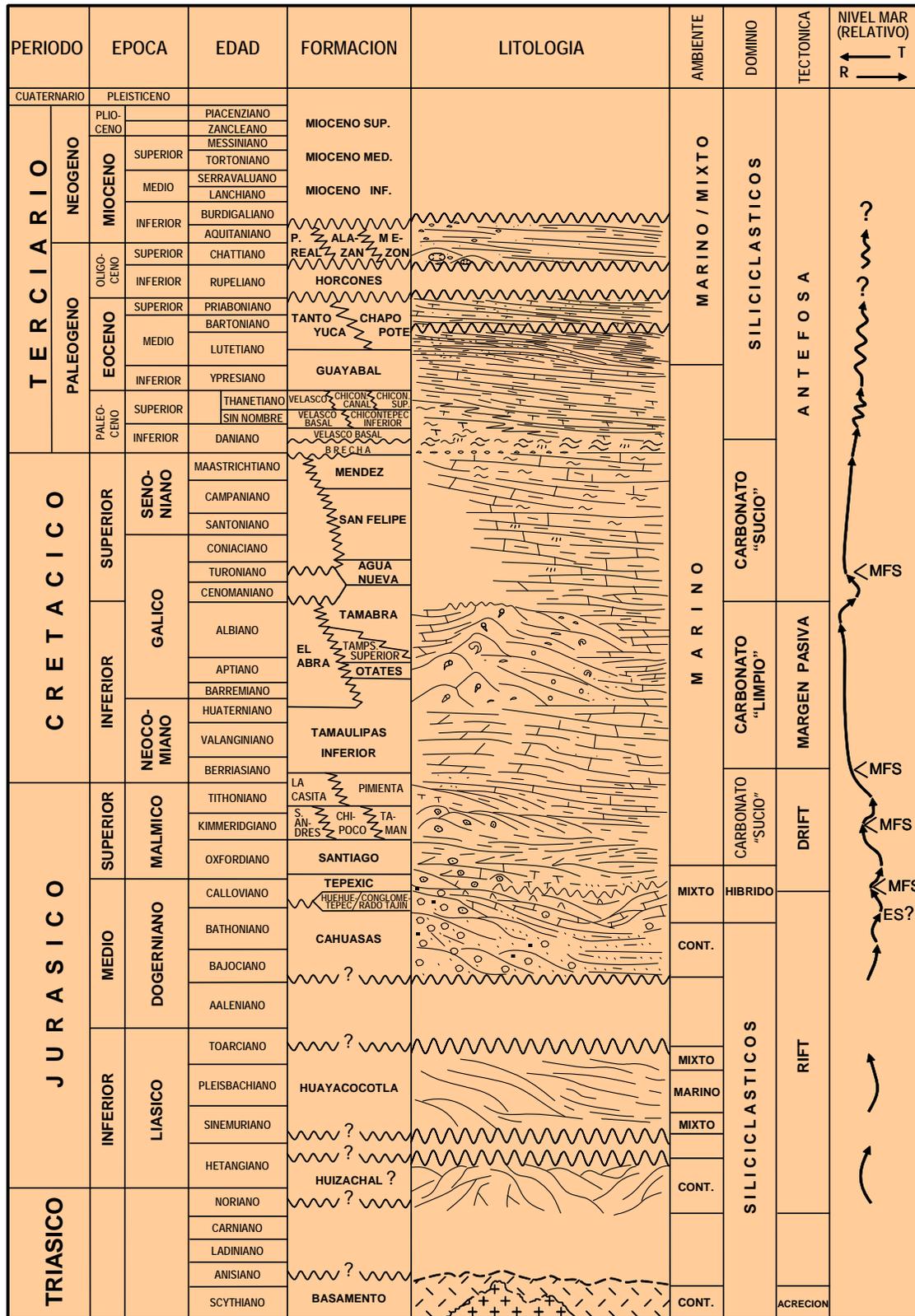


Figura 2.1. Columna geológica esquemática de la cuenca Tampico-Misantla. (A. Marx, 1989).

Durante el primer período, el patrón estructural de los bloques del basamento que influenciaron posteriormente en la estratigrafía del Mesozoico del este y noreste de México; refleja grandemente los efectos de la sutura Maratón-Ouachita del Paleozoico Tardío, (Mississípico Tardío-Pérmico Temprano) entre las placas de Norte América, Sudamérica y Yucatán (Salvador y Green, 1980; Pindell y Dewey, 1983). Esta convergencia orogénica se logró con el cierre completo del océano durante la colisión de continente-continente y donde Yucatán ocupaba el hueco existente entre Norte América, localizada hacia el norte y occidente, y Sudamérica en el sur. La placa de Yucatán, jugó un papel crítico en la evolución del este y noreste de México. Su posición de giro pre-apertura al lado de Texas y Louisiana, como Pindell y Dewey (1982) y Pindell (1985) lo describen, y con esto se permite el cierre total del océano y la presencia del saliente de Ouachita.

La clave para entender el emplazamiento tectónico de México, a su posición actual, lo proporciona la presencia de una o más fallas transformantes intra-continenciales atravesando México con rumbo NW-SE. La discontinuidad Mojave-Sonora (megacizalla o “megashear”) de Anderson y Schmidt (1983) a lo largo de la parte sur del bloque de Coahuila (Figuras 2.2 y 2.3). Otras posibles expresiones estructurales incluyen el Lineamiento del Río Grande, paralelo a la Megacizalla Mojave-Sonora (Figura 2.3), y la Faja Volcánica Transmexicana (con rumbo WNW-ESE), localizada al sur de la Megacizalla Mojave-Sonora y en la parte central de México (Pindell y Dewey, 1985; Anderson y Schmidt, 1983).

Movimientos laterales sinistral a lo largo de estas zonas con desplazamientos de varios cientos de kilómetros durante la ruptura continental del Triásico Tardío al Jurásico Superior, permitieron que los bloques de la cordillera de México se desplazaran con América del Sur durante la apertura inicial. Se cree que la Megacizalla Mojave-Sonora y la Faja Volcánica Transmexicana fueron límites activos de placa, delineando micro-placas, pertenecientes a México (Anderson y Schmidt, 1983), (Figuras. 2.3, 2.4, 2.5, 2.6, 2.7 y 2.8).

En la etapa de ruptura “rift”, llevada a cabo del Triásico Tardío al Calloviano (Figuras. 2.3, 2.4 y 2.5), antes de la expansión oceánica del golfo, los movimientos relativos de las placas fueron absorbidos por la atenuación de la corteza continental (Pigler, 1981; Pindell, 1985; Buffler y Sawyer, 1985). Las evidencias de un basamento atenuado son en forma de altos estructurales de basamento de distinta composición y también existen grandes depresiones. Varios de estos elementos están y estuvieron limitados por fallas de desplazamiento de rumbo sinistral con excepción de la Falla Tamaulipas-Chiapas que es de movimiento dextral; (Pindell, 1985; Wilson, 1989). De acuerdo a Wilson (1989), estas fallas son del Triásico-Liásico ya que cortan a través del rumbo de deformación y de las intrusiones del Permo-Triásico. Esta deformación probablemente estuvo acompañada con fallamiento normal el cual origino grabens y semi-grabens, los cuales controlaron, a su vez, la distribución de las facies sedimentarias sucesivas.

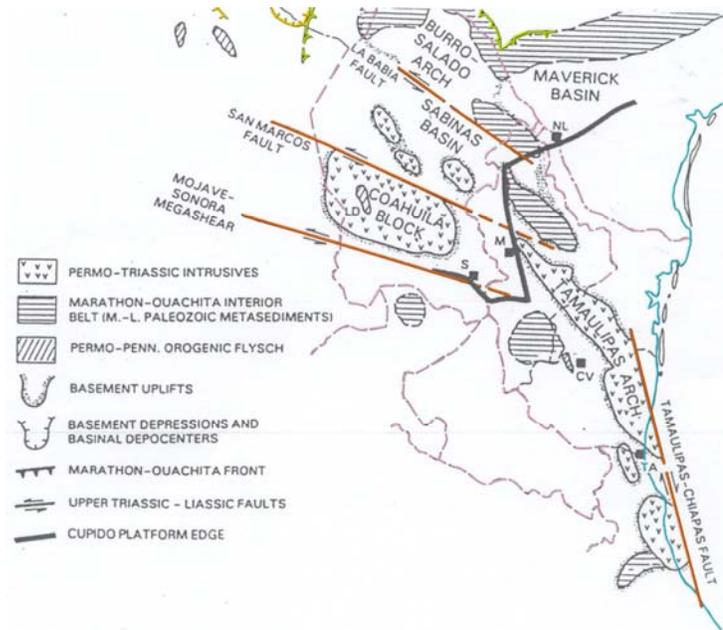


Figura. 2.2. Mapa paleotectónico del noreste de México, ilustrando los rasgos tectónicos más importantes referidos en el texto. Abreviaciones de las ciudades Mexicanas: NL Nuevo Laredo; TA Tampico; CV Ciudad Victoria; S Saltillo; M Monterrey. (Modificado de Wilson, 1989); in Goldhammer, 1993).

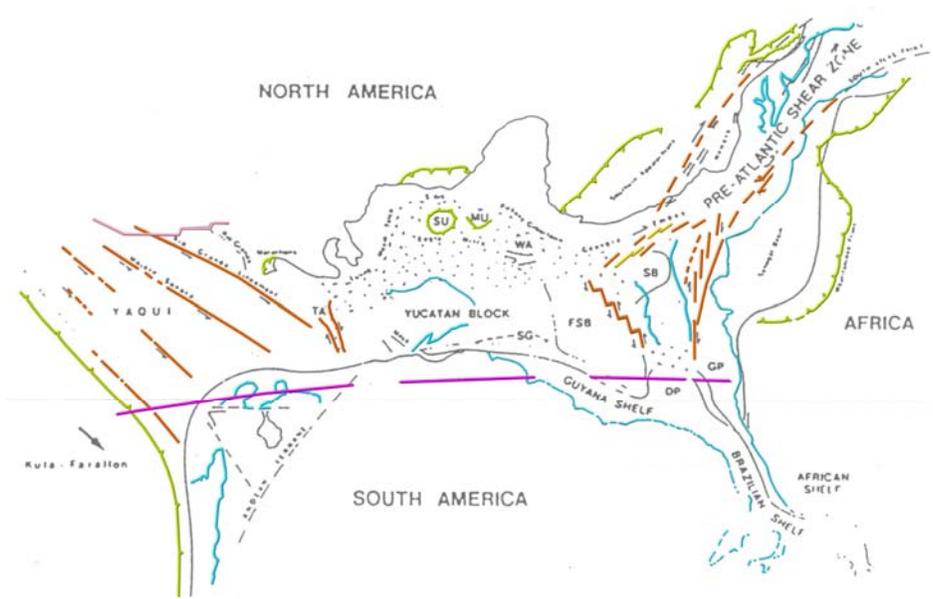


Figura. 2.3. Reconstrucción de placas durante el Triásico Tardío (210Ma) del área del Golfo, marcada por extensión de la corteza vía ruptura continental. Notar la presencia del Lineamiento del Río Grande y el Megashear Mojave-Sonora. Las abreviaciones incluyen: TA Arco de Tamaulipas; SU Alto de Sabinas; WA Alto de Wiggins; MU Alto de Monroe. (Pindell, 1985); In Goldhammer, 1993).

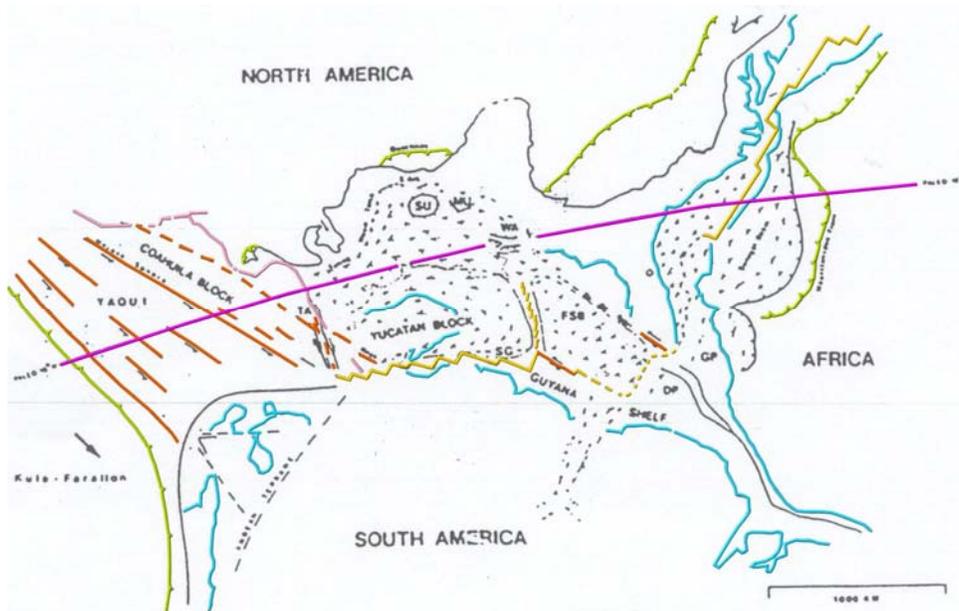


Figura 2.4. Reconstrucción de placas durante el Jurásico Medio Temprano (179 Ma) de la región del Golfo. Note el movimiento de la placa de Yucatán a lo largo de la falla transformante derecha Tamaulipas-Chiapas, y fallas hipotéticas de desplazamiento izquierdo en la placa Yaqui. (Pindell, 1985; in Goldhammer, 1993).

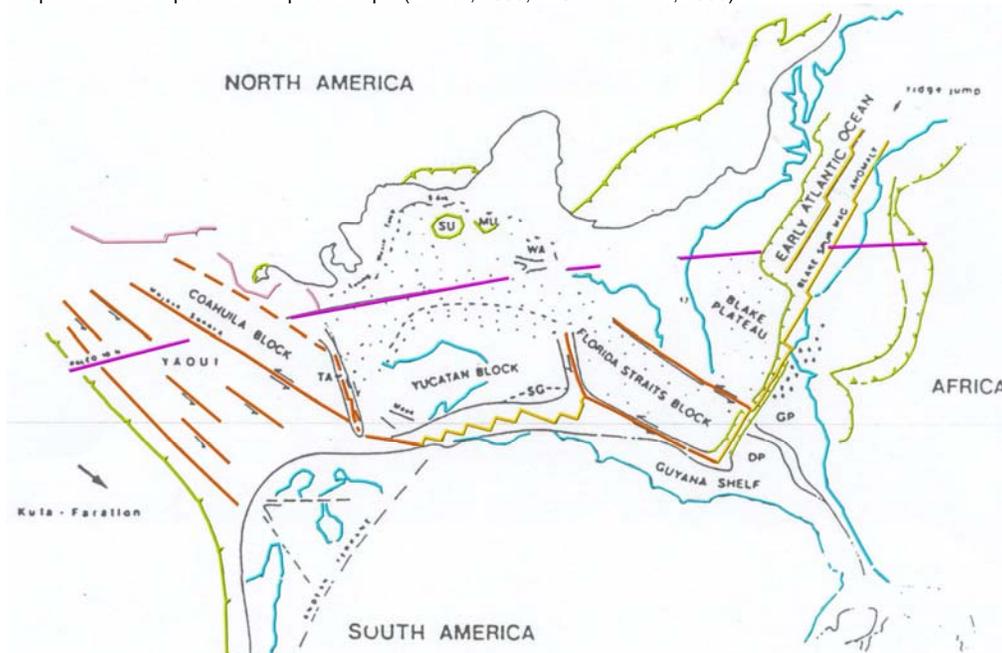


Figura. 2.5. Reconstrucción de placas de la región del golfo durante el Bathoniano (165Ma) (Pindell 1985; in Goldhammer 1993).

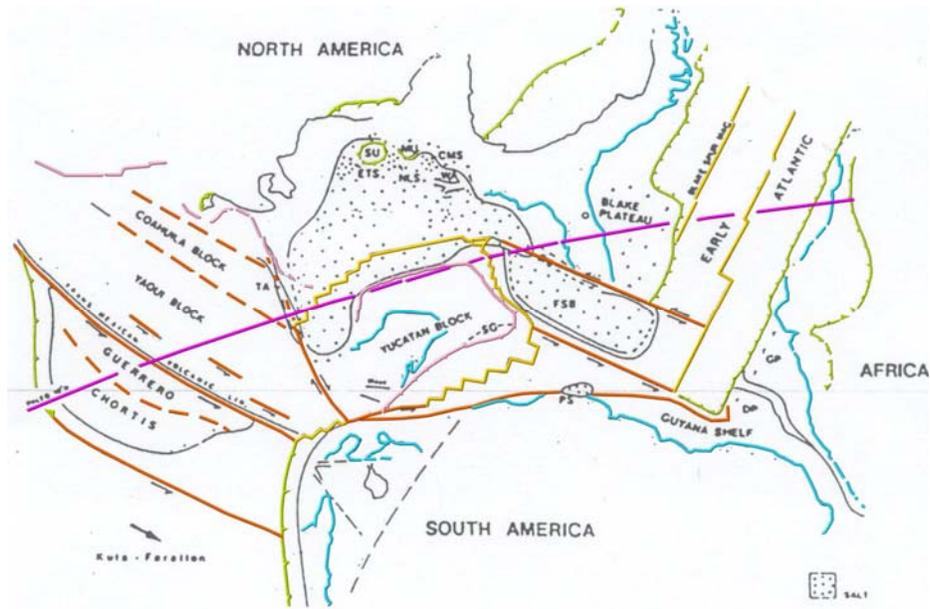


Figura 2.6. Reconstrucción de placas de la región del Golfo durante el Calloviano Tardío al Oxfordiano Temprano (152 Ma). Durante esta época la sal Louann-Minas Viejas, se depositó; crestas se desarrollaron durante la expansión del fondo oceánico; Yucatán emigró esencialmente al sur del arco de Tamaulipas (Pindell 1985; in Goldhammer 1993).

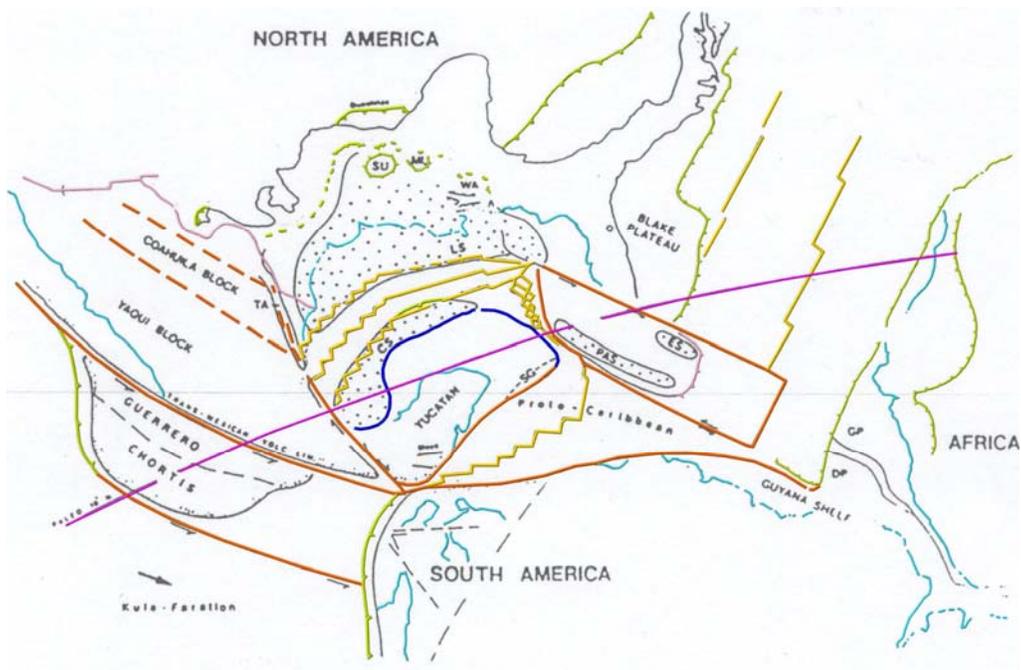


Figura 2.7. Reconstrucción de placas de la región del Golfo durante el Tithoniano (140Ma). La expansión del fondo ha separado los depósitos salinos del Golfo (CS sal de Campeche; LS sal Louann). (Pindell 1985; in Goldhammer 1993).

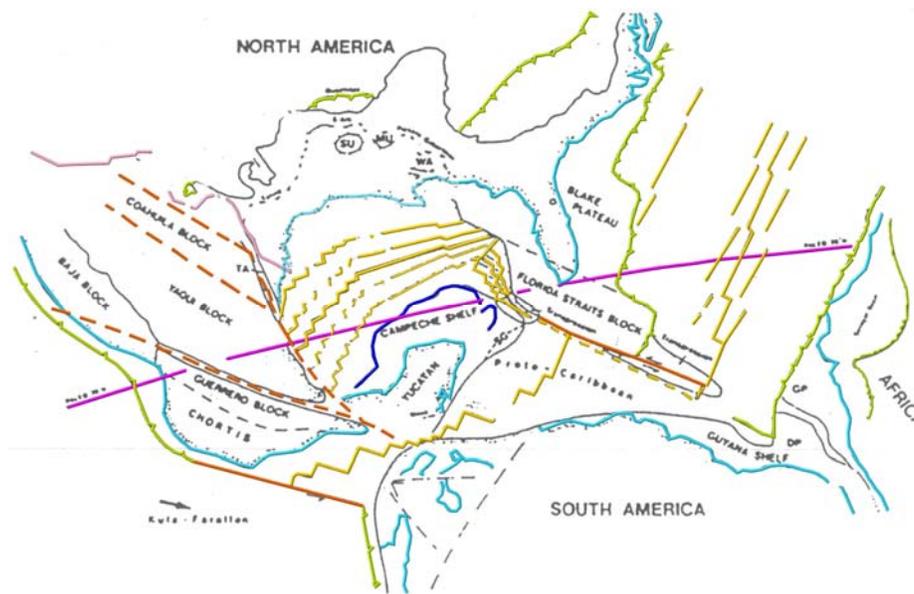


Figura 2.8. Reconstrucción de placas de la región del Golfo durante el Berriasiano (131 Ma). La expansión del fondo oceánico culmina con la formación del Golfo. (Pindell 1985; in Goldhammer 1993).

El fallamiento de los bloques intra-continetales estuvo acompañado principalmente por sedimentación de ruptura continental y actividad ígnea. La etapa de ruptura ("rift") duró hasta el Calloviano Tardío donde análisis de subsidencia restringen la transición del "rift al drift" (deriva) a 150.5 Ma. (según Tabla Cronoestratigráfica de Haq. et. al., 1986).

El mayor movimiento entre las placas empezó al iniciarse el desplazamiento de Yucatán en dirección sur, a lo largo de la falla transformante dextral Tamaulipas-Chiapas (Pindell, 1985); y el movimiento sinistral a lo largo de la Megacizalla Mojave-Sonora, que estuvo activa desde el Bajociano al Calloviano (Anderson y Schmidt, 1983; Pindell, 1985).

En la etapa de la deriva, la expansión del fondo oceánico del Golfo de México se inició durante el Oxfordiano Temprano (Buffler y Sawyer, 1985; Pindell, 1985), al continuar Yucatán con su desplazamiento hacia el sur, alejándose de Norte América. El movimiento a lo largo de la margen occidental de Yucatán fue a lo largo de la falla transformante Tamaulipas-Chiapas (Pindell, 1985). Para el Oxfordiano Temprano, Yucatán se encuentra ya desplazada hasta el extremo meridional de la Falla Tamaulipas-Chiapas. Al cesar el movimiento a lo largo de esta falla, el basamento del Arco de Tamaulipas comenzó a subsidir y finalmente fue cubierto por los carbonatos del Jurásico Superior.

Durante la etapa de la deriva, la expansión del fondo oceánico fue la responsable de la continua separación entre Texas-Louisiana y Yucatán, sin llegar a atenuar más el basamento de las márgenes. La expansión del fondo oceánico en el Golfo de México, cesó durante el Berriasiano (Buffler y Sawyer, 1985; Pindell, 1985), acentuándose la separación entre Norte América y

Sudamérica en el proto-Caribe donde continuó el proceso de expansión oceánica.

En la etapa de enfriamiento, los movimientos horizontales de las placas asociados con la apertura del Golfo de México, cesaron durante el Berriasiano; en esta época, la margen pasiva del este y noreste de México, sufrió un descenso continuo en su movimiento, subsidencia térmica (enfriamiento de la corteza). A lo largo de casi todo éste período, (de 130 a 84 M.a.) se formaron alrededor del Golfo de México, extensas y potentes plataformas carbonatadas.

Los eventos tectónicos del Terciario no se discuten en este trabajo.

b) Estratigrafía

El espesor de rocas sedimentarias depositadas durante la evolución de la Cuenca Tampico-Misantla, puede ser dividido en grandes paquetes litológicos distintivos, los cuales reflejan claramente el régimen tectónico en el que fueron depositados. La columna geológica estudiada, permite identificar 3 grandes períodos tectónico-sedimentarios sucesivos, estos son: "Synrift", Margen Pasiva y Antefosa.

El "Synrift", (Triásico Tardío-Noriano al Jurásico Tardío-Tithoniano), fue la etapa inmediata posterior a la colisión continental que dio origen a la Pangea; la Cuenca Tampico-Misantla, inició su desarrollo por fuerzas distensivas que propiciaron el hundimiento tectónico de la cuenca, dando lugar a la formación de extensas fosas continentales que recibieron grandes cantidades de sedimentos siliciclásticos. La continua deriva continental, permitió la inundación con aguas marinas en las áreas más bajas y limítrofes a los océanos; lo cual dio oportunidad a que se desarrollaran ambientes mixtos, ambientes marinos epicontinentales y ambientes de rampas en plataformas; este período, finalizó con la presencia de la subsidencia térmica regional.

Durante el Jurásico Medio tardío y Jurásico Superior temprano (Bathoniano Tardío-Oxfordiano Temprano), el aporte de sedimentos fue de considerable magnitud y en su parte terminal se depositaron siliciclastos calcáreos y calciclásticos texturalmente finos, con intervalos de limolitas y lutitas calcáreas, carbonatos muy arcillosos, terminando en calizas arcillo-bentoníticas. Cabe señalar que aunque hasta el final de este período se tiene abundancia de bentonitas, a lo largo de todo el "synrift", existe la presencia de éstas.

La evolución litológica muestra como a partir del Bathoniano Tardío el hundimiento de la cuenca fue acompañado por una invasión marina (sistema depositacional transgresivo); la cual fue oscilante dando lugar a un dominio mixto. En ésta etapa la columna estratigráfica presenta una exposición subaérea de corta duración, pero con clara tendencia transgresiva regional, en condiciones totalmente marinas.

Durante la invasión de aguas marinas se desarrollo una amplia gama de ambientes sedimentarios en diferentes áreas de la cuenca, por efecto de subsidencia diferencial de los diferentes bloques del basamento.

En el período de Margen Pasiva (Oxfordiano Medio – Cenomaniano), se generaliza en toda la cuenca una subsidencia térmica, formándose amplias plataformas marinas sobre las que se depositaron potentes espesores de rocas carbonatadas y solo en algunos intervalos estratigráficos, se presentan intercalaciones de arcillas y carbonatos arcillosos; las condiciones oscilatorias relativas del nivel del mar mantuvieron una ligera tendencia transgresiva, lo cual, conjuntamente con el clima, fueron el factor para la sedimentación de 1000 a 1800 m de espesor de rocas carbonatadas, progradacionales-agradacionales de plataforma, borde de plataforma, talud y cuenca. Este período terminó con el arqueamiento de la cuenca debido a los primeros pulsos tectónicos provenientes del oeste por la colisión de la Placa Farallón en la porción más austral del Cratón de Norteamérica.

Durante el período denominado Antefosa del Cretácico Superior-Turoniano al Reciente; (Turoniano–Reciente), las condiciones tectónicas son de inestabilidad; por una parte, la cuenca se arqueó profundizándose, y por otra el levantamiento de la porción occidental, propició la fuerte presencia de sedimentos arcillo-carbonatados y carbonatos arcillosos para finalizar con potentes paquetes de rocas areno-arcillosas calcáreas con escasas intercalaciones de carbonatos arrecifales y conglomerados. La presencia de bentonitas es de regular a abundante en ciertos intervalos sedimentarios, estando siempre presente. La curva relativa del nivel del mar, muestra una tendencia regional regresiva con algunos relevantes pulsos transgresivos (Figura 2.1).

Con estos antecedentes tectónicos, a continuación se describe en forma concisa la estratigrafía regional de la Cuenca Tampico-Misantla, enfocada hacia la región de Poza Rica.

Basamento (*Jacobo, 1989*)

El basamento de la cuenca, está constituido por rocas polimetamórficas con edades de recalentamiento del Pérmico Temprano al Triásico Temprano (276 ± 22 a 223 ± 18 Ma.); intrusionadas por cuerpos graníticos con edades similares y por troncos tonalíticos y dioríticos del Jurásico Temprano (187 ± 11 - 117 ± 14 Ma.) (Jacobo, A.J., 1986)

Formación Huizachal. Triásico (rethiense-hettangiense) (*Carrillo, 1958*)

Esta formación a pesar de no encontrarse en el subsuelo de Poza Rica, sí está ampliamente distribuida en la parte norte de la Cuenca Tampico-Misantla y está constituida por una secuencia arrítmica, en la que predominan las areniscas sobre los conglomerados, lutitas y limolitas, preferentemente de color rojo, existiendo también algo de colores verdes y negros, en una matriz arcillosa y cementadas por óxido ferroso y limonita. Los componentes detríticos de las areniscas y conglomerados son de gneises, esquistos y rocas graníticas, además contienen rocas terrígenas retrabajadas, que probablemente sean derivadas de las rocas paleozoicas, (López, I. M., 1986). Los espesores reportados varían de 850 m a 1850 m, siendo el más delgado de 250 m pero

existen evidencias de erosión. Su base y su cima se encuentran en relación discordante con el basamento y/o rocas paleozoicas y con la Formación Huayacocotla respectivamente.

Formación Huayacocotla. Jurásico Inferior (sinemuriense-toarciense temprano?) (*Erben, 1956*)

Esta formación está integrada por dos miembros: El inferior, constituido por estratos potentes a masivos de lutitas negras carbonosas con amonitas, filitizadas y parcialmente apizarradas y micacíferas, alternando con areniscas cuarzosas de grano fino a medio, gris verdoso y gris oscuro; en la base de este miembro se tienen conglomerados y ortocuarzitas en estratos medios a potentes. El miembro superior, está constituido por areniscas y lutitas de estratificación rítmica delgada de coloración gris verdosa oscura, con abundantes plantas fósiles y en menor proporción, amonitas y bivalvos; hacia su cima se tiene un cuerpo de limolitas arenosas gris y gris verdosas con abundantes plantas. Los espesores observados fluctúan entre los 720 y 850 m, aunque se sabe que esta formación se encuentra muy plegada. Los contactos inferior y superior son discordantes con las formaciones Huizachal y Cahuasas respectivamente.

Formación Cahuasas. Jurásico Medio (bajociense-bathonense tardío) (*Carillo, 1964*)

Litológicamente constituida por grauvacas, lutitas, limolitas, conglomerados, ocasionales horizontes de cuarcitas y aislados paquetes de rocas ígneas extrusivas de composición intermedia; encontrándose con los siguientes colores: café rojizo, rojas, verdes y amarillo ocre. Estas rocas carecen de contenido faunístico y su datación se define en base a su posición estratigráfica; su contacto inferior es discordante con la Formación Huayacocotla y el superior es discordante de muy bajo ángulo, lo que podría indicar una probable transicionalidad con las rocas de las formaciones Huehuetepic y Tepexic. Los espesores observados en superficie y los reportados en subsuelo, varían de 20 m mínimo a 1500 m máximo.

Formación Huehuetepic. Jurásico Medio (bathonense tardío-calloviense temprano) (*Gonzalez, 1970*)

Está integrada por una secuencia de evaporitas (anhidritas y halita), lutitas y limolitas, café rojizo y gris, areniscas de igual color y wackestone-packstone de bioclastos, gris oscuro, observándose ocasionalmente en su base, areniscas de grano medio a conglomeráticas de color gris, café rojizo y gris blanquizco. El espesor promedio cortado por los pozos exploratorios es de 100 m. Se puede considerar que su base es discordante de ángulo muy bajo y su cima es concordante con las formaciones Cahuasas y Tepexic, respectivamente.

Formación Tepexic. Jurásico Medio-Superior (calloviense-oxfordense temprano) (*Erben, 1956; Bonet y Carrillo 1961*)

La Formación Tepexic representa el dominio mixto, la transición de condiciones continentales a marinas. El depósito de estas rocas se llevó a cabo en

ambientes tales como: estuario, lagunar, deltaico, costero, barras de intermarea, islas de barrera y plataforma somera (interna-media). Las facies desarrolladas fueron: packstone-grainstone ligeramente dolomitizadas; packstone-grainstone, arenosos con oolitas y bioclastos; areniscas y limolitas calcáreas biógenas; areniscas conglomeráticas y limolitas calcáreas con biógenos; areniscas conglomeráticas interestratificadas con packstone oolítico ligeramente arenoso; packstone-grainstone de oolitas y bioclastos; areniscas y limolitas calcáreas. Esta formación se acuña en su base con las rocas continentales y mixtas de las formaciones Cahuastas y Huehuetepic a las que transgredió, y presenta un contacto transicional en su cima con la Formación Santiago; el espesor promedio medido en superficie es de 50 m, mientras que el promedio determinado en el subsuelo es de 100 m.

Formación Santiago. Jurasico Superior (oxfordiense) (Cantu, 1969)

Está compuesta por lutitas gris oscuro a negro, ligeramente calcáreas, carbonosas y bituminosas, en capas delgadas y pueden contener nódulos calcáreos intercalados. En ocasiones se presentan en forma rítmica con capas muy delgadas de mudstone arcilloso gris oscuro, con escasa pirita diseminada. Los contactos superior e inferior son transicionales con las formaciones Tamán y Tepexic, respectivamente. Los espesores conocidos por los sondeos exploratorios indican que son muy variables; en promedio son de 120 m, aunque hay áreas que llegan a tener más de 600 m.

Formación Tamán. Jurasico Superior (kimmeridgiense temprano-tithoniense temprano) (Heim, 1926)

La composición litológica de esta formación, es mudstone café, café oscuro a negro, muy arcillosos, en capas de 20 a 80 cm de espesor, con regulares intercalaciones de lutitas calcáreas negras carbonosas, de 5 a 10 cm de espesor. El espesor de esta formación es alrededor de los 300 m, y los contactos superior e inferior son concordantes y transicionales con las formaciones Pimienta y Santiago, respectivamente; cambia lateralmente de facies con las formaciones Chipoco, San Andrés y San Pedro.

Formación Chipoco. Jurasico Superior (kimmeridgiense temprano-tithoniense temprano) (Hermoso y Martínez, 1972)

Está constituida por cuerpos alternantes de mudstone-wackestone, café y café oscuro, arcillosos, con foraminíferos planctónicos, radiolarios, bioclastos y pellets; nódulos y lentes de pedernal, gris humo y negro; packstone-grainstone de oolitas, pellets, intraclastos y bioclastos de foraminíferos bentónicos y algas. El espesor promedio es de 65 m, pero aunque también es variable. Descansa concordantemente sobre la Formación Santiago y cambia lateralmente de facies a la Formación San Andrés; subyace en forma normal a la Formación Pimienta.

Formación San Andrés. Jurasico Superior (kimmeridgiense temprano-tithoniense temprano) (Carrillo, 1959)

Litológicamente está constituida por packstone-grainstone de oolitas, seudoolitas e intraclastos, con abundantes pellets, bioclastos, fragmentos de algas, corales, gasterópodos, miliólidos; en ocasiones se observan interestratificadas con dolomías. Su espesor promedio es de 70 m. Infrayace a la Formación Pimienta en forma concordante, y sobreyace a la Formación Santiago, en su facies calcáreo-arenosa.

Formación Pimienta. Jurásico Superior-Cretácico Inferior (tithoniense tardío-berriasiense temprano) (Heim, 1926)

Está integrada por dos cuerpos litológicos bien delimitados. El miembro inferior está compuesto por lutitas calcáreas interestratificadas con aisladas capas de mudstone arcilloso; se tiene también fuerte presencia de bentonitas. El miembro superior se caracteriza por estratos de mudstone-wackestone arcillosos; presencia de lentes y nódulos de pedernal e intercalaciones delgadas de lutitas negras calcáreas. El espesor promedio es de 65 m pero es variable. Descansa concordantemente y subyace de la misma manera a las formaciones Tamán-Chipoco-San Andrés y Tamaulipas Inferior. La Formación Pimienta cambia lateralmente de facies con la Formación La Casita.

Formación Tamaulipas Inferior. Cretácico Inferior (berriasiense tardío-aptiense temprano) (Stephenson, 1921)

Está compuesta por tres miembros litológicos bien diferenciados: miembro basal, constituido por dos facies en sentido horizontal, mudstone arcilloso denso y calcarenitas (wackestone-packstone); miembro bentonítico (mudstone-wackestone) y el miembro calizas crema (mudstone ligeramente arcilloso). El espesor promedio de la formación es de 400 m, mientras que el espesor promedio de cada miembro es de 131, 116 y 138 m, de la base a la cima.

Horizonte Otates. Cretácico Inferior (aptiense tardío) (Muir, 1936)

Litológicamente está compuesto por mudstone arcilloso, en ocasiones ligeramente arenoso, con estratificaciones delgadas de lutitas carbonosas y de capas y bandas de pedernal negro. El espesor de este horizonte es muy reducido con un promedio de 7 m. Es concordante en su cima y base con las formaciones Tamaulipas Superior e Inferior, respectivamente.

Formación El Abra. Cretácico Medio (albiense-cenomaniense) (Muir, 1936)

La Formación El Abra, está constituida por varias facies formando una alternancia de packstone-grainstone de miliólidos, wackestone de miliólidos, wackestone-packstone de algas calcáreas, mudstone de algas laminadas, grainstone-packstone de pellas fecales y brechas de de mudstone-wackestone, su espesor en el subsuelo es variable, en el borde arrecifal alcanza más de 1600 m y en las facies lagunares de 1200 a 1400 m. Cambia de facies con la Formación Tamabra.

Formación Tamabra. Cretácico Medio (albiense-cenomaniense) (Heim, 1940; Illing y Barnetche, 1956)

La Formación Tamabra, está formada por flujos de escombros y flujos turbidíticos de bioclastos e intraclastos derivados de las rocas carbonatadas de

la Formación El Abra, y escasos mudstones-wackestones delgados interestratificados con los calciclásticos. El nombre de esta formación se debe por encontrarse entre las facies arrecifales, de la Formación El Abra y las facies carbonatadas de cuenca de la Formación Tamaulipas Superior.

Formación Tamaulipas Superior. Cretácico Medio (albiense temprano-cenomaniense tardío) (Muir, 1936)

La constitución litológica de esta formación es: mudstone en ocasiones wackestone ligeramente arcillosos y biógenos; con lentes y nódulos de pedernal; el material lítico entre los estratos son de lutitas y escasas bentonitas. El espesor promedio de esta unidad es de 250 m y los contactos en su cima y base, son transicionales con las formaciones Agua Nueva y Horizonte Otates. Lateralmente cambia de facies a la Formación Tamabra.

Formación Agua Nueva. Cretácico Superior (cenomaniense tardío-límite coniaciense-santoniense) (Stephenson, 1921)

Con un análisis petrológico se pueden distinguir dos miembros: El Basal, mudstone ligeramente arcillosos, biógenos, con lentes y nódulos de pedernal y regular presencia de estratos delgados de lutitas negras y bentoníticas. El miembro superior, está constituido por mudstone arcilloso, biógeno, con regulares interestratificaciones de lutitas negras y escasa bentonita verde y abundante pedernal negro. El espesor de la Formación Agua Nueva varía de 150 a 200 m y estratigráficamente descansa concordantemente, sobre las formaciones Tamaulipas Superior y Tamabra, y también subyace concordantemente a la San Felipe.

Formación San Felipe. Cretácico Superior (coniaciense-santoniense-campaniense temprano) (Jeffreys, 1912)

Está constituida por mudstone arcilloso con bentonita y biógenos; la presencia de bentonita es de regular a abundante, en forma de estratos. El espesor promedio es de 90 m, su cima y base son concordantes.

Formación Méndez. Cretácico Superior (campaniense tardío-maastrichtiense) (Jeffreys, 1912)

Litológicamente está constituida por margas gris verdoso y café rojizas con fractura conoidal y con delgadas intercalaciones de bentonitas. El espesor promedio considerado para esta unidad es de 230 m. Su base es concordante, mientras que su cima es discordante con una brecha de fragmentos de calizas cretácicas aglutinadas por un material calcáreo - arcilloso.

Brecha. (Límite Mesozoico-Cenozoico)

Su espesor promedio es de 4 m y es discordante en su cima con las rocas de la Formación Velasco Basal.

La estratigrafía del Cenozoico de la Cuenca Tampico-Misantla, en el área de estudio de este trabajo, está representada por fuertes espesores de depósitos tipo flysch del grupo Chicontepec del Paleoceno Medio - Eoceno Temprano;

posteriormente se tienen decenas de metros de lutitas ligeramente arenosas de la Formación Guayabal del Eoceno Medio; del Eoceno Tardío se tiene a las formaciones Chapopote y Tantoyuca; la primera muy arcillosa y la otra muy arenosa; regionalmente se marca una discordancia en el Oligoceno Temprano por la ausencia de la Formación Horcones; el Oligoceno Tardío - Mioceno Temprano está representado por la Formación Palma Real Superior, constituida por arenas arcillosas y aislados bancos arrecifales; esta formación cambia de facies a la Formación Alazán, constituida por lutitas y limolitas. El depósito de las rocas cenozoicas ocurrió durante un proceso progradacional con facies regresivas hacia el interior del Golfo de México ancestral.

c) Tipo de cuenca

Las cuencas sedimentarias son, en un sentido amplio, todas las áreas en las cuales los sedimentos pueden acumularse, desarrollando considerables espesores, los cuales pueden ser conservados por largos períodos de tiempo geológico. Existen, en contraposición, áreas donde la denudación es persistente, obteniéndose áreas de equilibrio en las cuales los procesos erosión-depósito se mantienen, también por largos períodos de tiempo.

Por este motivo, la mayoría de los intentos de clasificación de las cuencas sedimentarias se han basado en conceptos tectónicos de carácter global o regional. Es necesario no perder de vista las características de los sedimentos que rellenan una cuenca en un marco tectónico particular, pues éstos, son controlados por otros factores de carácter externo, los cuales pueden ser extremadamente variables. Además la paleogeografía de las regiones circundantes está controlada por los movimientos tectónicos en la cuenca, los procesos sedimentarios, las facies y su distribución, la morfología de la periferia de la cuenca, los cambios del nivel del mar, el clima, los tipos de rocas y el contexto tectónico del área fuente.

El análisis de cuencas puede ser preferencialmente tectónico y/o sedimentario, pero fundamentalmente entendidos en un contexto dinámico integral. Es muy importante que según sea el objetivo del estudio, el esquema de clasificación seleccionado sea el más apropiado.

Para hacer la clasificación del este y noreste de México en este estudio, se utilizó la clasificación de Mitchell y Reading, 1986. Con base en esta clasificación, el área en cuestión se considera como una "*cuenca con márgenes pasivos continentales y márgenes con surcos*", que puede considerarse sinónima de las *cuencas de expansión tensional "tensional rifted"*, o con *cuencas de tensión de cizalla con márgenes subsidentes*. La cuenca tiene una corteza transicional, el estilo tectónico es de divergencia y de cizalla y sus características son de cuencas asimétricas parcialmente rellenas por la acumulación de sedimentos y con subsidencia de moderada a baja en sus etapas tardías.

Capítulo III. Génesis de la Formación Tamabra

a) Morfología y tipos de talud

Los taludes en rocas carbonatadas, comprenden una variedad de ambientes, los cuales pasan de ambientes marinos someros a marinos profundos, de márgenes de plataforma con alta luminosidad solar hasta oscuros y profundos en el fondo oceánico. En consecuencia éstos están invariablemente afectados por cambios químicos marinos, y variabilidad en la temperatura, la presión y en la diversidad biológica con relación a la profundidad (Walker y James, 1992).

Los taludes son testigos de procesos sedimentarios extremos, tales como, colapsos episódicos y catastróficos que producen flujos de escombros y detritos, a eventos tranquilos y persistentes con depósitos de sedimentos con granos mejor seleccionados. Estos ambientes son conexiones fundamentales en el abanico de facies carbonatadas, las cuales están ocultas, erosionadas, tectonizadas, dolomitizadas o metamorfozadas. Estos contienen el registro sedimentario más completo de los cambios en el nivel del mar, así como de la periodicidad en la exposición de las plataformas, con claras evidencias a través de los estudios y los registros detallados de las variaciones climáticas del Cuaternario. Las rocas carbonatadas de talud, son receptáculos de depósitos metalogénicos o de hidrocarburos y también son conductores de los fluidos antes citados, los cuales migran a las rocas de plataforma (Cook, 1983; Eberli, 1988; Dix y Mullins, 1992).

La forma, la orientación, el tamaño, las facies de las rocas carbonatadas en los taludes, están relacionados a una variedad de factores intrínsecos y extrínsecos (Figura 3.1). Su interrelación identifica las características propias de cada uno y aun más, cuando se les compara con las rocas siliciclásticas de talud.

Los taludes modernos tienden a ser cóncavos cuando el ángulo del talud superior es más escarpado. Los taludes carbonatados adyacentes a plataformas abiertas con relativos márgenes profundos (“rampas distalmente escarpadas”, (Read, 1985)) se parecen a los perfiles de los taludes de siliciclastos.

El escarpe pronunciado de un talud de rocas carbonatadas, particularmente en el talud superior, puede resultar por: 1) acumulaciones orgánicas y construcciones esqueléticas por organismos constructores de arrecifes; 2) cementación submarina y 3) litificación subsuperficial somera. La litificación temprana puede actuar para diferir el colapso a gran escala. Otros factores que podrían controlar el gradiente del talud incluyen: 1) La morfología hereditaria del margen predopositacional de la paleoplataforma, especialmente a lo largo de los márgenes colapsados o plataformas con borde, 2) arrecifes de aguas someras intentando migrar talud arriba, durante ascensos del nivel del mar, formando áreas con batimetrías ligeramente elevadas sobre los taludes, y 3) fábricas de sedimentos. Kenter (1990), notó que los gradientes son muy escarpados (30-40°) cuando los sedimentos se encuentran sin cohesión; fábricas de granos soportados con o sin lodo, con mayor pendiente que



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

aqueellos paleotaludes dominados por fabricas cohesivas de lodo soportado ($\square 15^\circ$). Taludes constituidos solo por lodo tienen pendientes con ángulos menores a 5° .

La diferencia en los gradientes de los taludes, está influenciado por el aporte de sedimentos (ganancias contra pérdidas) y/o ubicación de su depósito. Los taludes depositacionales o acrecionales presentan acumulaciones de sedimentos, (Figuras 3.2 y 3.3).

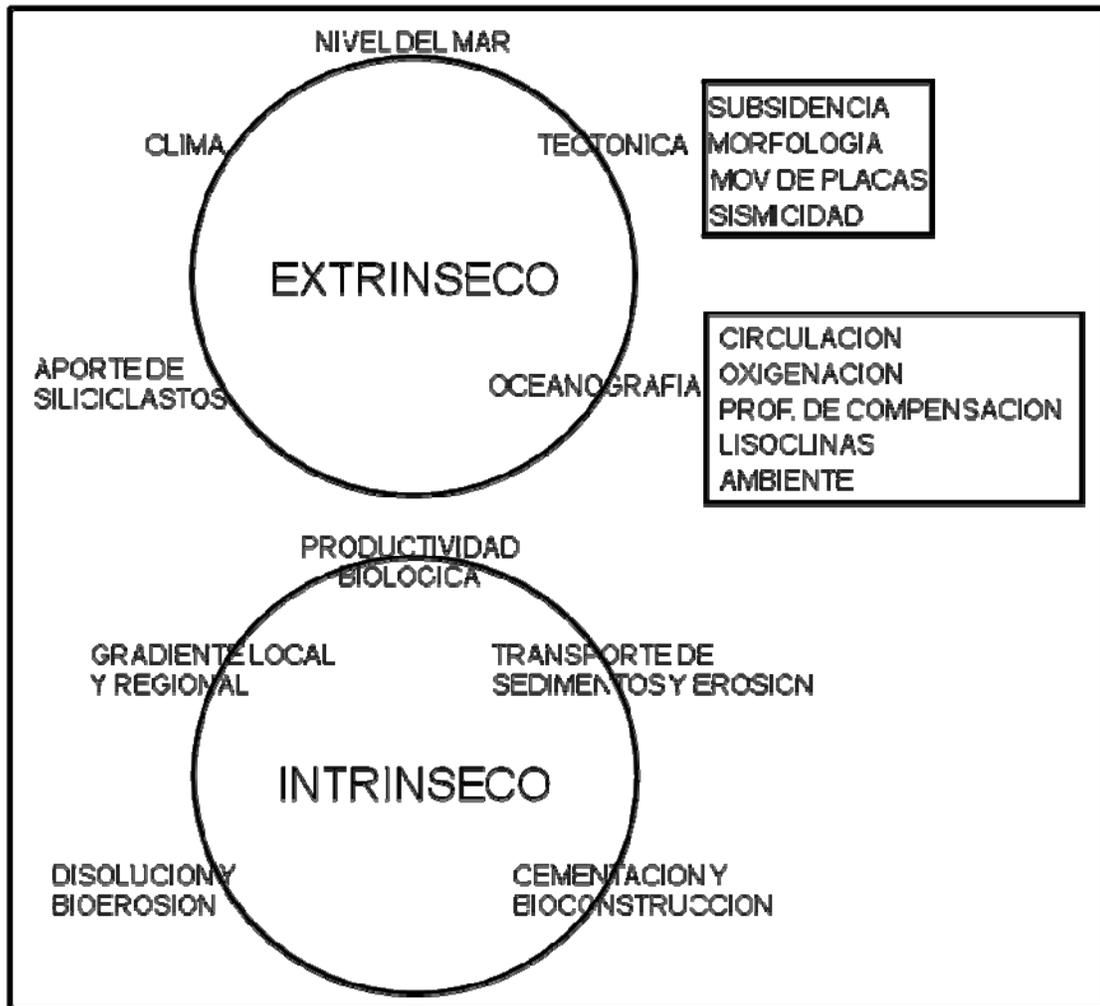


Figura 3.1 Diagrama que muestra las variables de los factores extrínsecos e intrínsecos que afectan al desarrollo de los carbonatos de talud (en R. Walker 1992).

La ubicación de la sedimentación, puede ser: 1) a lo largo del talud superior, con la disminución del espesor de sedimentos hacia mar abierto, o 2) distales a partir del borde de la plataforma; en estos casos la mayoría de los sedimentos traspasan (*bypass*) el talud superior. En el caso de taludes individuales los sedimentos pueden traspasar o aun más, erosionar, a sus áreas depositacionales.

Los taludes erosionales ilustran la pérdida total de sedimentos. En los perfiles sísmicos éstos se encuentran caracterizados por reflectores truncados y gradientes relativamente escarpados, (Figura 3.2). Este tipo de taludes cuando son adyacentes a plataformas de aguas someras activamente productoras de carbonatos, son también de traspaso (*bypass*). Con la acumulación de sedimentos en la base del talud erosional y de traspaso, pueden actuar como represas locales de sedimentos, evitando el movimiento de sedimentos de grano fino talud abajo. A lo largo de las márgenes escarpadas, algunos taludes erosionales y de traspaso, atestiguan la ausencia de significantes volúmenes de sedimentos.

Los taludes escarpados, son debidos al fallamiento, erosión por corrientes de contorno, disolución de carbonatos por aguas corrosivas de fondo y por surgencias de salmueras ácidas, así como por el rompimiento mecánico causado por organismos, los cuales escavan, disuelven y disgregan a las superficies de las rocas (Paul et al., 1990; Twichell et al. 1990). Los escarpes también se pueden desarrollar a partir del deslizamiento de sedimentos y por erosión de las corrientes de gravedad iniciadas por la sobrecarga de sedimentos.

Los taludes erosionales tienen el menor potencial de preservación y su existencia debe ser referida a partir de abundante material derivado del talud, el cual es preservado mayormente en las facies distales. El registro disponible más completo, se encuentra en los taludes depositacionales, los cuales proporcionan prácticamente toda la información de la sucesión de carbonatos de talud.

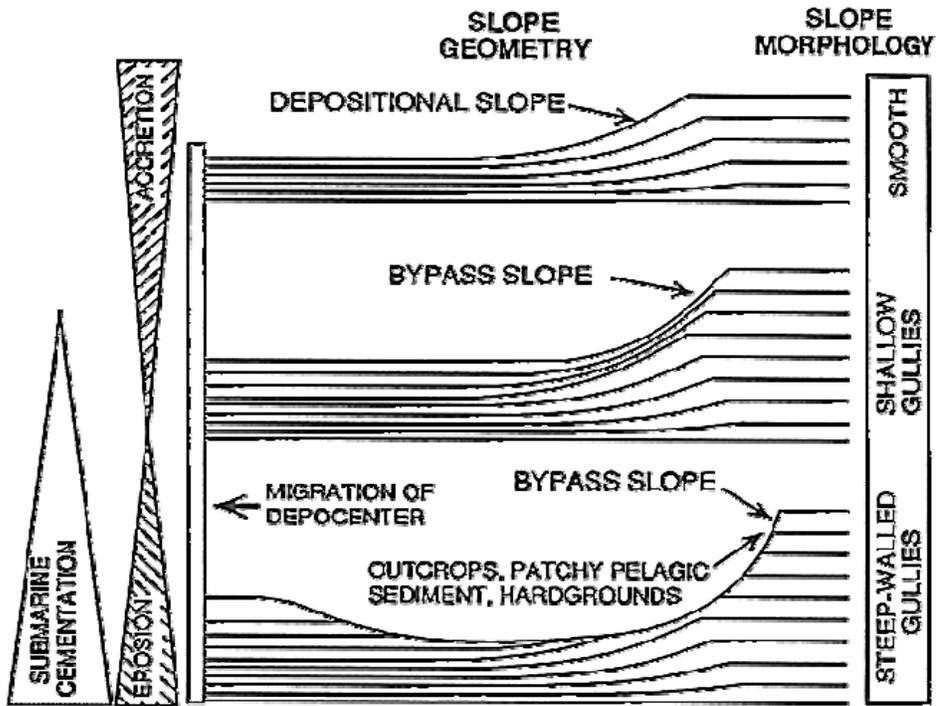


Figura 3.2. Relaciones entre la geometría del talud, morfología, aporte de sedimentos y su propensión a litificar en el fondo marino, basado en las Bahamas y plataformas antiguas. Modificado por Schlager y Chamber (1986). El ángulo del talud, en taludes erosionales es $\approx 25^\circ$, en los de traspaso (bypass) de $10-12^\circ$ y acrecionales de $2-3^\circ$, (Schlager y Ginsburg 1981).

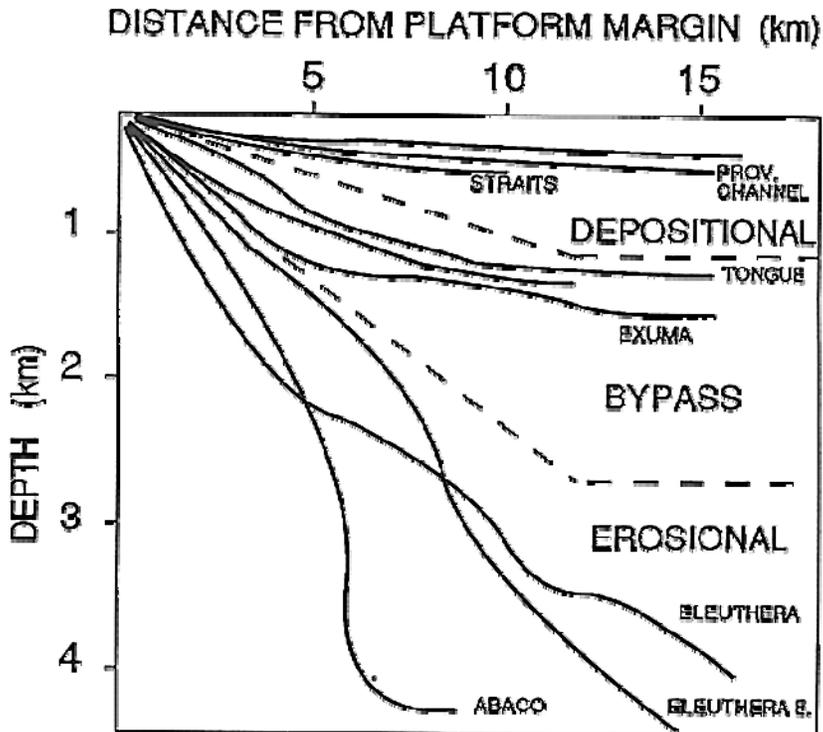


Figura 3.3. Perfiles batimétricos de varios taludes de plataforma en las Bahamas y su relación con su régimen depositacional. (Modificado por Schlager y Ginsburg, 1981)

b) Modelo sedimentario del sistema El Abra-Tamabra

El modelo sedimentario de la Formación Tamabra, está estrechamente relacionada a la evolución de la Plataforma de “Tuxpan-Tecolutla” donde se llevo a cabo el depósito de la Formación El Abra (“Faja de Oro”).

Para reconstruir los eventos del (albiense-cenomaniense), tiempo durante el cual se depositó el sistema El Abra-Tamabra, se considera pertinente describir la evolución geológica sedimentaria desde el Jurásico Tardío (Tithoniense).

Durante el Tithoniense, se presento un evento transgresivo, el cual invadió a la mayoría de los altos de basamento, dejando a éstos en condiciones subacuáticas, someras a litorales. En el Cretácico Temprano (Berriasiense–Barremiense) el alto de basamento denominado “Tuxpan-Tecolutla”, quedó en su mayor parte en condiciones subacuáticas y durante el Aptiense en sus bordes, se inició el depósito de dolomías, las cuales cambiaban de facies hacia aguas de relativamente profundas a profundas. El Alto de basamento “Tuxpan-Tecolutla”, durante todo el Albiense se convertiría en una plataforma aislada carbonatada con borde.

Hacia el sureste del alto de basamento “Tuxpan-Tecolutla”, en el Jurásico Tardío, existían una serie de islas (altos de basamento) los cuales formaban un archipiélago, una de estas, era el alto de basamento denominado “Poza Rica”, sobre del cual se depositaron muy delgados espesores de rocas del Jurásico Tardío y Cretácico Temprano.

Entre los altos de basamento antes mencionados, existía una gran depresión en la cual por reflectores sísmicos, se puede interpretar la existencia de un paquete grueso de sedimentos de probable edad jurásica inferior-medio. Figura 3.4.

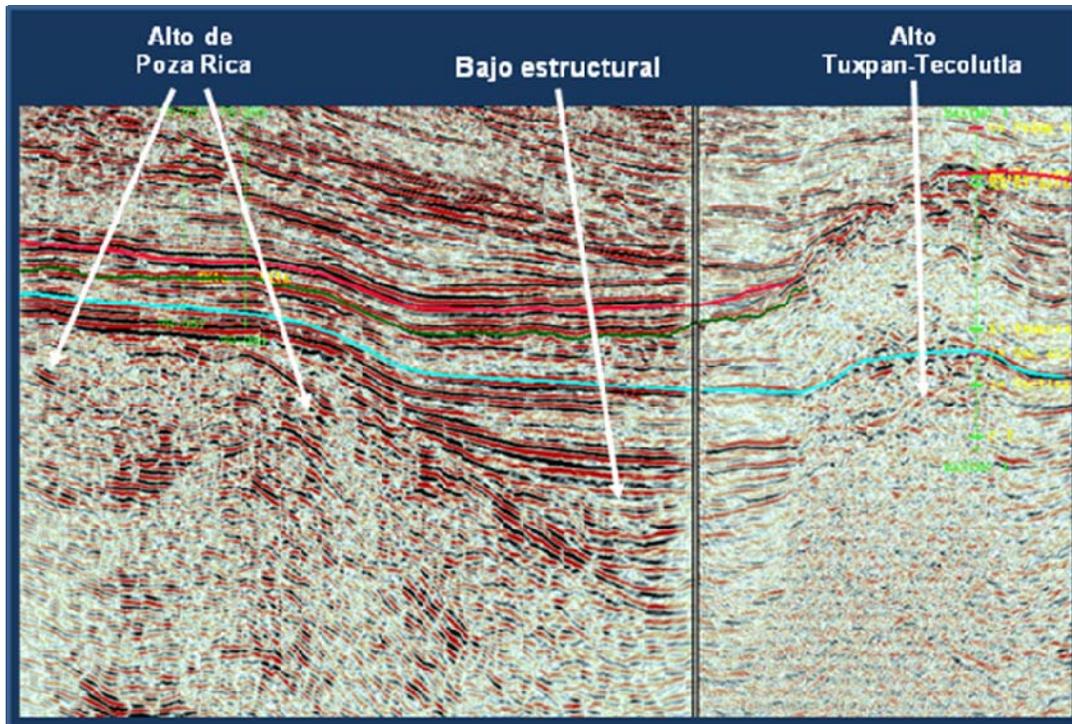


Figura 3.4. Sección sísmica compuesta (líneas 2D y 3D). Obsérvese los altos estructurales sobre el que se desarrolló la plataforma de Tuxpan-Tecolutla y el alto de Poza Rica entre estos existe un bajo estructural, en donde se pudieron haber depositado rocas del Jurásico Medio-Inferior, (Pemex inédito, 2005).

A nivel global, durante el Albiense se dieron condiciones geológicas para el desarrollo de grandes plataformas carbonatadas. La Formación El Abra, está compuesta por varias facies sedimentarias y la arrecifal fue la que se depositó en el borde de la plataforma “Tuxpan-Tecolutla”; durante su desarrollo se tuvieron condiciones de agradación y progradación, llegándose a depositar más de 1600 m de espesor; el desarrollo de este gran espesor se debió a la velocidad de la subsidencia de la cuenca, a las fluctuaciones del nivel del mar, al funcionamiento de la fábrica de carbonatos y al clima. Las variaciones del nivel del mar y la energía de las olas dieron lugar a la erosión del borde arrecifal principalmente en las épocas de temprano y tardío Alto Nivel de Mar; etapas durante las cuales se generó la principal denudación de las facies arrecifales aportando suficientes volúmenes de sedimentos al talud. El transporte de esos sedimentos hacia aguas relativamente más profundas se debió probablemente, a que en su etapa inicial se tenía un talud de tipo erosional y/o de traspaso (*bypass*) y posteriormente, un talud depositacional dando lugar al depósito de la Formación Tamabra la cual está constituida por diferentes litofacies (Figuras 3.5, 3.6 y 3.7).

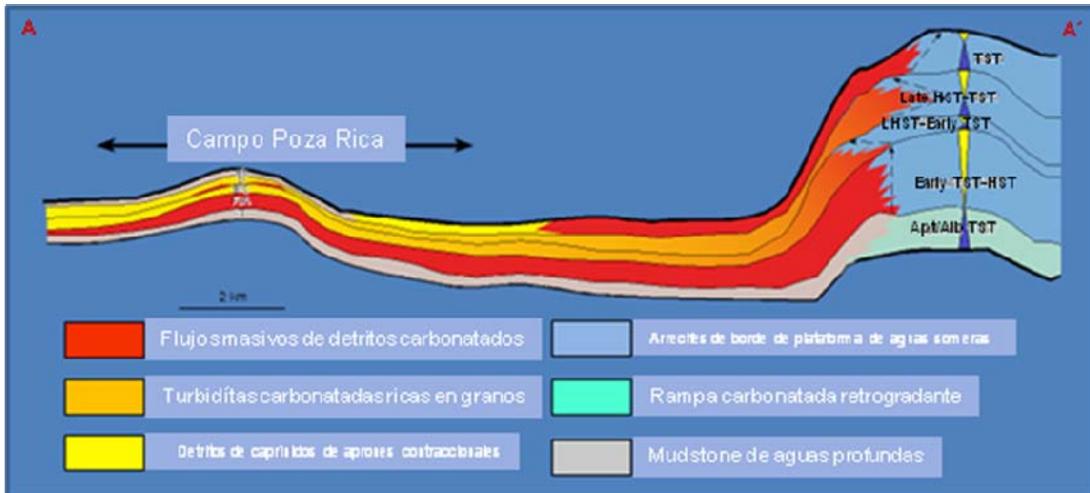


Figura 3.5. Sección esquemática del modelo de depósito del sistema El Abra-Tamabra. Nótese que cuando en la Formación El Abra se tienen condiciones transgresivas agradantes, la parte inferior de la Formación Tamabra esta constituida de flujos de detritos; mientras que cuando es retrogradacional-progradacional se depositan flujos de turbiditas, (Pemex inédito 2000 y BEG UTX, 2004).

Existen varias teorías acerca de la evolución del depósito de la Formación Tamabra; por una parte, se interpreta que fue depositada en aguas profundas no mayores a los 200 m (Estudios Inéditos de PEMEX & BEG, 2004).

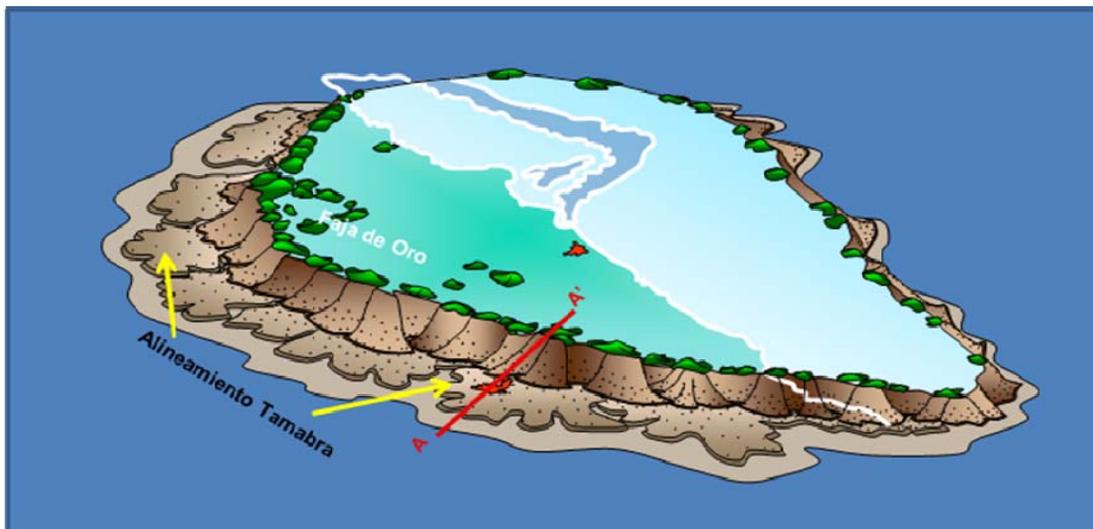


Figura 3.6 Modelo esquemático del modelo sedimentario del sistema El Abra-Tamabra. Durante el Albiense en el Este de México, se desarrollaron varias plataformas carbonatadas con borde. El tipo de talud presenta cambios a lo largo de su forma elipsoidal, (Pemex inédito, 2001).

En esta hipótesis, se reconoce que la base de la Formación Tamabra (cuerpo "A") es diferente al resto de los cuerpos del yacimiento, mientras que en otra se interpreta que el alto de basamento "Poza Rica" fue una plataforma durante el depósito del cuerpo "A" (Salas 1949; Sotomayor 1954; Bernette & Illing 1964; Guzman 1967; Coogan et. al., 1972; Horbury et. al., 2004).

c) Estratigrafía de la Formación Tamabra

El yacimiento más importante, a la fecha, encontrado en la periferia de la “Faja de Oro” (porción terrestre) en la formación Tamabra, es el campo Poza Rica, por tal motivo en este se ha adquirido una gran cantidad de información.

En el 2004, PEMEX le adjudicó al Buró de Geología Económica de la Universidad de Texas, la Caracterización Estática del Campo Poza Rica, con la información de todos los estudios previos, de estratigrafía y ambientes sedimentarios en el yacimiento Tamabra elaborados por Petróleos Mexicanos.

Estratigráficamente, la Formación Tamabra descansa concordantemente sobre la Formación Tamaulipas Inferior de edad berriasiense tardío - aptiense y subyace, de la misma manera, a la Formación Agua Nueva de edad turoniense.

Personal técnico de PEMEX conceptualizó la estratigrafía del yacimiento, dividiéndola en 5 cuerpos, los cuales, por conveniencia, fueron denominados con letras; las cuales a continuación se mencionan en el orden de su depósito de más antiguo a más reciente: “A”, “f”, “BC”, “D” y “ab”, (Figura 3.7).

Para interpretar la estratigrafía del yacimiento, se realizaron estudios petrológicos y petrográficos de los núcleos convencionales cortados en 34 pozos; así como, con el apoyo de las curvas de los registros geofísicos de pozo (SP, RG, N, DLL e ILD). En el estudio del Buró de Geología Económica de la Universidad de Texas, se utilizó el método de estratigrafía de secuencias.

A continuación se describe la estratigrafía del yacimiento, el cual es muy consistente, presentando solo algunas pequeñas variaciones en el resto de los campos terrestres productores en el yacimiento Tamabra.

El cuerpo “A”, está integrado principalmente por flujos carbonatados con detritos de aproximadamente 10 cm de diámetro y escasa presencia de flujos de detritos soportados por matriz; su espesor bruto, fluctúa entre 70 a 100 m y su espesor neto de 50 a 80 m. Se considera que el cuerpo “A”, se depositó bajo un régimen transgresivo tardío y un régimen temprano de “Alto Nivel de Mar”.

El cuerpo “f”, es considerado como un horizonte de correlación estratigráfico; su base está formado por carbonatos de grano fino (mudstone y wackestone con escasos bioclastos con estratificación laminar; hacia su cima se presentan escasas turbiditas carbonatadas. Se considera que su depósito se llevó a cabo en la transición del “alto Nivel de Mar” tardío y el inicio de un evento “Transgresivo”. La cuenca durante estos eventos, estaba en una fase de bajo depósito de sedimentos. Este cuerpo en algunos pozos, ha presentado producción de aceite y gas; su espesor bruto se estima de 15 a 25 m y el neto de aproximadamente 8 m.

El cuerpo “BC”, está constituido en su base, por flujos de detritos cohesivos y su parte media y superior por la interestratificación de turbiditas ricas en granos con turbiditas ricas en lodo y algunos flujos de escombros. El depósito de su parte inferior es de régimen transgresivo y agradacional; mientras que su parte media y superior fue bajo un régimen de “Alto Nivel de Mar”. Su espesor neto varía de 30 a 42 m y el neto de 25 a 35 m.

El cuerpo “D”, se depositó bajo un régimen tardío de “Alto Nivel de Mar” y temprano y está formado principalmente por turbiditas ricas en granos con

aisladas intercalaciones de turbiditas ricas en lodo y muy escasos mudstone-wackestone de bioclastos. Su espesor bruto varía de 30 a 40 m y el neto de 30 a 35 m; este cuerpo está separado del cuerpo “ab” por un espesor variable de lodos calcáreos con escasa presencia de siliciclastos y bentonitas.

El cuerpo “ab”, tiene un espesor muy variable y llega a estar ausente, se interpreta que la superficie que separa a los cuerpos “D” y “ab” se debió a la primera gran exposición de la plataforma, por un evento corto de “Bajo Nivel de Mar”, seguido de un evento “Transgresivo” el cual originó la retrogradación del borde arrecifal. Sus espesores promedio bruto varían de 15 a 7 m y el neto de 7 a 10 m.

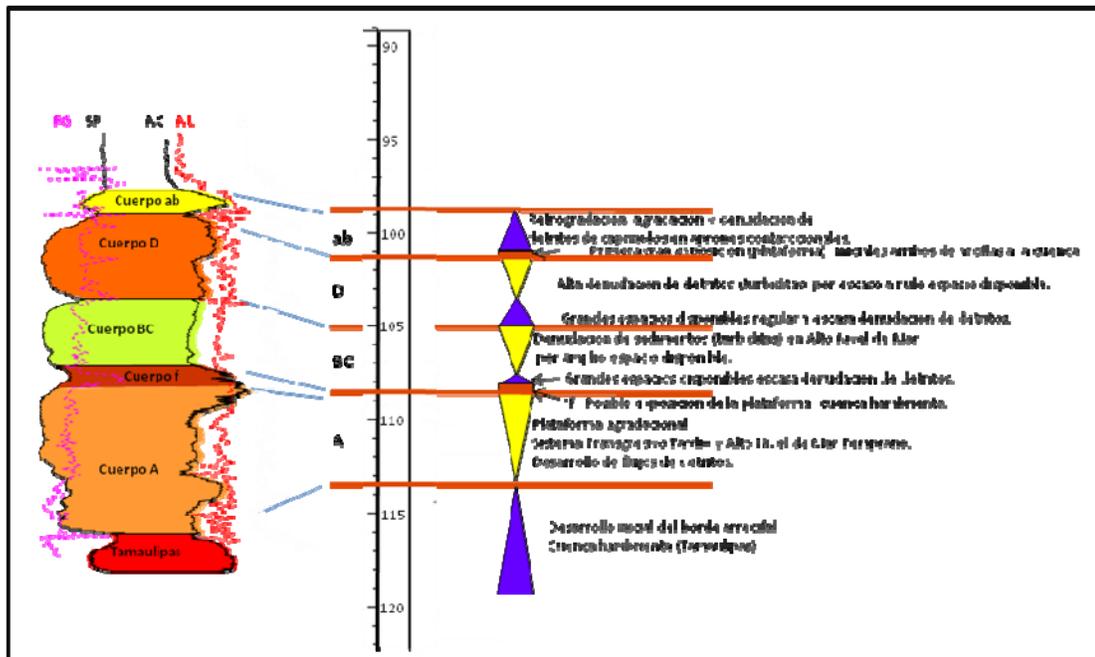


Figura 3.7. Columna geológica con los cuerpos estratigráficos del yacimiento Tamabra correlacionado a las secuencias de 3er orden. (Pemex inédito 2005, BEG UTX, 2004, adaptado por A. Marhx, 2009).

d) Tipos de rocas

En el BEG, se estudiaron petrográficamente 34 núcleos de la Formación Tamabra y 5 de la Formación El Abra, describiéndose en total 1765 m de rocas de núcleos. En este estudio se definieron los tipos de rocas, la fábrica de la roca, con base a su textura, mineralogía y fábrica.

Los tipos de rocas definidos en la Formación Tamabra fueron los siguientes: 1) flujos de escombros ricos en clastos; 2) flujos de escombros ricos en granos; 3) flujos de escombros ricos en lodo; 4) turbiditas ricas en granos; 5) turbiditas ricas en lodo; 6) depósitos de lodo calcáreo; 7) lutita. Cada uno de estas rocas tiene características petrofísicas distintivas; en la tabla 3.1, se muestran los valores promedio en porosidad y permeabilidad de cada una de ellas.

No. de Roca	Nombre	Numero	Porosidad (\emptyset)	Permeabilidad Promedio (mD)	Promedio Geométrico
1	Flujos de escombros ricos en clastos.	164	0.068	1.1	0.29
2	Flujos de escombros ricos en granos.	635	0.097	12.5	1.44
3	Flujos de escombros ricos en lodo.	387	0.056	4.3	0.26
4	Turbiditas ricas en granos.	852	0.125	18.4	1.86
5	Turbiditas ricas en lodo.	308	0.197	1.7	0.50
6	Depósitos de lodo calcáreo.	136	0.023	0.38	0.08
7	Lutita.	7	0.035	0.09	0.07
1 y 3	Flujos de escombros de clastos y lodo.	551	0.060	3.3	0.27
6 y 7	Lodo calcáreo y lutita.	143	0.024	0.37	0.08

Tabla 3.1. La tabla presenta el nombre de la roca, el número de análisis realizados, la porosidad (fracción), la permeabilidad promedio y el promedio geométrico, (BEG UTX, 2004).

Los valores de porosidad y permeabilidad en los núcleos de los cuerpos se presentan en la Tabla 3.2:

Cuerpo	No. de Muestras	Porosidad (\emptyset) Promedio (%)	Permeabilidad (k) Promedio (mD)	Permeabilidad (k) (mD) Promedio logarítmico
Total	2,461	9.5	9.9	0.83
ab	111	8.2	4.2	0.56
D	736	10.2	4.0	0.75
BC	791	10.2	15.7	1.0
f	226	9.0	4.3	0.95
A	468	8.0	14.4	0.89

Tabla 3.2. Esta tabla muestra el número de muestras analizadas en total y por cuerpo, su porosidad promedio en porcentaje; permeabilidad promedio en miliDarcies, (mD) y permeabilidad promedio logarítmica (mD), (BEG UTX, 2004).

En esta tabla se observa el número de mediciones de \emptyset y k por cuerpo, nótese que el cuerpo "A" es el de menor porosidad (\emptyset) pero mayor permeabilidad (k), además que el cuerpo "f" considerado como un sello, también tiene buenos valores de \emptyset y k.

Para determinar los tipos de rocas existentes en las secuencias sedimentarias de la Formación Tamabra, se contó con información de núcleos los cuales son los que proporcionan la mejor información para definir la litología, facies sedimentarias y redes de poros.

Se analizaron cuarenta y un núcleos, de los cuales, siete son de los pozos de la “Faja de Oro”; treinta y tres del alineamiento Tamabra, un núcleo de un pozo, ubicado entre el arrecife y los depósitos de talud. En la Figura 3.8, se muestra la ubicación de los pozos con núcleos estudiados.

En la Figura 3.9 se muestran en los histogramas, las variaciones de porosidad y permeabilidad de los diferentes tipos de rocas descritos.

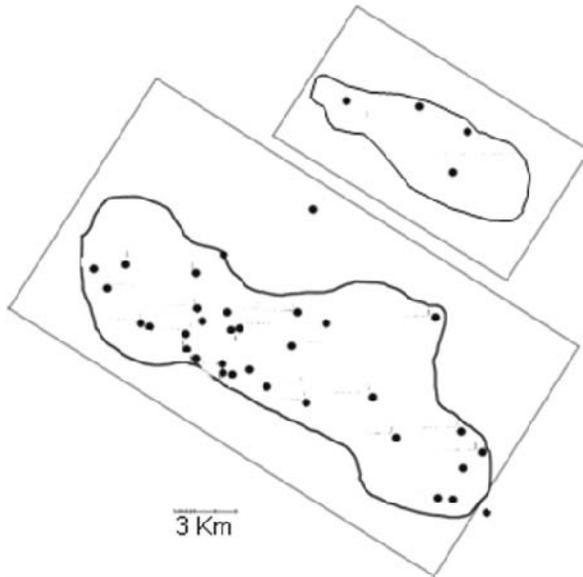


Figura 3.8. Mapa base con la ubicación de los pozos con núcleos descritos, (campos Poza Rica y Santa Águeda). Los recuadros son los cubos sísmicos 3D, (BEG UTX, 2004).

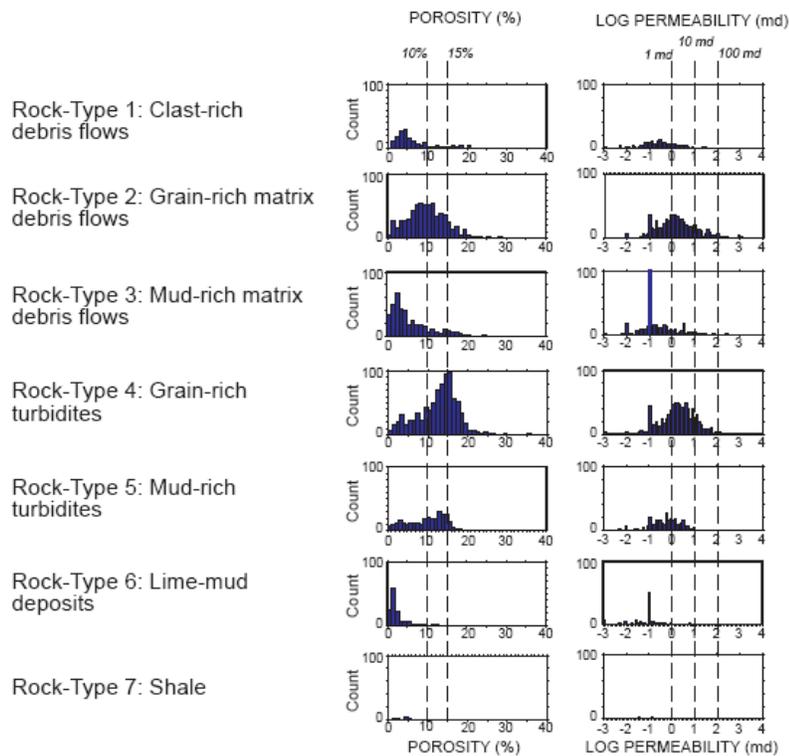


Figura 3.9. Histograma que muestra el rango y la abundancia de valores de porosidad y de permeabilidad de los siete tipos de roca, (BEG UTX, 200).

Capítulo IV. Relevancia petrolera de la Formación Tamabra

a) Sistema petrolero

a.1) Roca generadora

Mediante los análisis geoquímicos de las muestras de rocas recuperadas de canal y principalmente de núcleos, en los pozos perforados en la planicie continental de Golfo de México; se reconoce que las rocas de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, del Jurásico Superior, (Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano, respectivamente); son las generadoras de los hidrocarburos producidos en la cuenca Tampico-Misantla. Además se conoce que las formaciones Huayacocotla y Rosario del Jurásico Inferior-Medio (Sinnemuriano-Toarciano), tienen un potencial generador que se puede calificar como excelente.

Los resultados geoquímicos determinados por varias técnicas aplicadas (análisis petrográfico, Rock-Eval y Cromatografía-Espectrometría de Masas), indican que la Formación Santiago tiene el mayor potencial remanente en el sur de la cuenca, (Figura 4.1) (Bernal-Mena-Román, 1997). La Formación Santiago está constituida por lutitas carbonosas, negras, microlaminadas, limolitas arcillosas, mudstone arcilloso piritizados, y horizontes de nódulos calcáreos; su espesor varía de 10 a 755 m; su contenido de Carbono Orgánico Total (COT) y de hidrocarburos potenciales (S_2), varían entre regular y excelente, 0.5 - 6.3 % y 0.2 – 39.1 mg/g roca, respectivamente. El kerógeno muestra Índices de Hidrógeno (IH) entre 21 y 1079, así como temperaturas máximas de pirólisis (T_{max}), que varía entre 425 y 525°C. Estos valores son propios de un kerógeno original predominantemente de tipo II, que se encuentra desde incipientemente maduro hasta sobremaduro. Los biomarcadores indican un ambiente marino salobre, subóxico, arcilloso (Hopanos: $C_{29} < C_{30}$, $C_{34} > C_{35}$, alta relación Diasteranos/Esteranos), (Román et. al., 1997).

Como anteriormente se indicó, que las rocas del Jurásico Inferior-Medio tienen un atractivo potencial generador, estas se estudiaron por Rock-Eval, Reflectancia de Vitrinita (R_o), y los hidrocarburos por cromatografía de Gases-Espectrometría de Masas, lo que permitió reafirmar su excelente potencial oleogenerador (Román et. al., 1997).

En la porción marina se cuenta con escasas muestras de pozos de la Formación Pimienta y no se han cortado a las formaciones Tamán y Santiago; sin embargo, se ha realizado un intenso muestreo del fondo marino reciente con lo cual, se reconocen impregnaciones de aceite y presencia de gas (Figura 4.2). El aceite producido en los pozos de los campos marinos de la "Faja de Oro", es ligero.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

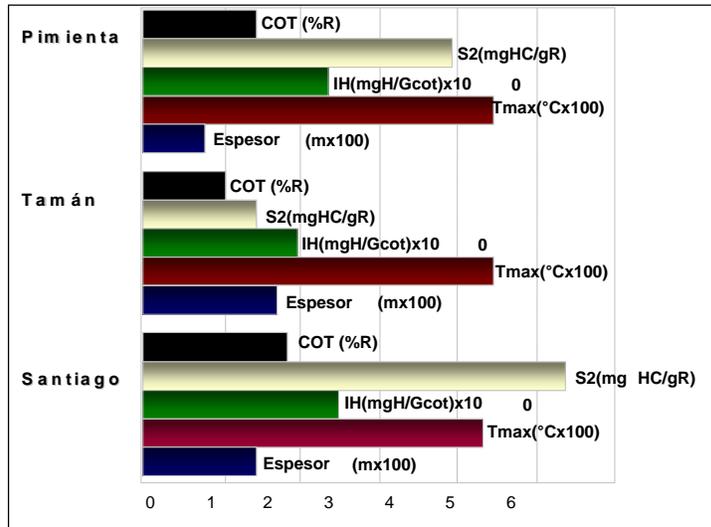


Figura 4.1. Formaciones generadoras de hidrocarburos del Jurásico Superior. Las formaciones Santiago y Pimienta son las que presentan los mejores valores de COT, S2, IH, Tmax (°C) y espesor, que es mayor en la Formación Santiago que el de la Formación Pimienta. (Román, et al., 1998.).

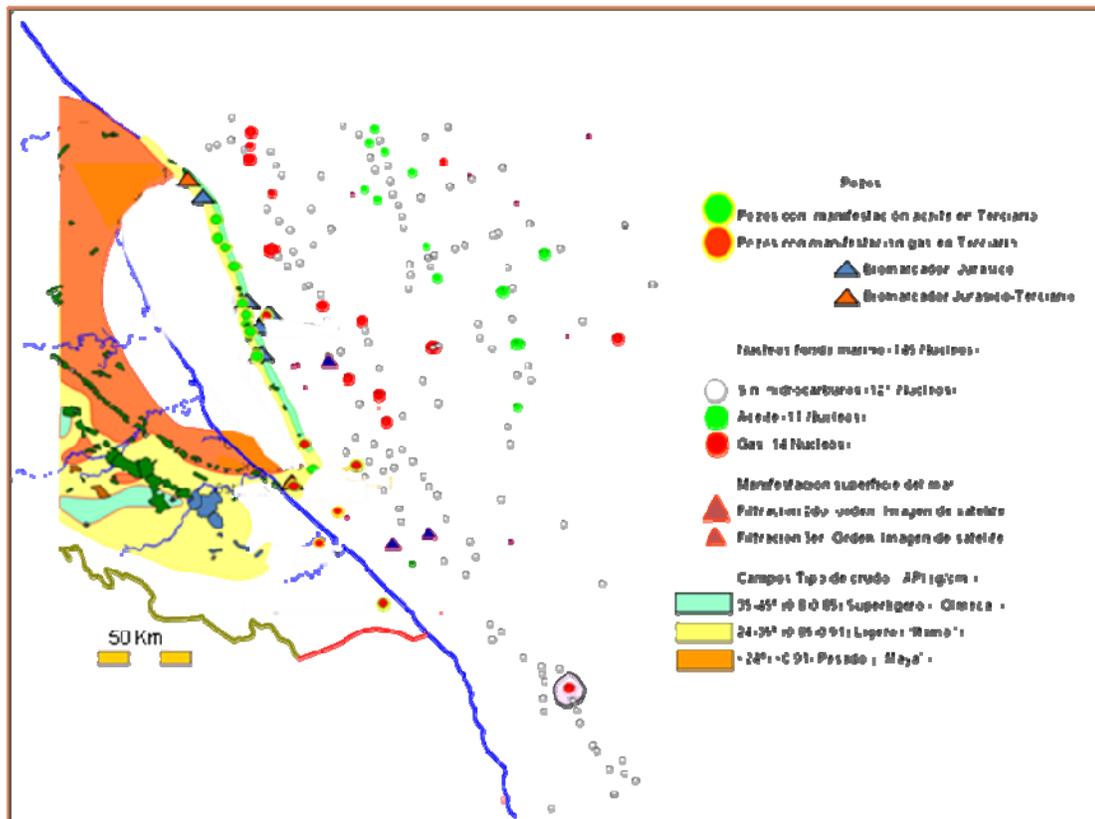


Figura 4.2. Mapa con la ubicación de los campos marinos productores en la Formación El Abra, pozos con manifestaciones de gas en el Terciario, de 2do y 3er. Orden de hidrocarburos, según imágenes de satélite y ubicación de muestras de fondo marino con impregnación de aceite y/o gas. Áreas terrestres según tipo de crudo. Obsérvese que en el área donde se puede esperar la presencia de la Formación Tamabra las manifestaciones son de gas. (Pemex inédito, 2003).

a.2) Roca almacén

Es indudable que el desarrollo de la Formación Tamabra está íntimamente relacionado al crecimiento del borde arrecifal de la Formación El Abra, por tal razón en este trabajo de tesis, se le denomina el sistema El Abra-Tamabra. Además, se sabe del importante papel que juega la dirección de los vientos dominantes para el buen desarrollo y crecimiento de las facies arrecifales, a partir de las cuales por el efecto del oleaje se llevo a cabo su erosión (denudación) dando lugar al depósito de las rocas que constituyen a la Formación Tamabra. Esta situación sugiere que la dirección de los vientos dominantes durante el Albiano, eran de SW a NE.

Con la información del subsuelo, se reconoce que en el área terrestre, en la Formación El Abra, existen un gran número de crecimientos arrecifales, los cuales recibieron carga de hidrocarburos formándose campos petroleros; al hacer una comparación de los campos terrestres y marinos en las facies arrecifales de El Abra, se observa que es una relación de 3 a 1 y en tierra están cercanos, mientras que en mar, están muy separados. Esta situación podría deberse a muchas causa por ejemplo, que en el área marina los altos arrecifales hayan sido totalmente erosionados (generando grandes bloque aloctonos) o bien no se desarrollaron, por encontrarse con relación a los vientos dominantes, en la zona de sotavento, lo cual limitaría a un extenso desarrollo de la Formación Tamabra (Figura 4.3).

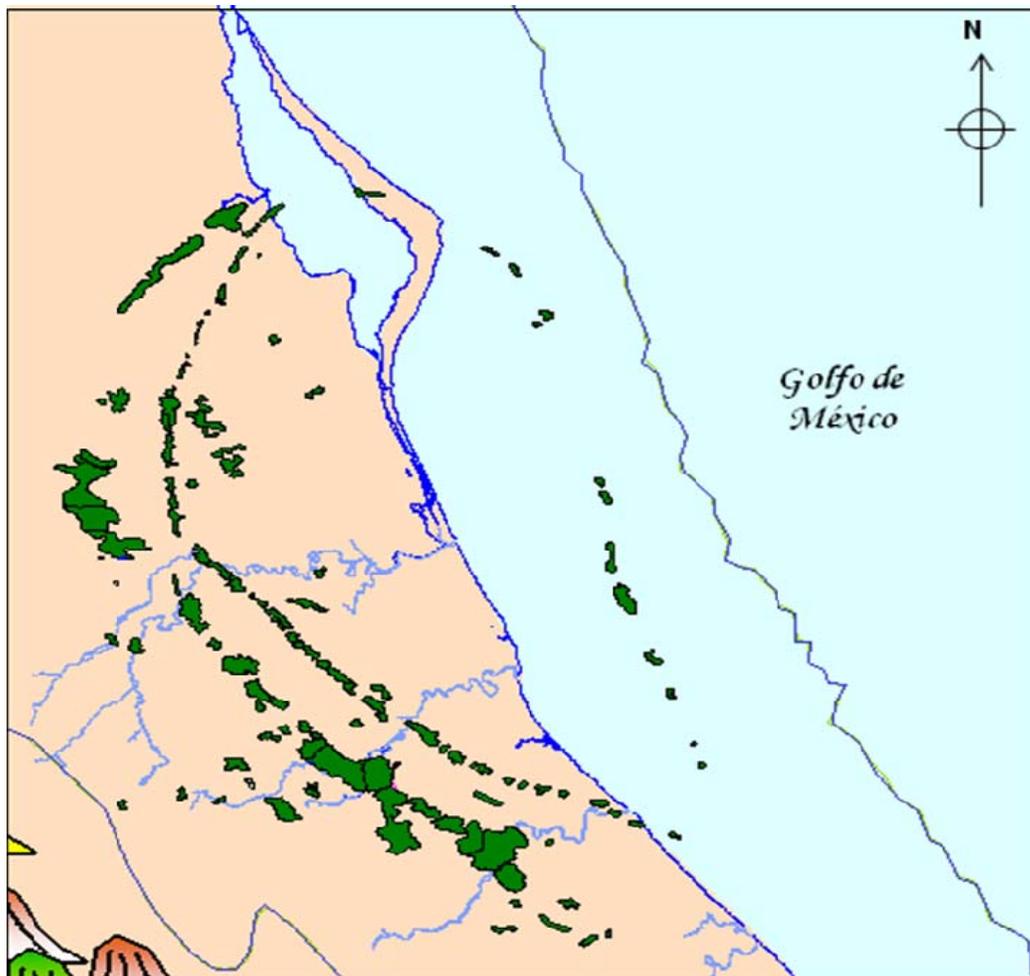


Figura 4.3. Distribución de los campos petroleros asociados a los altos arrecifales en la Formación El Abra. Nótese la relación de campos existentes entre al área terrestre y marina (Pemex inédito, 1999).

La Formación Tamabra es la roca almacén, la cual está constituida por varias litofacies y cada una de estas presenta características petrofísicas distintivas. En el Capítulo III, inciso “c”, fueron comentadas algunas de las características de la roca almacén con base en los estudios y análisis de la Formación Tamabra en el campo Poza Rica.

Al comparar las propiedades petrofísicas de los campos del alineamiento Tamabra, se observa que se tienen variaciones de campo en campo, y esto se debe principalmente, a los procesos diagenéticos que se presentaron en cada área.

A continuación se presentan algunas características petrofísicas de los campos más importantes, los cuales se mencionan en la siguiente Tabla 4.1, tomando en cuenta su ubicación de norte a sur.

Campo	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Sw	Espesor (m)	
				Bruto	Neto
“V”	8 -14	6 -12	15 - 35	100	55
“W”	8 - 11	0.8 - 3.7	38 - 46	80	20
“X”	8 -12	0.5 - 4	20 - 30	80	25
“Y”	10 -15	10 - 100	18 - 25	180	120
“Z”	7 -12	10 - 20	19 - 26	45	20

Tabla 4.1. Datos que muestran las variaciones de la calidad de la Formación Tamabra como roca almacén en algunos campos del alineamiento Tamabra terrestre. (A. Marhx, 2009.).

A la fecha, en los dos pozos (“x” y “y”), perforados con objetivo Tamabra, en la plataforma continental; la Formación Tamabra se ha presentado compacta, por lo tanto, en el área de estos pozos no se cumple con las características de roca almacén.

a.3) Trampa y roca sello

El tipo de trampa de los campos ubicados en el alineamiento Tamabra terrestre son mixtos (estructurales-estratigráficos), como es el caso de los campos “Y” y “Z” (Tabla 4.1); en este último, existen una serie de discordancias que dejan a la Formación Tamabra como remanentes aislados, lo que le da un comportamiento stratigráfico; mientras que en los campos “X”, “W”, “V”, (Tabla 4.1) entre otros, es estructural con anticlinales sutiles y con cierre en sus cuatro direcciones.

La roca sello principalmente es la Formación Agua Nueva del Cretácico Superior, la cual sobreyace directa y concordantemente a la Formación Tamabra; la Formación Tamaulipas Superior cambia de facies con la Tamabra y constituye un sello lateral, dado a que, en el campo “Y”, ésta se encuentra echado arriba. En el caso del campo “V” la Formación Agua Nueva, tiene en forma intercalada, intervalos con características de roca almacén, las cuales han tenido producción y por tal motivo la misma formación actúa como almacén y sello. En la zona marina las rocas sello son las del Terciario y con espesores muy delgados las del Maastrichtiano, (relaciones stratigráficas observadas en los dos pozos exploratorios con objetivo Tamabra).

a.4) Sincronía y migración

En el concepto del sistema petrolero existen elementos clave como lo son las rocas generadoras, almacenadoras, sello, el desarrollo de la trampa y el sepultamiento necesario para la generación térmica de hidrocarburos. Estos elementos deben compartir las apropiadas relaciones espacio-temporales para permitir que los hidrocarburos se acumulen y preserven (Guzman & Holguín, 2001).

Las rocas consideradas como generadoras en la cuenca, son las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta de edad Jurásico Tardío; su composición litológica es de arcillas calcáreas y calizas arcillosas, (inciso a.1).

Para nuestro caso, la roca almacén es la Formación Tamabra, la cual fue discutida en el inciso a.2, de este capítulo.

El yacimiento Tamabra tiene como rocas sello a las formaciones Agua Nueva del Cretácico Tardío (calizas arcillosas) y Tamaulipas Superior de Cretácico Medio (calizas criptocristalinas); la primera de éstas es el sello superior de la Tamabra, mientras que la segunda es su sello lateral; además internamente el yacimiento presenta algunos otros sellos.

Al interpretar la subsidencia de la cuenca con curvas de sepultamiento y calcular el gradiente geotérmico, se identifica que ambos factores fueron favorables para la generación y migración de los hidrocarburos, dando como resultado la generación de aceite y gas durante el Terciario Tardío. La generación se inició durante el Eoceno y Oligoceno en las áreas más profundas y/o calientes, mientras que la mayor parte de la cuenca, la generación masiva ocurrió durante el Mioceno (Gonzalez & Holguín, 1992). (Figura 4.4).

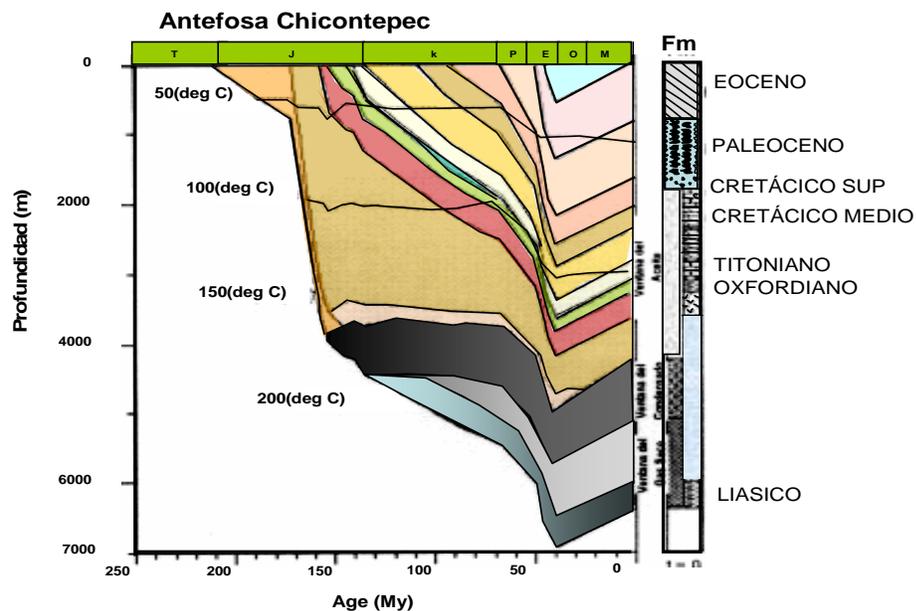


Figura 4.4. Gráfica de sepultamiento del área circundante al campo Poza Rica; como se puede observar las rocas generadoras a pesar del levantamiento de la cuenca, se encuentran todavía en la ventana de generación de aceite entre los (100° y 150°C) (Román et. al., 1998.)

b) Campos petroleros

En el área terrestre, existe un buen número de campos petroleros en rocas de la Formación Tamabra; el alineamiento de estos campos siguen el contorno de la “Faja de Oro”.

La calidad del aceite almacenado en esta formación es, en la mayoría de los casos, aceite ligero que varía de 26 a 31° API, en la Tabla 4.2, se muestran de algunos campos los siguientes datos: tipo de yacimiento, calidad del aceite, área en Km², aceite original en sitio y producción acumulada.

Campo	Tipo de yacimiento	Aceite (°API)	Área (Km²)	OOIP (mmbpc)	Np Prod. Acum. (mmbpce)
“A”	Saturado	35	2.2	17.3	1.7
“B”	Saturado	28	8	55.6	9.89
“C”	Saturado	35	14	150.6	46.9
“D”	Saturado	32	16	110.2	14.11
“E”	Saturado	27	3.3	66.2	19.78
“F”	Saturado	24	4	51.1	11.84
“G”	Saturado	28	7	71.2	8.78
“H”	Saturado	17	0.3	1.6	0.355
“I”	Saturado	31	2.4	4.9	1.53
“J”	Saturado	28	1.7	1.2	0.405
“K”	Sobresaturado	32	104	5,746.9	1,748.2
“L”	Saturado	29	5	50.1	1.20
“M”	Saturado	31	5	38.193	12.59
“N”	Saturado	28	14	251.2	95.35
“O”	Saturado	19	0.6	18.7	1.95
“P”	Saturado	33	5	43.4	13.32
“Q”	Saturado	33	4	29.7	4.79
“R”	Sobresaturado	28	24	572.6	190.64
“S”	Saturado	31	2	6.3	1.17

Tabla 4.2. Principales campos productores en la Formación Tamabra, se incluye el área de los campos. (A. Marhx, 2009).

Capítulo V. Variaciones en el sistema El Abra-Tamabra.

a) Tipo de talud y morfología

La plataforma “Tuxpan-Tecolutla” (“Faja de Oro”), es una de las varias plataformas aisladas del Cretácico que se desarrollaron sobre una serie de bloques altos durante el Albiano (Barnette and Illing, 1956; Viniegra and Castillo-Tejero, 1970; Coogan, et. al., 1972; Enos, 1977; Wilson, 1990; McFarlan and Menes, 1991; Goldhammer, 1999), la “Faja de Oro”, tiene una forma elipsoidal con borde arrecifal, la cual tiene una longitud de aproximadamente 150 km en su eje mayor y alrededor de 70 km en su eje menor (Viniegra and Castillo-Tejero, 1970; Coogan, et al., 1972).

La información sísmica 2D y 3D, no alcanza a ilustrar la morfología y tipo de talud del borde de la plataforma; sin embargo, con esta información, sí se logra identificar que la morfología y los tipos de talud existentes son principalmente del tipo de traspaso y presentan cierta transición hacia el tipo erosional y depositacional. Por otra parte, permite también diferenciar que la morfología y el tipo del talud a lo largo de la periferia de toda la plataforma, no son similares.

Tomando en cuenta que el depósito de los ambientes sedimentarios identificados en el borde de la plataforma (facies arrecifales), se llevaron a cabo bajo diferentes condiciones, tales como: la capacidad de producción de la fábrica de carbonatos (Capítulo III); variaciones en las fluctuaciones en el nivel del mar por la subsidencia de las aéreas adyacentes y sobre los altos de basamento, arriba de los cuales, se desarrolló la plataforma con facies de rocas carbonatadas con granos cohesivos y granos cohesivos con escaso lodo carbonatado; que, como ya se mencionó, en la mayoría de los casos, se desarrollaron taludes de traspaso y erosionales y probablemente de forma aislada depositacional.

Si se considera que para la porción marina de la “Faja de Oro”, el talud original no fue alterado considerablemente por los eventos tectónico-sedimentarios ocurridos durante el Terciario, y simplemente las fallas de crecimiento (normales) llegaron a erosionar a las rocas sedimentarias de edad cretácica; estos sedimentos probablemente fueron transportados a mayores profundidades o en ambientes de cuenca.

En las siguientes figuras, se muestran líneas sísmicas ubicadas (Figura 5.1), en las diferentes aéreas del borde de la plataforma “Tuxpan-Tecolutla”, en éstas, se pueden observar sus diferencias morfológicas y de tipo de talud. De la Figura 5.2 a la 5.12, son líneas sísmicas 2 y 3D de la porción terrestre; a partir de la Figura 5.13, son líneas sísmicas marinas 3D.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

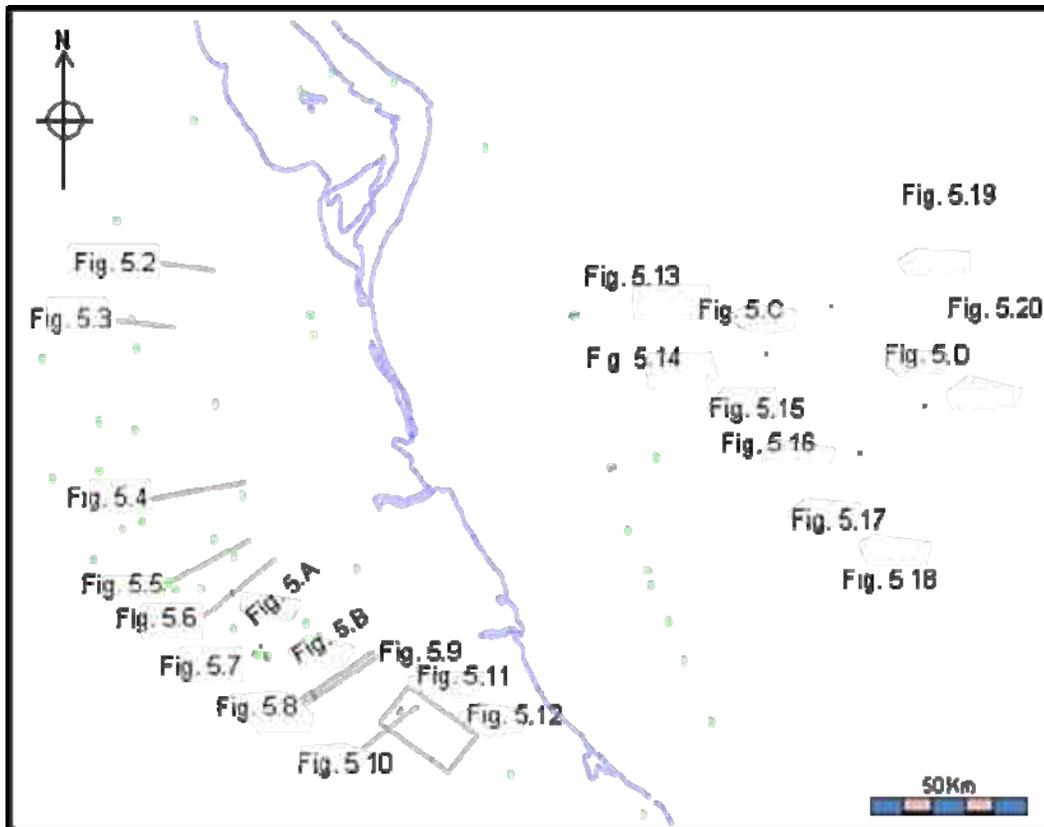


Figura 5.1. Mapa que muestra la ubicación de las líneas sísmicas en las cuales se observan las diferentes morfologías, tipos de talud y facies sísmicas.

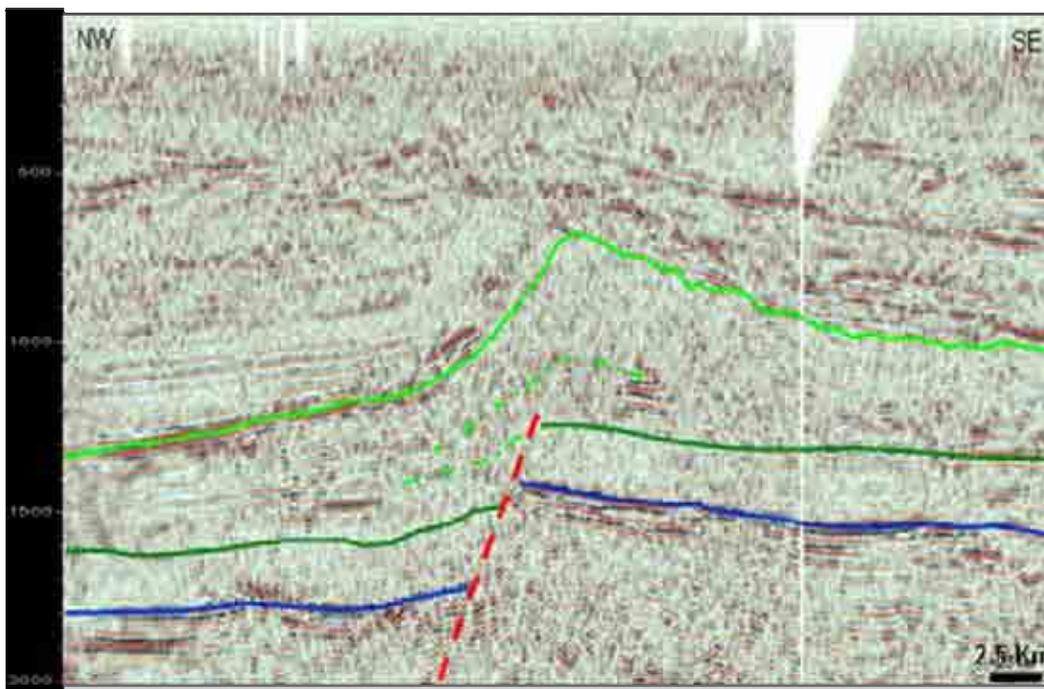


Figura 5.2. El crecimiento del borde de la plataforma está relacionado directamente con el borde del alto de basamento. El talud inicio siendo depositacional y evoluciono a tipo de traspaso.

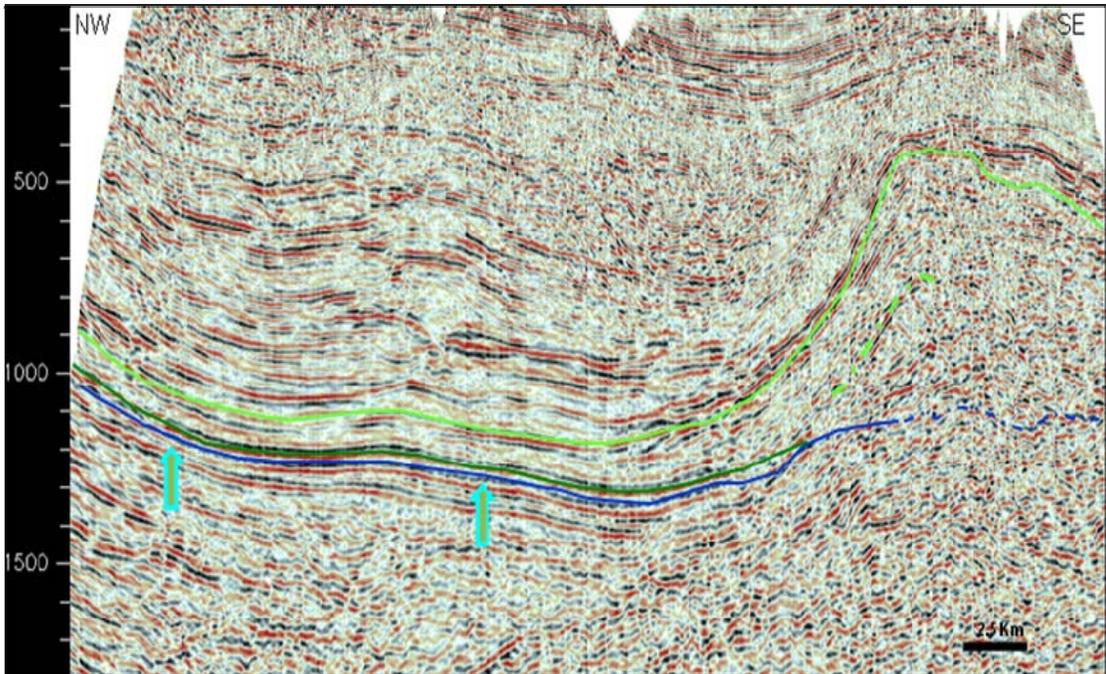


Figura 5.3. Durante todo el tiempo de evolución del talud, fue de tipo de traspaso, ligeramente de tipo de erosión. Nótese como hacia la cuenca se presenta un echado hacia arriba (señalado por las flechas).

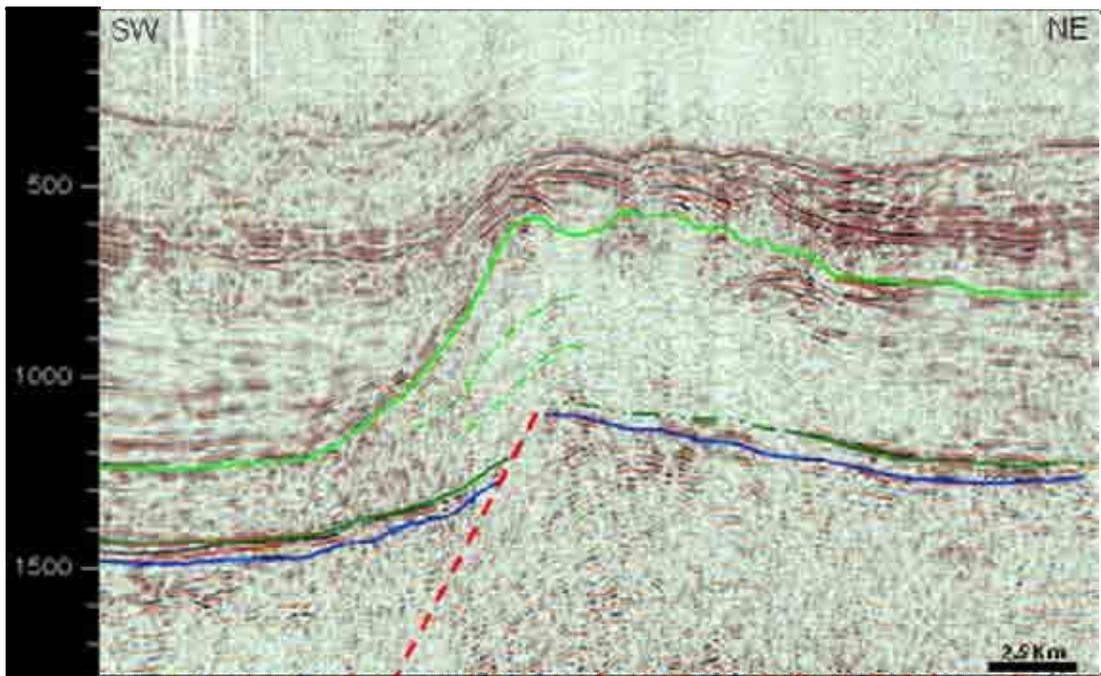


Figura 5.4. El crecimiento del borde del talud está asociado al basamento. Durante el desarrollo del talud se presentó inicialmente una etapa depositacional para convertirse de traspaso.

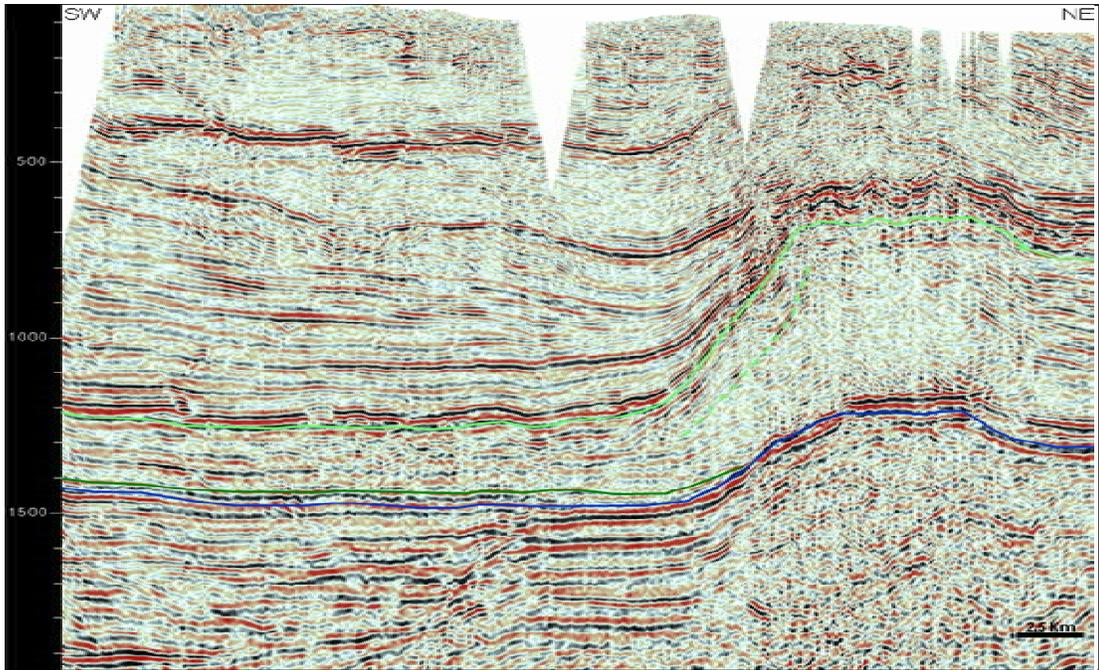


Figura 5.5. El tipo de talud fue de traspaso a lo largo de toda su evolución, el piso de cuenca es casi horizontal. En la siguiente figura se presenta una línea sísmica muy cercana a esta, obsérvese la diferencia en el tipo de talud.

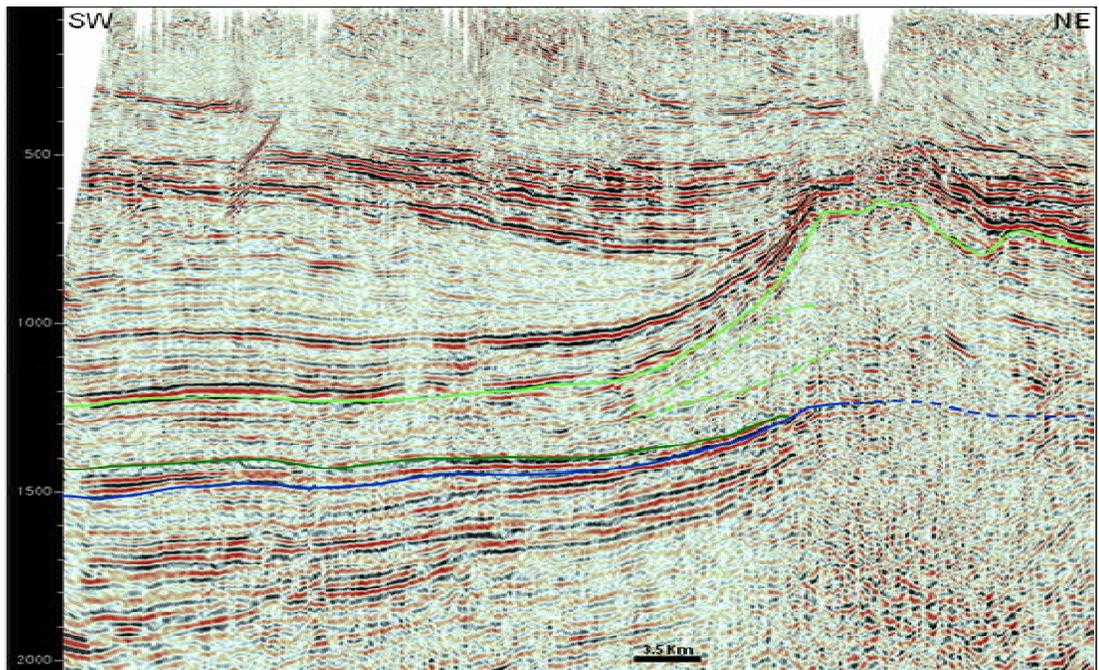


Figura 5.6. A partir de la interpretación sísmica de esta sección se determina que el talud es depositacional por presentar un crecimiento progradante en el borde de la plataforma. Ver figura anterior y mapa de localización.

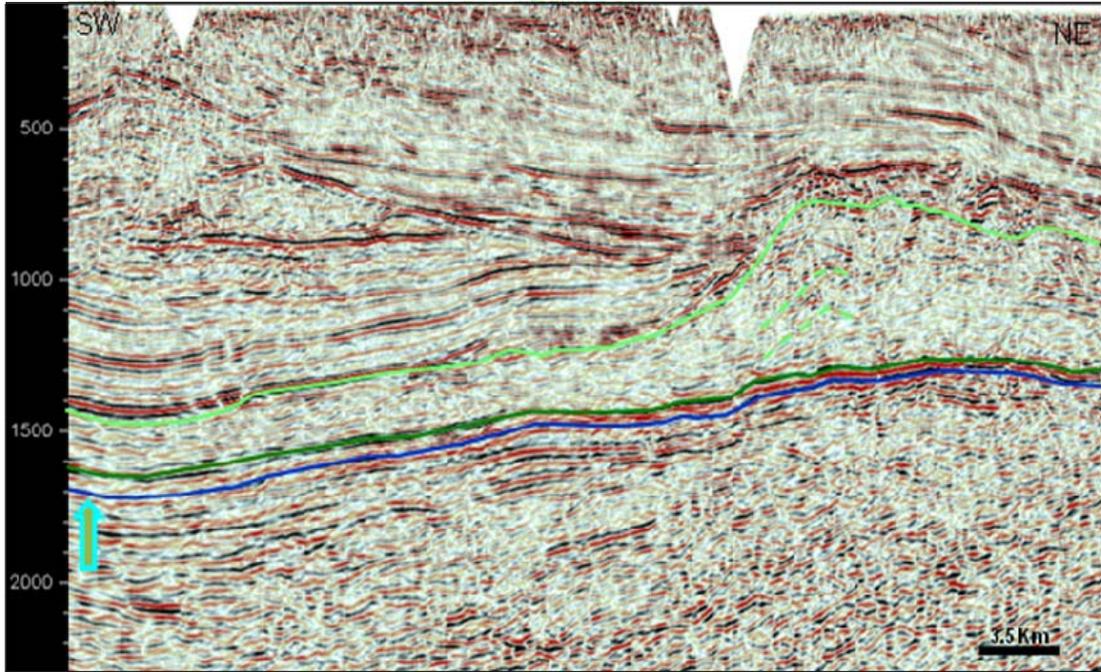


Figura 5.7. La morfología y tipo de talud es compuesto: depositacional y de traspaso, siendo este último el predominante. Obsérvese la sutil pendiente hacia la cuenca la cual al final presenta una flexura ascendente (señalado por la flecha).

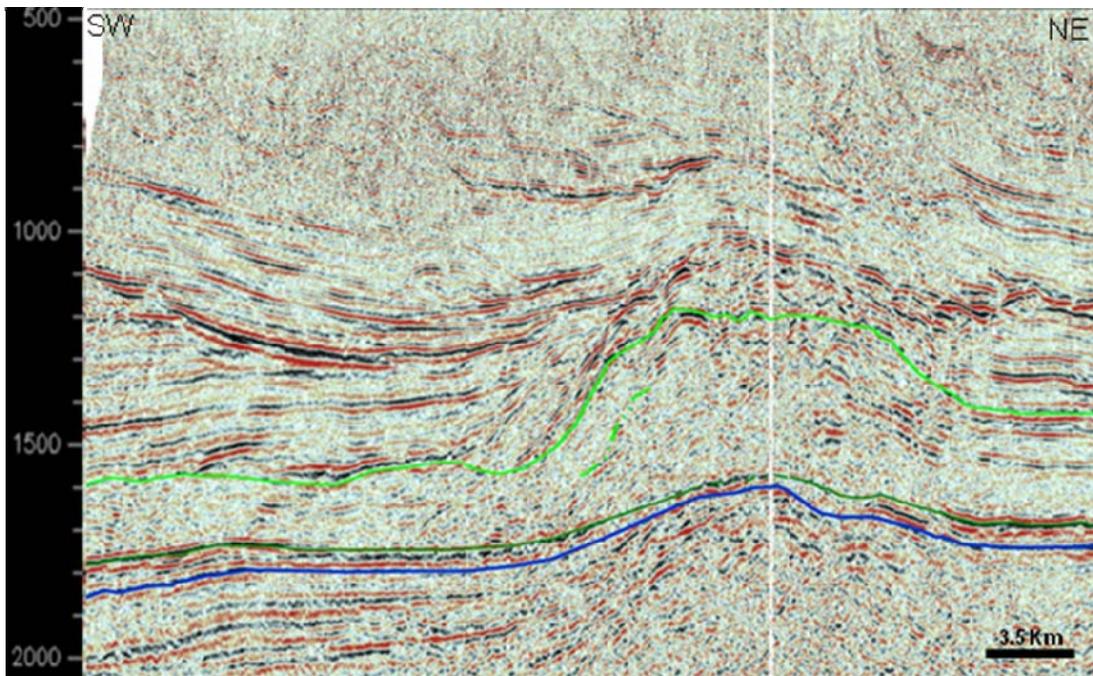


Figura 5.8. Este talud es de traspaso con rasgos erosivos.

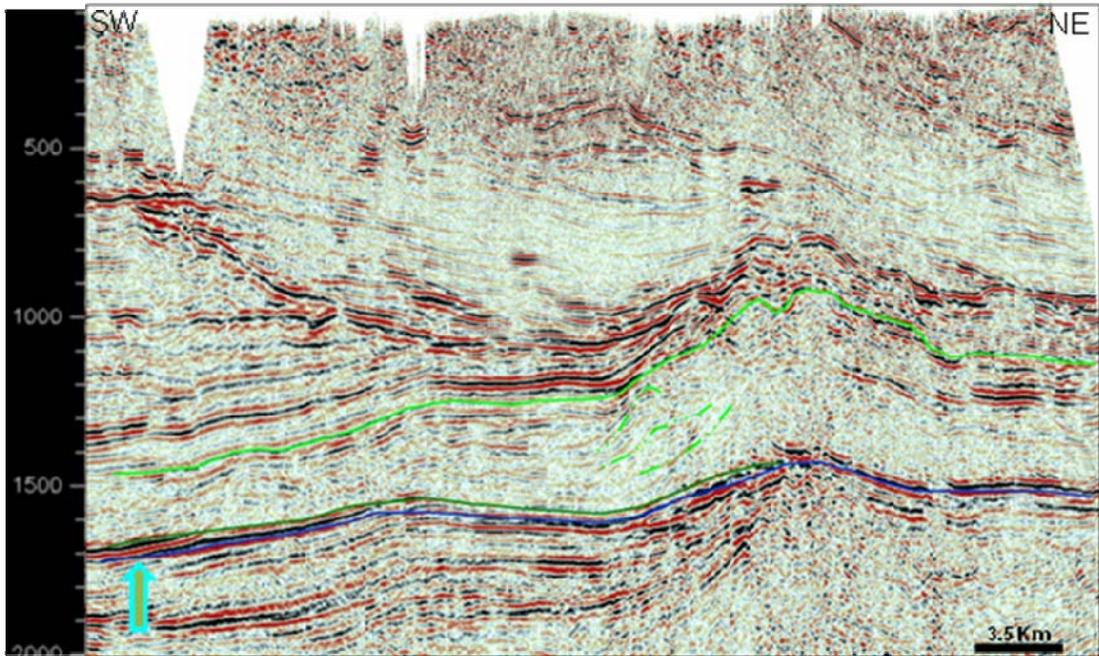


Figura 5.9. El crecimiento del borde de la plataforma, sugiere un desarrollo agradacional-progradacional, resultando un talud de tipo de traspaso que varió a depositacional. Obsérvese la flexura hacia la cuenca (flecha).

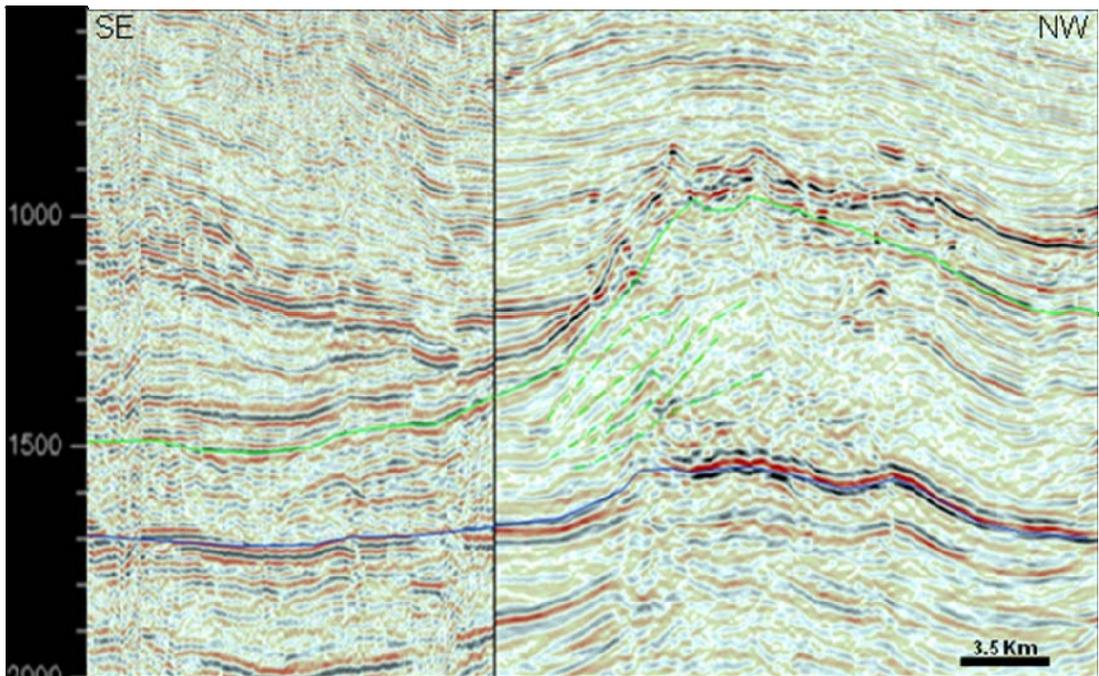


Figura 5.10. El crecimiento del borde de la plataforma graduó de depositacional a traspaso, (sección compuesta por líneas 2y 3D).

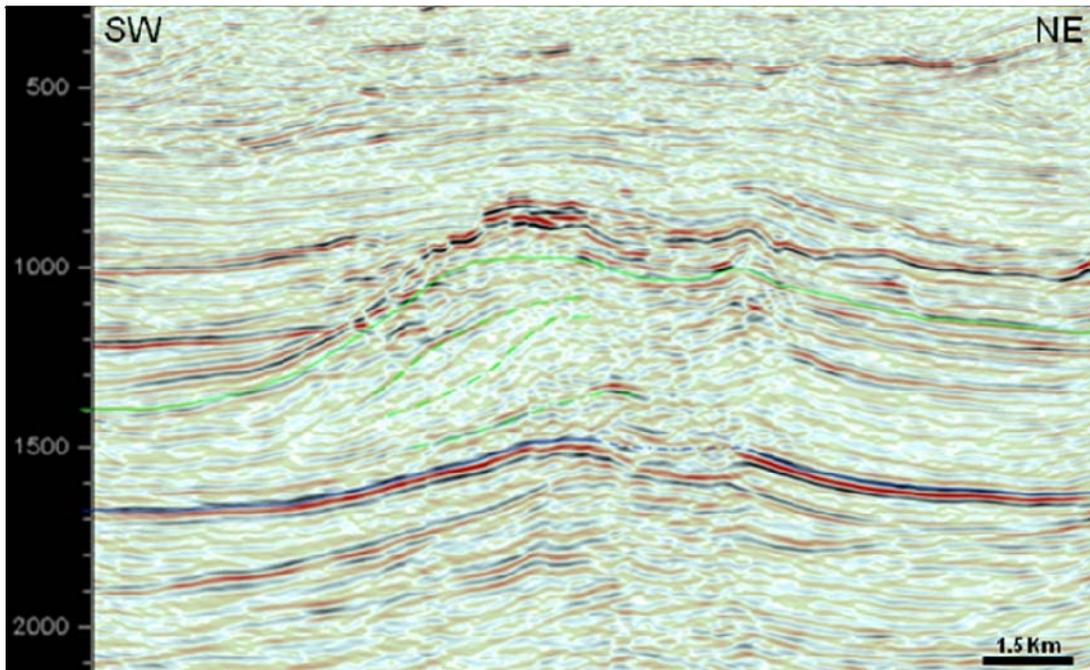


Figura 5.11. Sección sísmica 3D, en la cual se puede interpretar de mejor manera la evolución del crecimiento arrecifal, observándose que este varió de depositacional a traspaso.

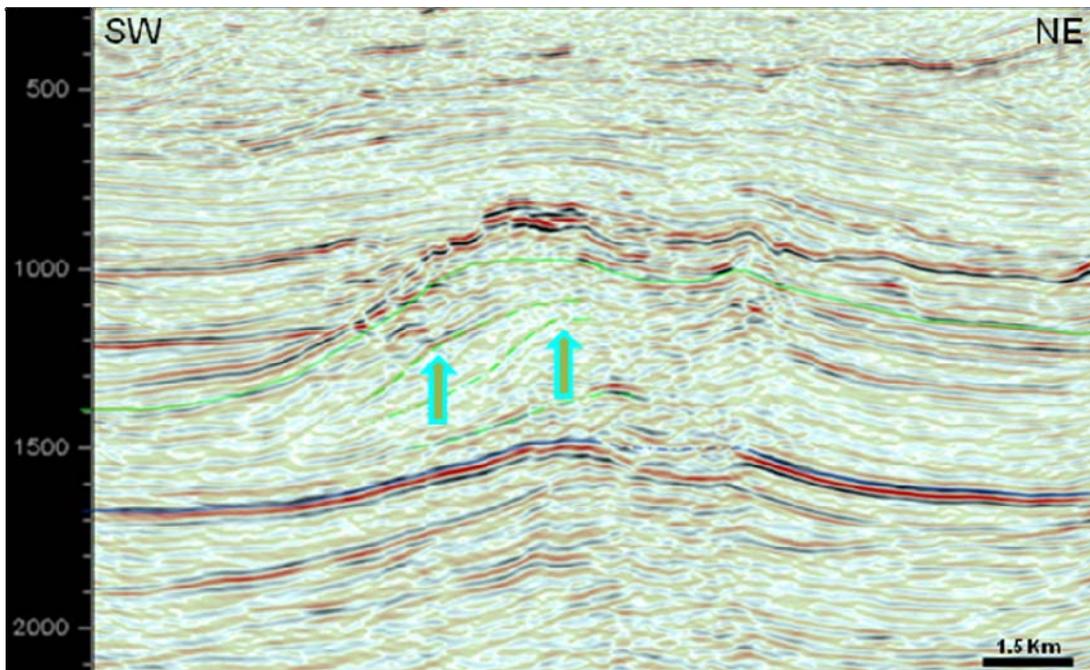


Figura 5.12. Sección sísmica 3D. Obsérvese que la evolución del crecimiento arrecifal varió de depositacional a traspaso. El desarrollo fue agradacional-progradacional (señalado por las flechas).

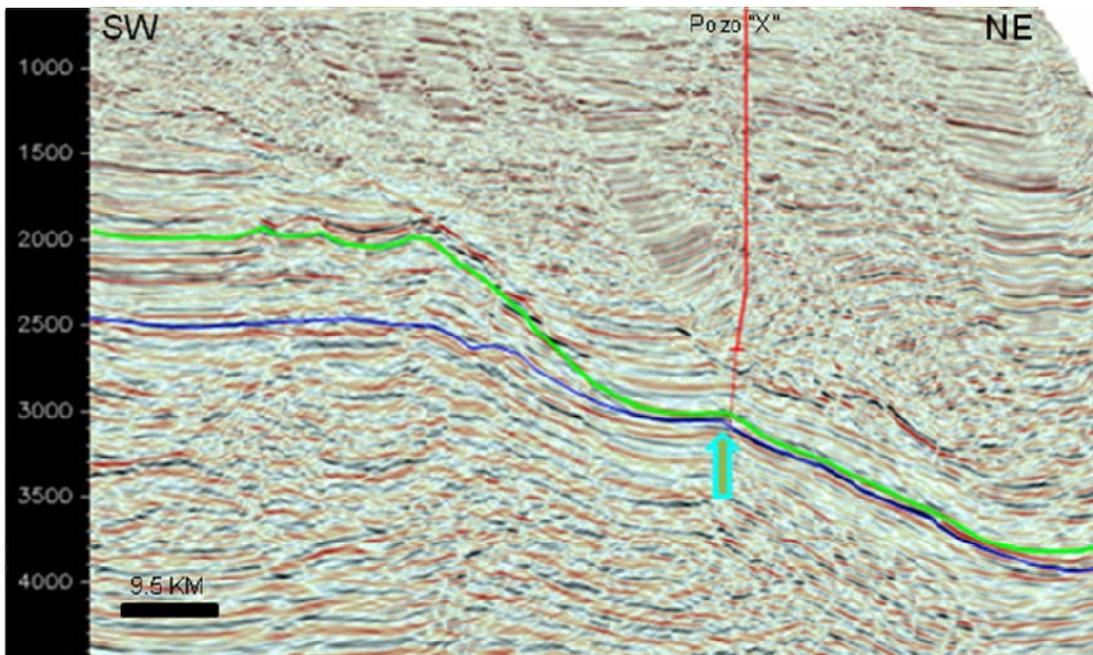


Figura 5.13. Sección sísmica 3D marina. El tipo de talud es de traspaso con una pendiente muy prolongada hacia la cuenca, en la ubicación del pozo se encontró un alto de basamento que pudo haber actuado como represa atrapando a los sedimentos derivados de la plataforma (señalado por la flecha).

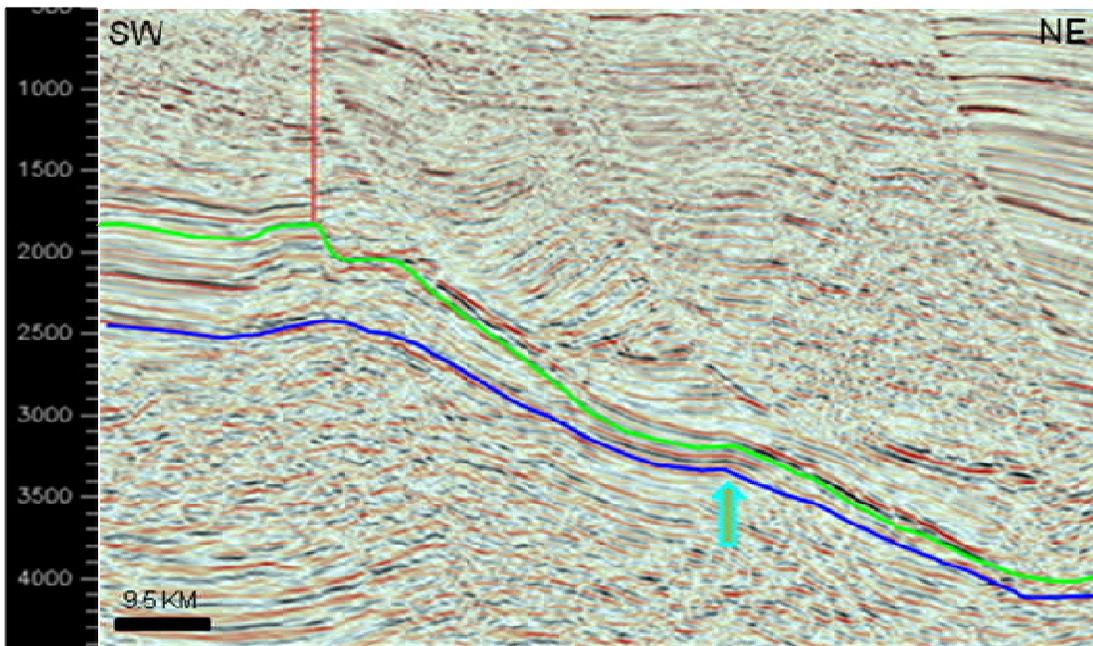


Figura 5.14. Sección sísmica marina. El borde arrecifal está afectado por un probable *karst* que pudo haber sido afectado por los eventos tectónico-sedimentarios del Terciario. El talud es de tipo de traspaso con una pendiente continua hacia la cuenca, teniéndose un ligero cambio a partir de un rasgo similar al de la figura anterior (flecha).

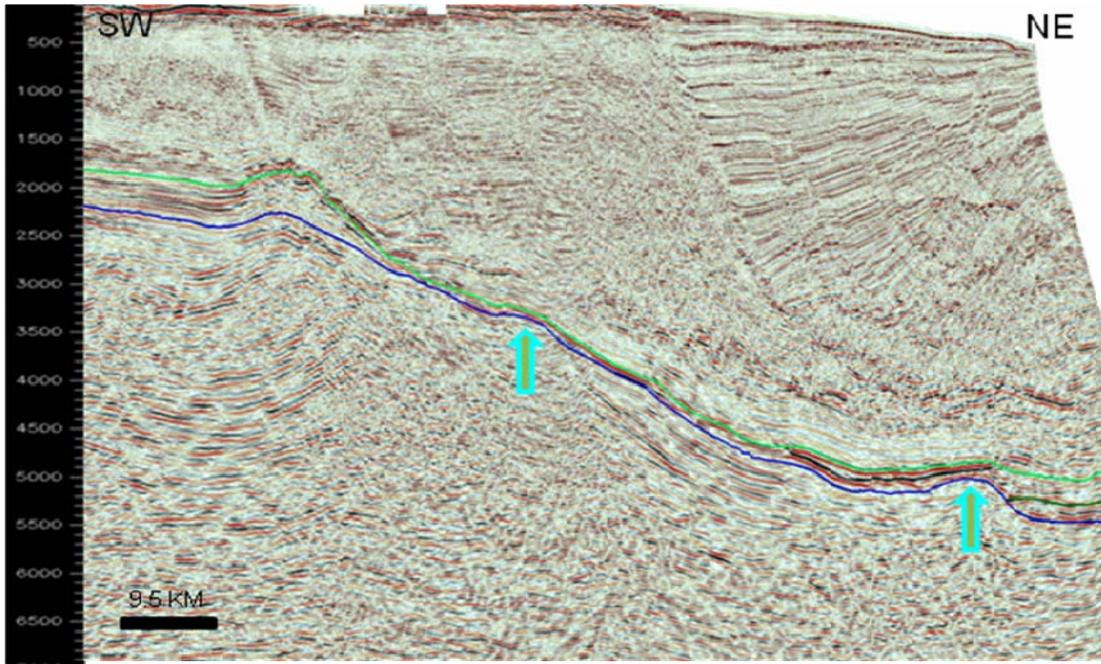


Figura 5.15. Sección sísmica 3D marina. El tipo de talud es erosional y de traspaso; nótese que la pendiente es continua hacia la cuenca con un ángulo ligeramente mayor al de las anteriores figuras; además se interpretan dos pequeños altos en la pendiente (señalados por las flechas).

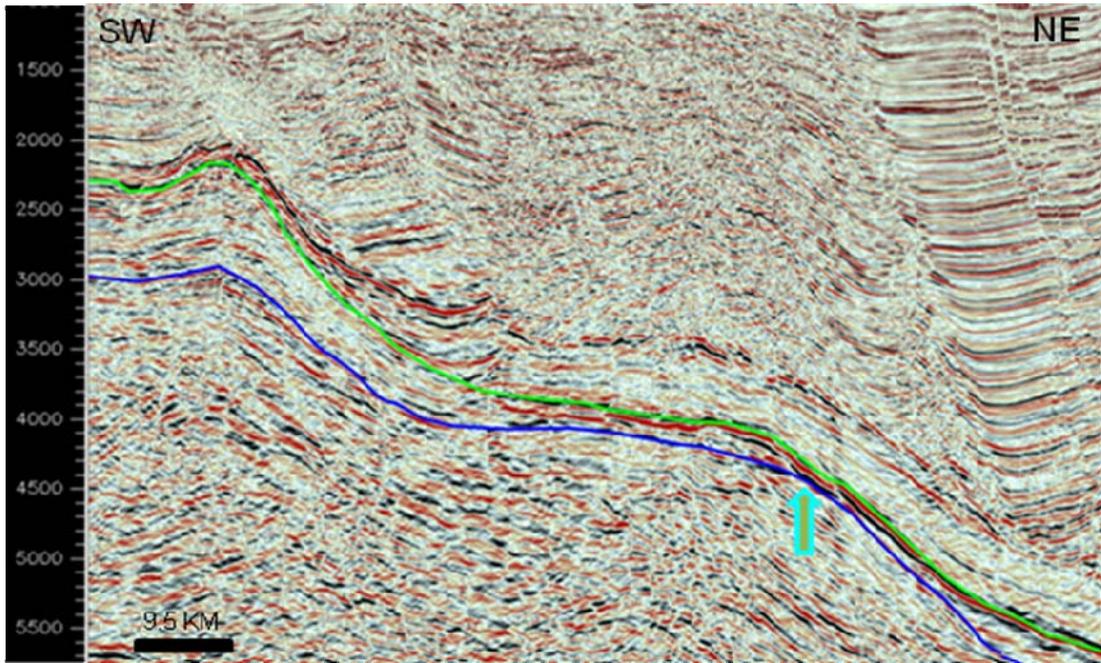


Figura 5.16. Sección sísmica 3D marina. El tipo de talud es de traspaso, aquí se observa una terraza angosta la cual en su parte final presenta un talud hacia la cuenca (flecha).

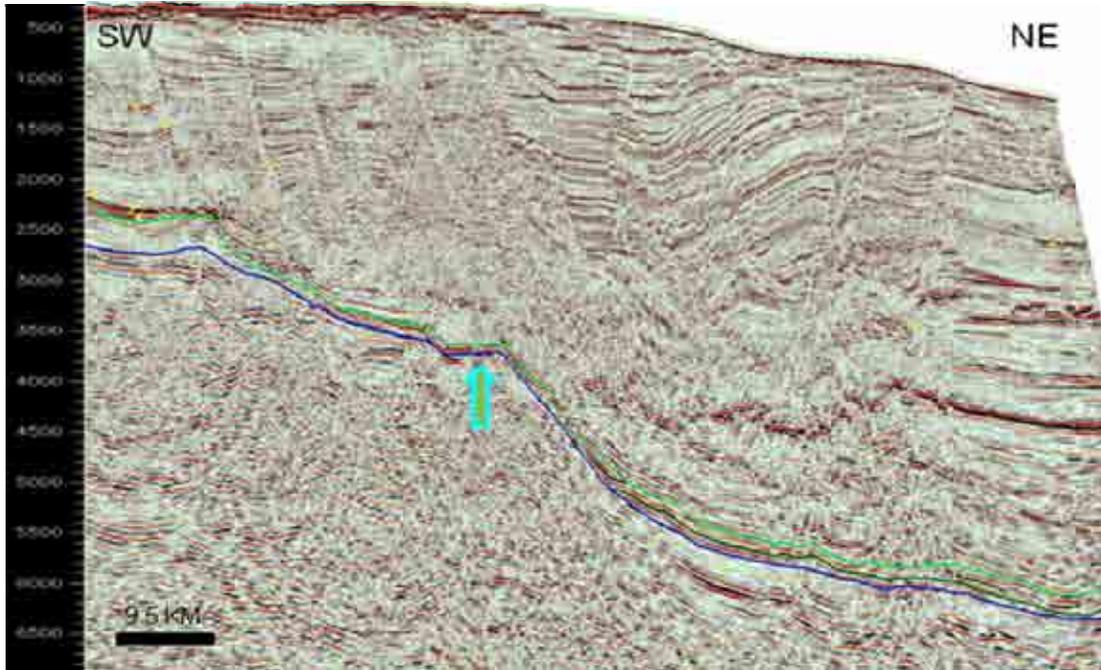


Figura 5.17. Sección sísmica 3D marina. El talud es de traspaso, inmediatamente en su parte final se interpreta un alto, a partir del cual se extiende una angosta terraza con un ángulo muy suave hasta llegar a un escarpe como el de la figura anterior (señalada por la flecha).

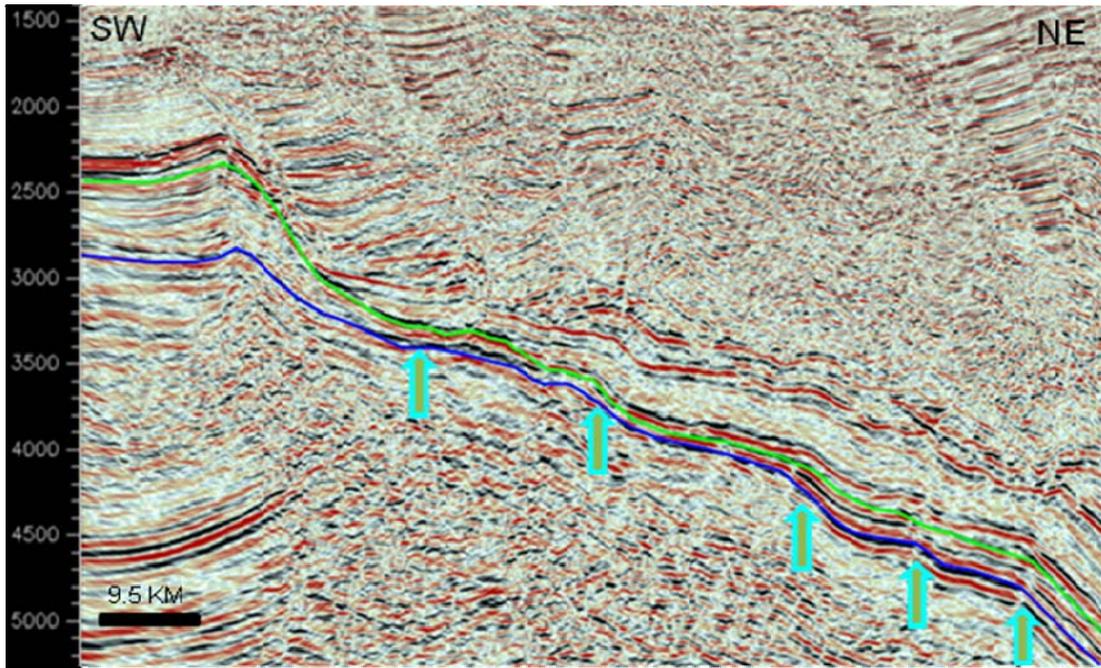


Figura 5.18. Sección sísmica 3D marina. El tipo de talud es de traspaso escalonado con una prolongada pendiente; nótese pequeños altos hasta llegar a un cambio de pendiente menor e inmediatamente uno de mayor pendiente hacia la cuenca (señalado por las flechas).

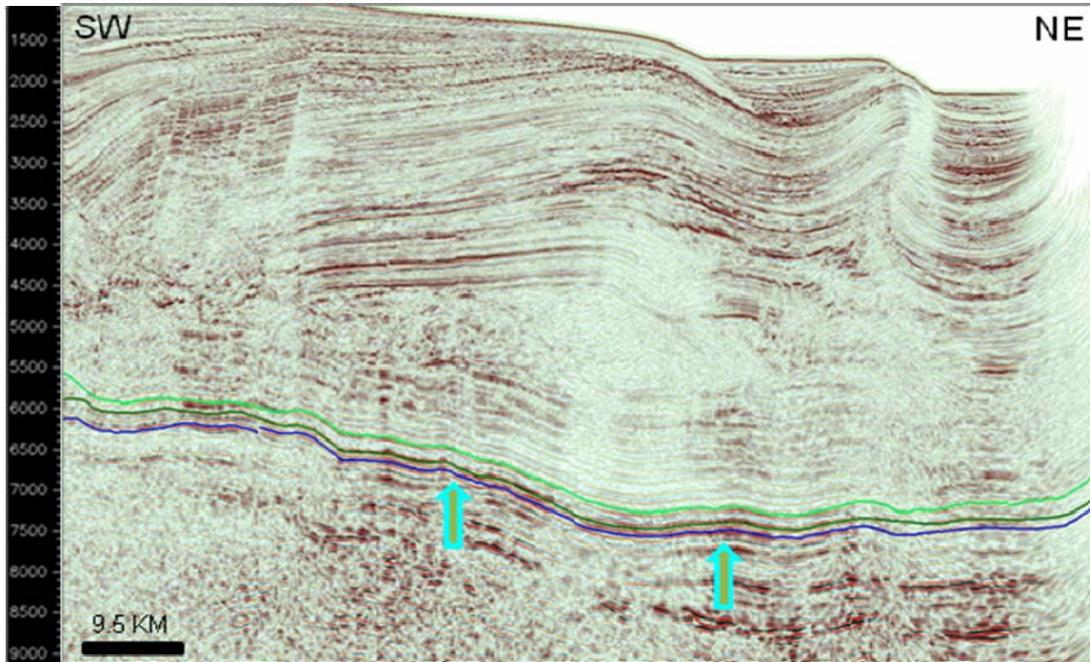


Figura 5.19. Línea sísmica marina a echado. Después de tener una pendiente alta, en la cuenca las formaciones del mesozoico tienen un echado de menor ángulo (señalado por las flechas).

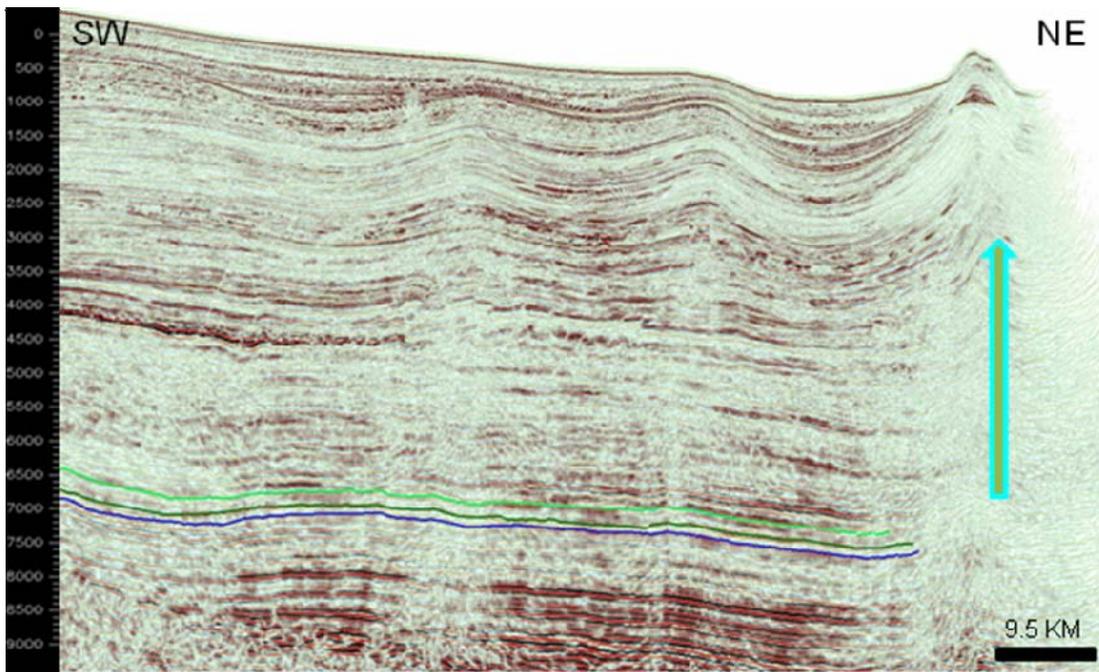


Figura 5.20. Línea sísmica marina a echado. Al igual que en la anterior figura en la cuenca el echado es casi horizontal, al final de la línea se ve afectado por un levantamiento de posibles arcillas diapíricas (señalada por la flecha).

b) Estratigráficas y sedimentológicas

La relación del sistema El Abra-Tamabra, dio lugar a que la Formación Tamabra se desarrollara en general, con características sedimentológicas muy similares a lo largo de toda la periferia de la "Faja de Oro"; los cambios más significativos son las diferencias en el arreglo de la secuencia estratigráfica de la formación, debido a las variaciones locales eustáticas y sedimentarias, durante la subsidencia de la cuenca, así como por el comportamiento de la fábrica de carbonatos, bioconstrucción, cementación y disolución. Los espesores de las secuencias y/o cuerpos litoestratigráficos, que por convencionalismo se describieron en el campo Poza Rica, debido a que es el campo con mayor información y estudios, presentan mínimas variaciones entre campos. La Formación Tamabra está constituida principalmente por flujos de detritos, escombros y turbiditas calcáreas. La estratificación de los cuerpos de la formación, se muestra en la figura 3.7.

En el inciso "d" del Capítulo III, se mencionaron los tipos de rocas que constituyen a esta formación. La profundidad a la que estas rocas debieron depositarse, fue de unos 100 a 200 m (Aptiano-Albiano Temprano) al inicio del desarrollo del borde carbonatado arrecifal de la "Faja de Oro"; posteriormente durante el Albiano Medio-Tardío, debieron depositarse a profundidades de aproximadamente 1000 m, debido al gran desarrollo del borde de la plataforma de "Tuxpan-Tecolutla"; para este tiempo, el perfil (morfología y tipo de talud) fue de traspaso (*bypass*) y en algunos casos erosionales, lo cual propició que el depósito de las rocas se llevara a cabo principalmente en la base del talud y en la cuenca por corrientes de turbidez y flujos de escombros y detritos.

Los flujos de detritos y de escombros varían con granos abundantes cohesivos y con abundante lodo. Las turbiditas están compuestas por packstone y grainstone de alta y baja densidad; las primeras tienen escasa presencia de lodo carbonatado y las segundas son ricas en lodo. La Figura 3.5, muestra la sucesión estratigráfica de los principales tipos de rocas de la Formación Tamabra.

c) Estructurales

El estilo estructural del sistema El Abra-Tamabra, está relacionado directamente con la morfología y tipo de talud del sistema; sin embargo, el basamento bajo el cual se desarrolló la "Faja de Oro" y el localizado en su periferia, promovió que a lo largo de esa área, se presentaran algunas diferencias estructurales; por ejemplo, para la porción terrestre, la presencia de fallas de basamento, pudieron estar activas durante la etapa de depósito del sistema, mientras que los altos de basamento ubicados en el área del pie del talud y en la cuenca, sufrieron un levantamiento durante el Terciario Temprano por el efecto del levantamiento de la Sierra Madre Oriental. En el primer caso, se dio el desarrollo por el crecimiento del borde de la plataforma, de un escarpe con una regular pendiente echado abajo, en dirección a la cuenca; mientras que en el otro caso, en la misma dirección, se propició en ocasiones la inversión del echado y cuando no se presentan estas condiciones, las

pendientes son descendentes con ángulos muy suaves e inclusive, casi horizontales, (Figuras de 5.2 a 5.10.).

Las condiciones estructurales en la porción marina, son muy diferentes a las terrestres; en esta área, se observa que la morfología y tipo de talud, construido por el crecimiento del borde de la plataforma, existe una angosta “terrazza” con una ligera pendiente que en ocasiones muy estrecha o ausente; en esta, se llegan a presentar levantamientos tipo anticlinal debidos a altos de basamento y al final de esta terraza, se presenta otra pendiente, la cual se prolonga hasta los ambientes de cuenca.

En la Figura 5.13, se muestra la ubicación de un pozo exploratorio (pozo “X”), el cual, en su columna geológica se observó, que un espesor muy delgado de rocas del Eoceno Temprano-Paleoceno Tardío, descansa discordantemente sobre la Formación Tamabra, y la Formación Tamaulipas Inferior descansa sobre unas arenas de edad indeterminada, las cuales sobreyacen a un basamento granítico.

En otro pozo localizado al sur al mencionado en el párrafo anterior, se encontró la misma relación estratigráfica entre las rocas del Terciario y las del Mesozoico; en este último pozo no se cortó basamento y se terminó en rocas del Tithoniano (Formación Pimienta).

Como en líneas previas se comentó, en la “terrazza” es común observar estructuras de tipo anticlinal; se considera que éstas podrían estar actuando como “bordes” deteniendo el paso de los sedimentos hacia aéreas más profundas (figuras 5.13 a 5.18 y figuras compuestas 5.15-5.19 y 5.17-5.20).

El basculamiento que sufrió la plataforma de “Tuxpan-Tecolutla” durante el Terciario Tardío, generó varios eventos tectónicos de extensión, lo cual permitió el desarrollo de fallas, las cuales por la ausencia de las rocas del Cretácico Tardío, tiene su zona de despegue entre los carbonatos “limpios” del Cretácico Medio y las Rocas Terciarias.

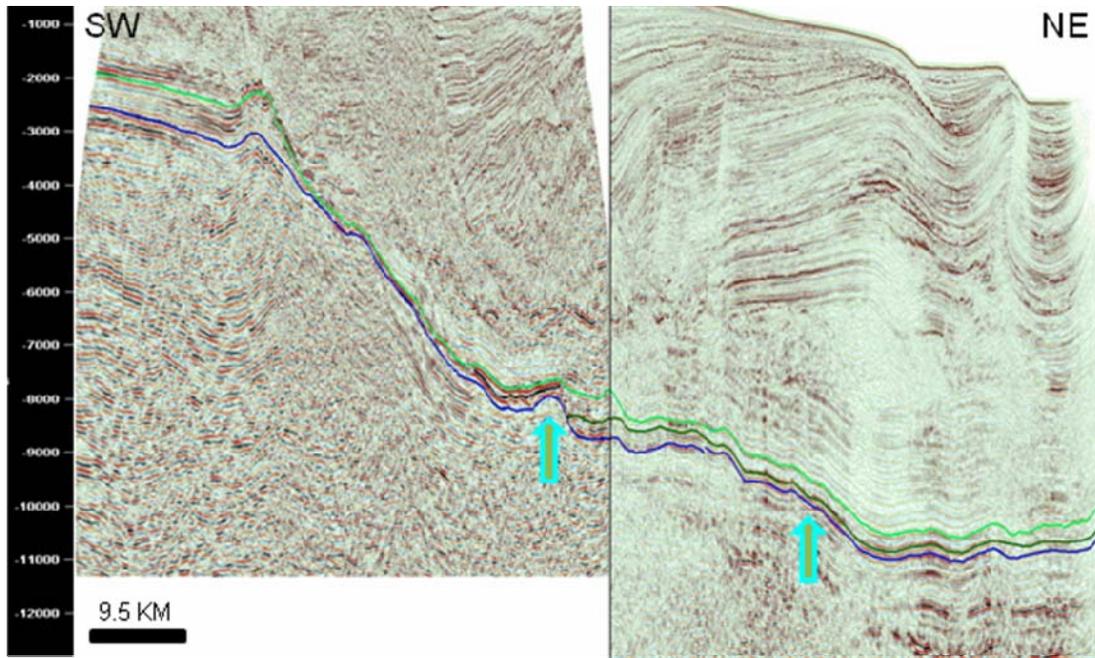


Figura compuesta 5.15-5.19. Línea sísmica marina compuesta. El tipo de talud es de traspaso muy cercano al erosional, antes de llegar a la cuenca se ve una terraza y su nueva caída hacia la cuenca (señalada por las flechas).

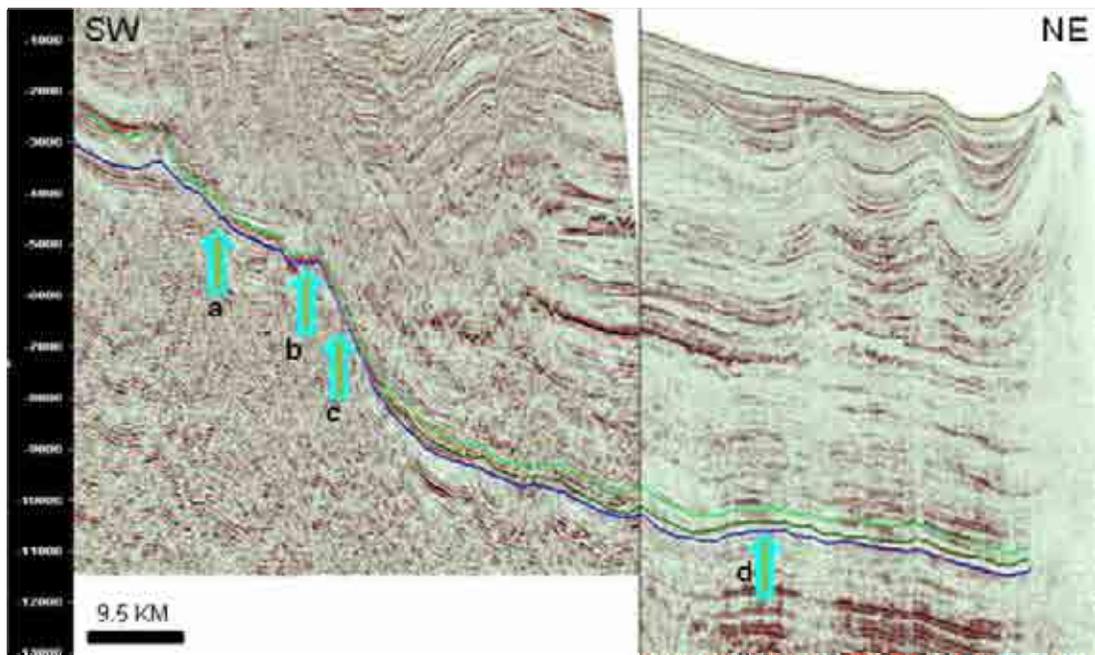


Figura compuesta 5.17-5.20. Línea sísmica marina compuesta. Después del crecimiento del borde de la plataforma se tiene una pendiente de tipo de traspaso (a), una angosta terraza (B), una caída de tipo erosional (c) y sedimentos de pie de talud (d) (señalados por las flechas).

d) Facies sísmicas

Las facies sísmicas se distinguen con base a las siguientes características de reflexión sísmica: (1) configuración, (2) continuidad, (3) amplitud y frecuencia, (4) terminación; por ejemplo, tipos de terminación hacia los reflectores de límites de secuencias como: truncaciones, cambios laterales y geometrías externas de los paquetes de reflexión (Brown Jr. and Fisher, 1980; Fontaine et al., 1987; Mitchum et al., 1977b).

Las facies sísmicas presentes en el pie de talud del sistema El Abra-Tamabra, están caracterizadas por reflexiones onduladas, contorneadas y caóticas, en dirección a la cuenca; las facies sísmicas contorneadas y caóticas son de baja amplitud. Las reflexiones geométricas internas son complejas, siendo los reflectores en la parte media (entre el pie de talud y la parte más distal) de baja amplitud y con formas monticulares, onduladas y en tejado (*shingled*), mientras que hacia la parte más distal del talud, se observan reflectores más continuos, de paralelos a subparalelos y ondulados, de alta amplitud.

Cuando se hacen aumentos para la visualización del intervalo de la formación Tamabra se pueden observar reflectores del tipo *downlap*, *onlap*, *toplap* y truncaciones, (Janson X., et al., 2009).

A pesar de que las imágenes sísmicas terrestres (a rumbo) de las Figuras 5.2, 5.3, 5.4, 5.5, 5.6, 5.7, 5.8, 5.9, 5.10, 5.11 y 5.12, son de regular calidad, es posible identificar las facies sísmicas de la Formación Tamabra, destacándose las facies onduladas, monticulares, en tejado (*shingled*), paralela y subparalela, las cuales son evidencia del transporte y retrabajo que sufrieron las rocas que constituyen a la Formación Tamabra.

Las figuras 5.A y 5.B, son líneas sísmicas terrestres (a echado), las cuales muestran los mismos patrones geométricos internos de las facies sísmicas que en las figuras anteriores, pero en éstas es más evidente el carácter monticular y ondulado de baja amplitud.

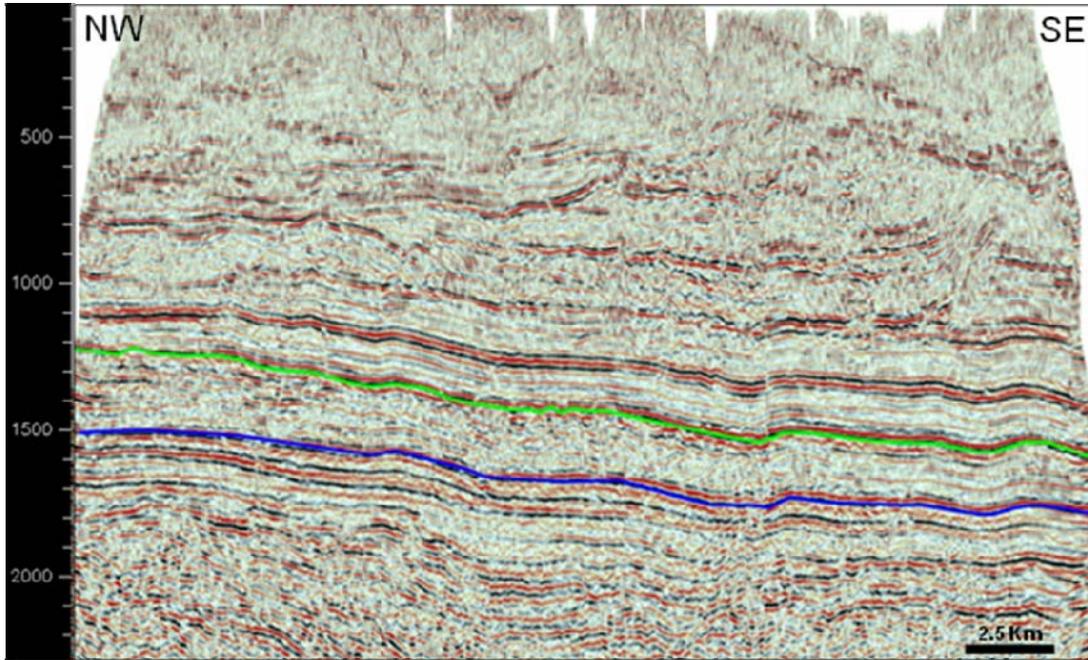


Figura 5.A. Las facies sísmicas de la Formación Tamabra se encuentran constituidas por facies onduladas, monticulares y subparalelas a paralelas.

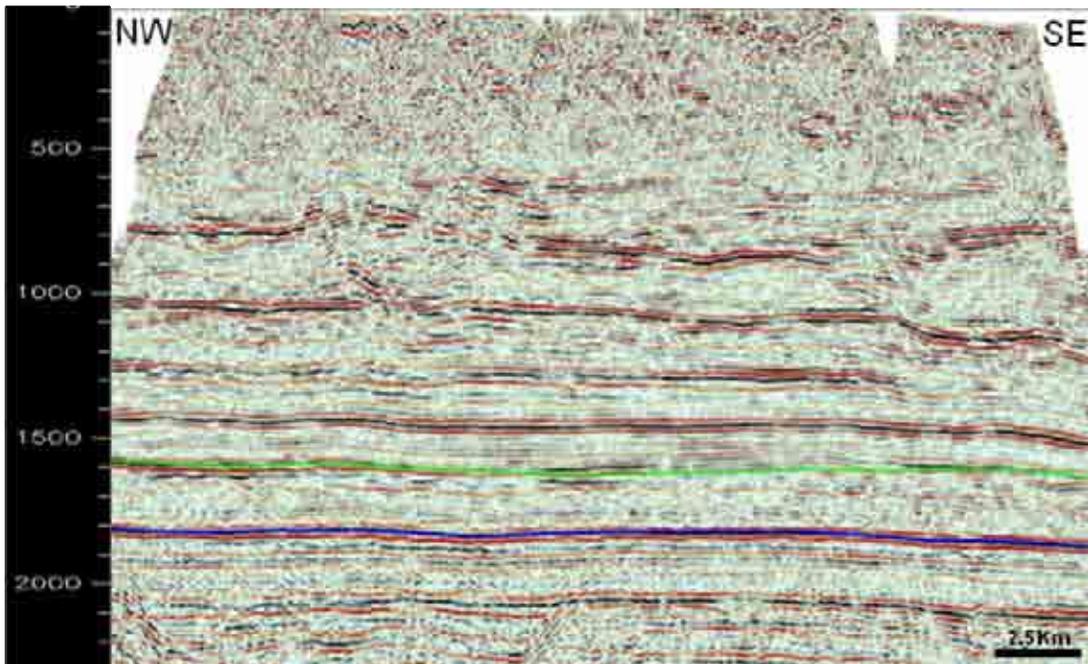


Figura 5.B. En esta figura se muestran de mejor manera las facies onduladas, monticulares y paralela y subparalela.

Las figuras 5.C y 5.D, son líneas sísmicas marinas a rumbo, en estas, las facies sísmicas son difícilmente identificables; sin embargo, se alcanzan a distinguir facies onduladas, subparalelas y escasas en tejado (*shingled*). En las secciones sísmicas marinas a echado, el espesor de la Formación Tamabra es muy reducido, por lo cual, solo en algunos sectores se logran observar algunas

de las facies sísmicas mencionadas (figuras 5.13 a 5.18). La falta de resolución a estos niveles estratigráficos se debe a que la información sísmica fue diseñada principalmente para iluminar el grueso espesor de las rocas terciarias y, que a la fecha, no se ha llevado a cabo un reproceso sísmico para resaltar los eventos del Mesozoico.

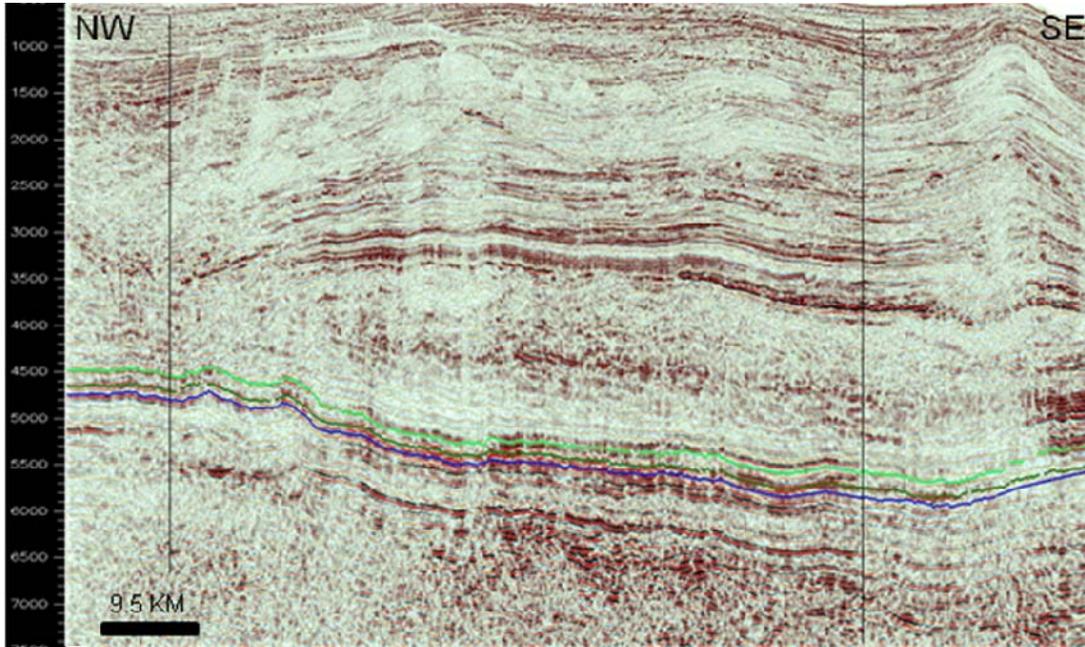


Figura 5.C. Línea sísmica marina a rumbo. Las facies sísmicas son onduladas, subparalelo y paralelo, con escasas *shingled*.

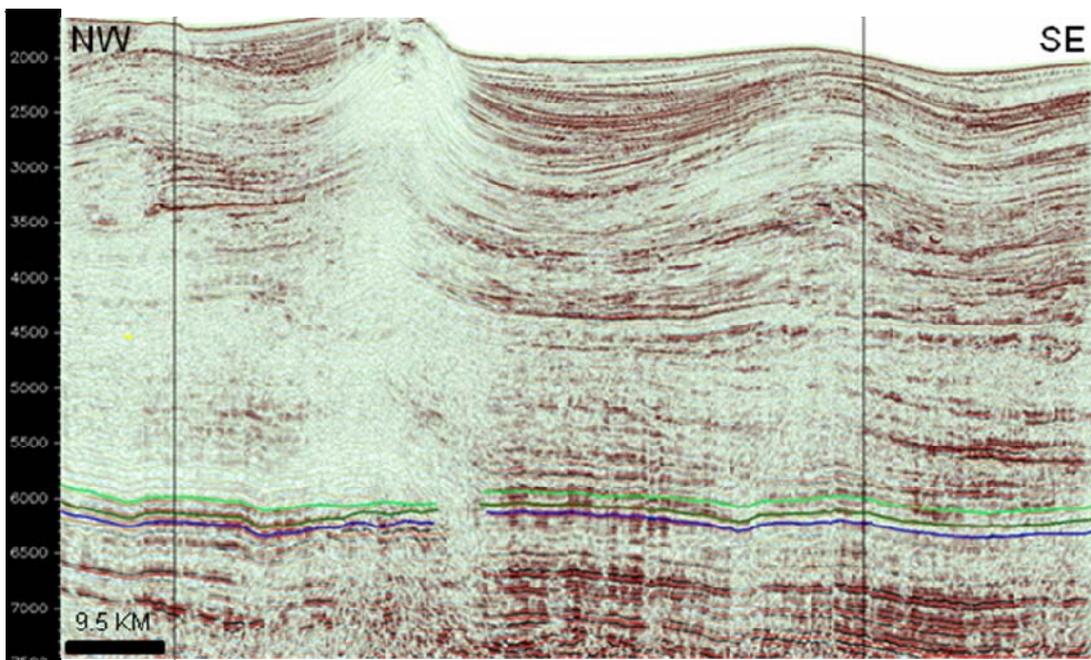


Figura 5.D. Línea sísmica marina a rumbo. Las facies sísmicas son similares a la figura anterior pero, en ésta, se aprecian cambios de amplitudes teniéndose en la parte central, altas amplitudes asociadas a un alto estructural.

e) Distribución

Por medio de registros geofísicos de pozos exploratorios, muestras de canal y de núcleos y de geofísica (sismología); se reconoce que la Formación Tamabra, se encuentra distribuida a lo largo de toda la periferia del borde arrecifal de la plataforma "Tuxpan-Tecolutla" ("Faja de Oro"). Las variaciones en el espesor de dicha formación se deben a varios factores, entre los cuales se encuentran las variaciones locales en la morfología y tipo de talud, comportamiento de la subsidencia de la cuenca, las variaciones en las fluctuaciones del nivel del mar, bioconstrucción, cementación y disolución; que son factores intrínsecos y extrínsecos indicados en la Figura 3.1.

Por la abundancia de pozos que alcanzaron a la Formación Tamabra en la porción terrestre, se cuenta con un buen registro de las variaciones de su espesor; siendo de 220 m el máximo espesor registrado y de 45 m el mínimo, mientras que en la porción marina, escasamente dos pozos (uno de estos se muestra en la figura 5.13) alcanzaron a la Formación Tamabra, en uno de ellos se cortó un espesor de 142 m y en el otro de 240 m.

Como anteriormente se comentó, la presencia de fallas de extensión que actuaron desde el borde de la plataforma durante el Terciario, pudieron en algunas áreas, haber erosionado? y trasladado a las rocas mesozoicas hacia aéreas más profundas? En la figura 5.13, se muestra la ubicación de uno de los pozos que cortó a la formación Tamabra y en su columna geológica se reconoce que el Terciario descansa directamente sobre la Tamabra.

Capítulo VI. Expectativas petroleras de la Formación Tamabra

a) Área terrestre

A la fecha, todos los campos productores en la Formación Tamabra, se ubican en la porción terrestre de la “Faja de Oro” (sistema El Abra-Tamabra); en la Tabla 4.2, se muestran algunos datos de los de los campos más importantes, entre los cuales se destacan sus áreas en km², que por su dimensión el campo “K”, seguido por el “R”, estadísticamente podrían considerarse de los de mayor extensión; mientras que al observar las superficies de los restantes campos, se esperaría que de existir trampas sin identificar, los futuros descubrimientos deberán tener una dimensión areal de entre 2 y 8 km².

La mayor cantidad de información sísmica es 2D, de prospectos sísmicos de diferentes generaciones, siendo algunos de éstos de tipo analógico y otros de formato digital; solo se cuenta con un cubo 3D, el cual cubre el área del campo “K”; se considera que la calidad de resolución de la información sísmica 2D es de regular a buena, y el espaciamiento que existe entre ellas, varía de entre 2 a 6 km.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

La Formación Tamabra es un *play* establecido relevante, no solamente por el volumen de hidrocarburos producidos, sino también por la calidad de su aceite el cual se encuentra entre los 24 a 35° API, con una media de 31° API.

A pesar de que la cuenca Tampico-Misantla es una cuenca que se encuentra en su etapa de explotación madura, se puede considerar que la cantidad y calidad de la información de subsuelo enfocada a este *play* es aceptable, pero no la más adecuada. Por otra parte, se sabe que la Cuenca Tampico-Misantla es una cuenca madura, y este tipo de cuencas son aún muy importantes, pues de éstas es de donde se han incorporado atractivos volúmenes de aceite y gas, además de contar con infraestructura petrolera desarrollada.

La facies sedimentaria en donde se encuentran la mayoría de los campos, es la de talud medio; la cual está constituida principalmente por flujos de detritos ricos en granos y turbiditas. En las facies proximales la formación está constituida por flujos de escombros y de detritos calcareníticos; en esta facies a la fecha, solamente se ha descubierto un campo. La facies distal está integrada por turbiditas de grano fino y turbiditas de grano fino ricas en lodo y escasos flujos de detritos; en esta facies escasamente se han propuesto y perforado pozos los cuales han presentado buena impregnación de aceite.

Se considera que todas las facies sedimentarias están relacionadas a existentes estructuras que no han sido o bien identificadas con la calidad y cantidad de la información sísmica o por el espaciamiento entre las mismas; por tal razón, se interpreta que en ellas existen atractivas reservas, de hidrocarburos con un riesgo exploratorio de medio a bajo y en algunos casos, se podrían encontrar hasta extensiones de los campos; además, se podría considerar que el estudio y evaluación de la facies distales, no han sido metodológicamente calificadas.

b) Área marina

A la fecha se cuenta con la información de varios cubos sísmicos (3D) marinos y dos pozos exploratorios, los cuales al igual que en la sísmica, sus objetivos eran mesozoicos y terciarios (Figura 1.2); en esta figura, también se pueden observar la ubicación de los campos de la “Faja de Oro” (terrestres y marinos).

Durante la perforación de los pozos con objetivos mesozoicos (formaciones Tamabra y San Andrés), se presentaron manifestaciones de gas e impregnaciones de aceite ligero en las rocas del Terciario y en la Formación Tamabra; además se cuenta con buena información de los aceites en los campos marinos productores en la Formación El Abra; los cuales son aceite ligero y condensados.

Por lo tanto, se considera que en la columna geológica del área, existen rocas sedimentarias generadoras de hidrocarburos; en algunos pozos se alcanzó a la Formación Pimienta. Por otra parte, por medio de las imágenes de satélite y la ubicación de muestras recuperadas de fondo marino, se reconoce que en el área existen emanaciones e impregnaciones de aceite y gas (Figura 4.2); en

esta figura se indica que para el área donde se esperaría encontrar a la Formación Tamabra, las manifestaciones son principalmente de gas.

Con la información de los pozos perforados, en la Formación Tamabra, hay ligeras impregnaciones de aceite ligero, pero su calidad como roca almacén, es de pobre a moderada; según se muestra con los valores de porosidad efectiva obtenidos en los análisis petrofísicos realizados en dos núcleos, en los cuales se obtuvo un solo valor de 11 % y el resto entre 7 y 1.5% (de 11 tapones analizados). En la siguiente Figura 6.1, se muestra un gráfico construido con los datos de un pozo marino, donde se observa el comportamiento de la porosidad y su reducción, con relación a la profundidad.

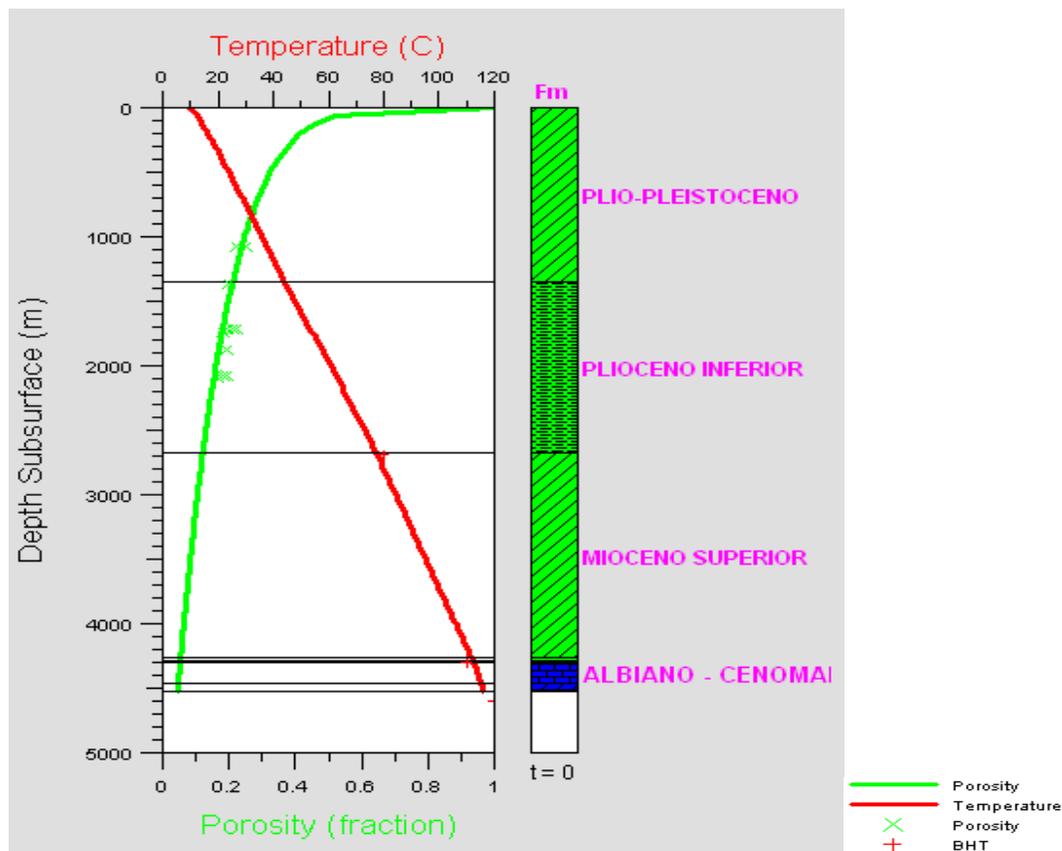


Figura 6.1. Relación de la porosidad contra la profundidad. Esta grafica se elaboró con puntos de control de muestras del Terciario. Obsérvese que con base a esta interpolación las rocas a nivel de la Formación Tamabra se esperarían compactas. (Pemex inédito 2004.).

Al analizar los tipos de roca, se observa que en la porción terrestre, los tipos de roca con las mejores propiedades petrofísicas, son los flujos de detritos ricos en granos y turbiditas ricas en granos (Figura 3.9); mientras que en la porción marina son flujos de detritos interestratificados con rocas (wackestone a packstone de bioclastos) de grano fino, sin llegar a ser turbiditas, las cuales se encuentran compactas.

Con relación a los espesores de la Formación Tamabra, cortados en el área marina, se encontraron 142 y 240 m, en cada pozo, lo cual se encuentra en el rango de los espesores observados en el área terrestre (Tabla 4.1).

Si comparamos la profundidad a la que se encuentra la cima de la Formación Tamabra, en el área terrestre la profundidad media es de 2200 mbnt, mientras que en el área marina, en la zona de la “terrazza”, es casi el doble, la profundidad media es de 5000 mbmr (ver figuras del Capítulo V inciso “a”). A partir de la Figura 5.13, se muestran líneas sísmicas marinas, en las cuales se logra identificar los rasgos estructurales más importantes y la pendiente trasladada a la Formación Tamabra a áreas muy profundas (□10,000 m) en dirección al centro del Golfo de México. Una de las grandes diferencias entre los sectores terrestre y marino, es la morfología y tipo de talud, mientras que en el primero se presenta una sola pendiente (talud), con ángulos relativamente bajos e inclusive en ocasiones inverso; en el área marina, después del talud propio del crecimiento del borde de la plataforma, se presentan ángulos mayores que en los presentes en tierra (Figuras Capítulo V).

Para el caso de los campos de las formaciones El Abra y Tamabra en el área terrestre, la relación de distancia lineal que existe entre ellos, es de entre 10 y 14 km de longitud desde la parte media de cada campo; estas mismas distancias en la parte marina, es aproximadamente donde se ubica la “terrazza”, a partir de la cual, se presenta nuevamente otra pendiente ubicando a la Formación Tamabra a profundidades de hasta 10,000 m (Figuras 6.2 y 6.3).

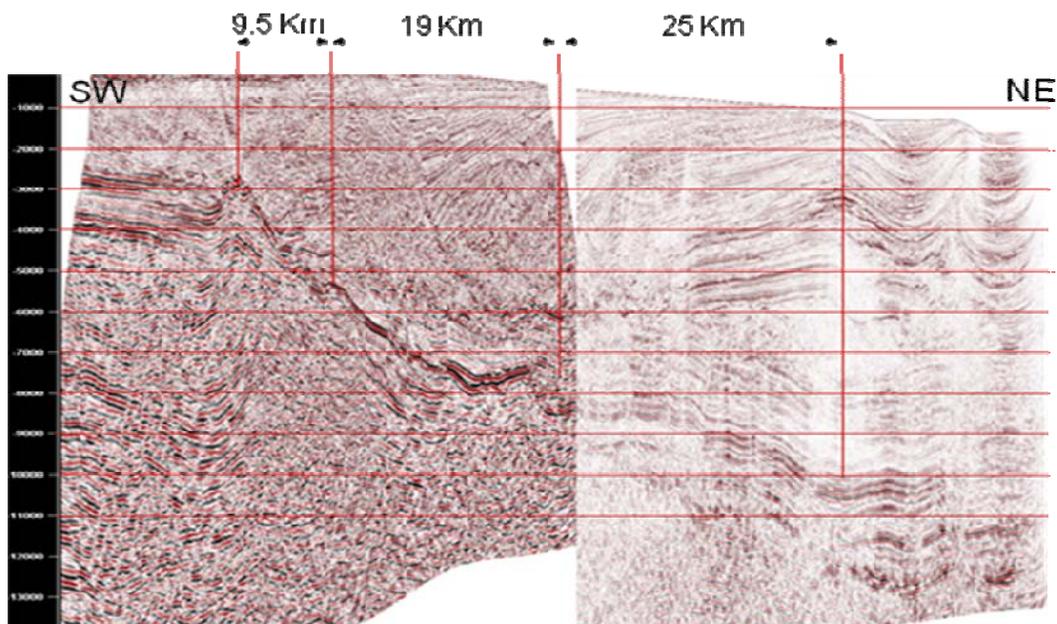


Figura 6.2. Línea sísmica marina compuesta (equivalente a la figura 5.15-5.19) en la que se muestran las profundidades y distancias a partir del borde de la plataforma.

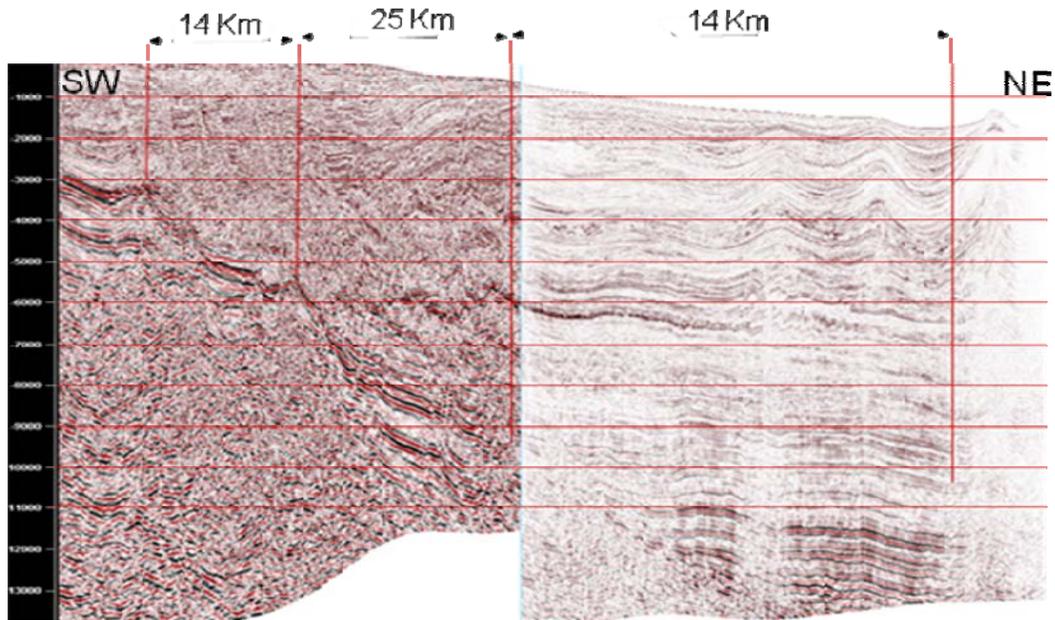


Figura 6.3. Línea sísmica marina compuesta (equivalente a la Figura 5.17-5.20) en la que se muestra en otro sector más al sur que la figura anterior, las profundidades y distancias a partir del borde de plataforma.

Las estructuras de tipo anticlinal interpretadas en el área de la “terrazza” (véanse figuras previas), parecen corresponder a altos de basamento, los cuales se encuentran alineados en forma paralela al borde de la plataforma según se puede observar en la Figura 6.4.

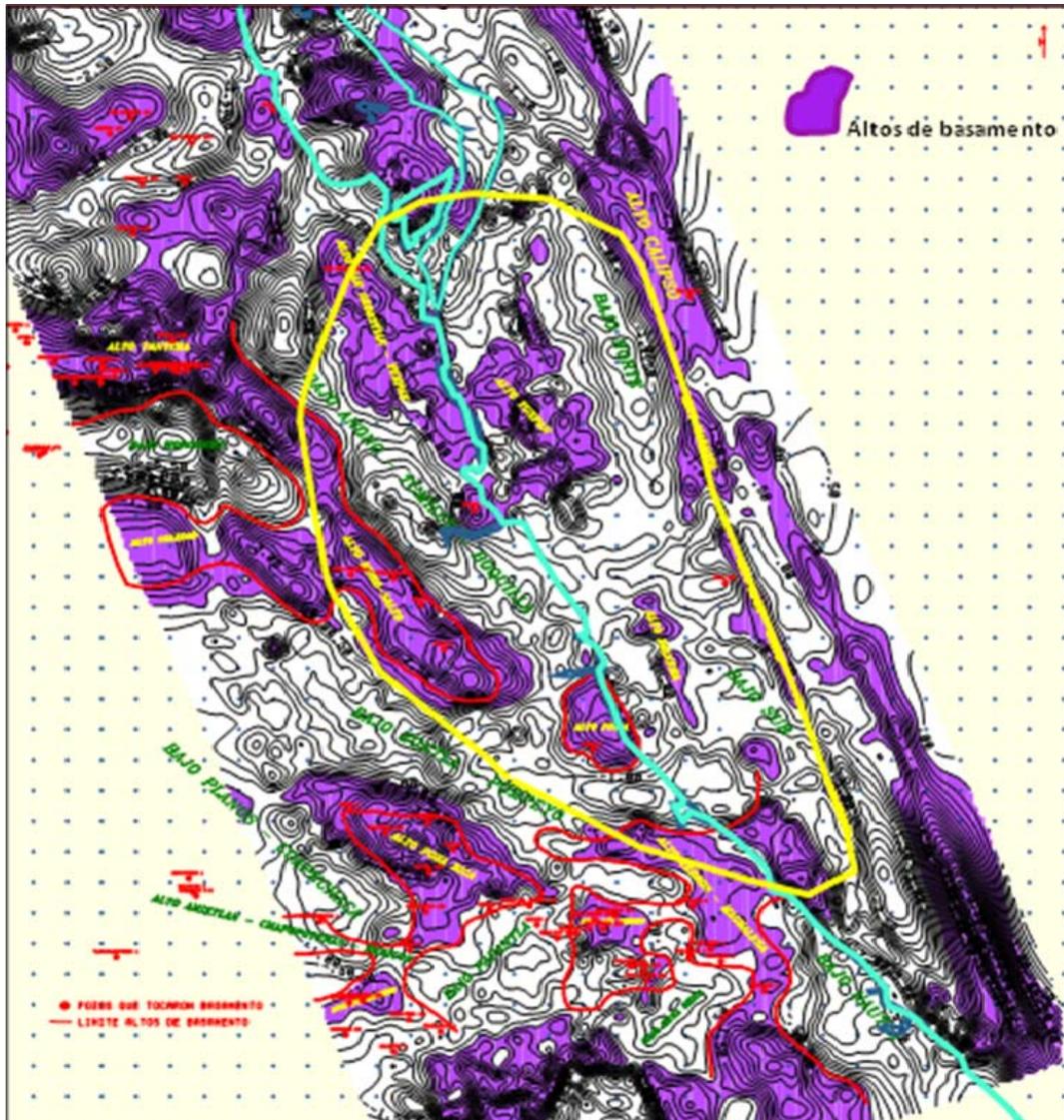


Figura 6.4. Mapa de anomalía gravimétrica residual, en el cual se interpretan la ubicación de los altos de basamento, nótese como a lo largo del borde de la plataforma en el sector marino, se alinea un alto el cual puede corresponder a las estructuras de tipo anticlinal ubicadas en la "terrazza" del talud. (Hernandez, E., 2007).

Cabe mencionar, que en uno de los pozos, se realizaron dos pruebas de producción, la primera resulto invadida de agua salada y la segunda improductivo seco.

Se considera que con la información aportada por solo dos pozos, la Formación Tamabra en el área marina no puede ser evaluada en su potencial petrolero; más aun, si se toma en cuenta que en el área existen campos productores y buenas manifestaciones de hidrocarburos, además de que en la porción terrestre se hallan campos muy importantes.

Capítulo VII. Conclusiones y recomendaciones

a) Conclusiones

- 1.- Con la información disponible se reconoce que la Formación Tamabra se encuentra distribuida a lo largo de toda la periferia de la “Faja de Oro”, pero existen grandes diferencias entre el área terrestre y marina.
- 2.- Los numerosos crecimientos arrecifales en el área terrestre, a partir de los cuales por su erosión (denudación) se depositaron buenos espesores de la Formación Tamabra, en la parte marina son escasos, lo cual podría limitar el desarrollo de similares espesores así como una distribución uniforme de la formación objetivo.
- 3.- La morfología y tipo de talud en el área terrestre fue de traspaso (*bypass*) y en algunas etapas de su evolución erosional y depositacional (progradacional), mientras que en la porción marina fue de traspaso y en ocasiones erosional.
- 4.- En la porción terrestre, las relaciones estratigráficas son normales e internamente en el yacimiento se pueden distinguir unidades estratigráficas; en el área marina, rocas de edad Eoceno Temprano-Paleoceno Tardío y Maastrichtiano (espesores muy delgados), descansan discordantemente sobre la Formación Tamabra y en ésta, no se logran distinguir claras las unidades estratigráficas.
- 5.- En el área terrestre, la mayoría de los campos, se encuentran en el talud medio, donde se encuentran las facies constituidas principalmente por flujos de detritos ricos en granos y turbiditas.
- 6.- Las propiedades petrofísicas de la Formación Tamabra en los campos terrestres son de buenas a excelentes, mientras que en la porción marina se cuenta con escasa información a partir de la cual se le considera de pobre a moderada.
- 7.- En el área terrestre para la Formación Tamabra solo se ha adquirido un cubo sísmico y se cuenta con varios prospectos sísmicos 2D de diferentes etapas de adquisición; por lo cual, se considera que con sísmica de mayor calidad se tendría la oportunidad de descubrir campos en las facies: proximales, medias y distales.
- 8.- La distancia a los crecimientos arrecifales (aporte de sedimentos) y profundidad (mbnt), de los campos petroleros terrestres, oscila entre los 10 y 14 km y de 1,900 a 2,200 m respectivamente, mientras que en la porción marina a estas distancias se encuentra una angosta “terrazza” (generada por altos de basamento) y la profundidad media es de 5,000 mbmr.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

b) Recomendaciones

- 1.- La información sísmica y de pozos existente en la porción terrestre deberá ser reforzada con sísmica 3D, con lo cual se considera, se tendrá la oportunidad de identificar trampas estructurales sutiles, así como trampas estratigráficas y combinadas en las diferentes facies que la constituyen.
- 2.- En la porción marina se deberá reevaluar e integrar toda la información para reconstruir a lo largo de su columna estratigráfica, los eventos geológicos para determinar hacia donde se pudieran presentar las áreas de menor riesgo.
- 3.- Aprovechar la calidad de la información sísmica marina para aplicarle atributos frecuenciales e interpretar la presencia de áreas con presencia de fracturas y fluidos, además aplicar métodos estocásticos para una mejor predicción de la presencia, distribución y calidad de la roca almacén y de su potencial contenido de fluidos.

Capítulo VIII. Bibliografía.

Aubouin, J., et. al., 1980. Tratado de Geología. Estratigrafía y Paleontología, Tomo 2, Omega.

Bureau of Economic Geology, U. Tx. 2004. Integrated Characterization of the Tamabra Reservoir of Poza Rica Field in a Sequence Stratigraphic Framework.

Cabrera, C. R., 1975. Comentarios sobre el Aspecto Sedimentario del Jurásico Superior. PEMEX (Inédito).

Cantú Chapa, A., Enero 1969. Estratigrafía del Jurásico Medio - Superior del Subsuelo de Poza Rica, Ver., (área Soledad - Miquetla). Revista del I.M.P., p.p. 3-10.

Cantú Chapa, A., 1991. La Estratigrafía del Subsuelo de Poza Rica, Veracruz en el Este de México, a través de Algunas Secciones. Revista Mexicana del Petróleo No. 325, p.p 52-55.

Demaison, G., et. al., 1988. Genetic Classification of Petroleum Basin. Chevron Overseas Petroleum Inc.

Einsele, G., 1992. Sedimentary Basins. Evolution, Facies and Sediment Budget. Geologisches Institut Universitat. Tubigen, Germany.

Fichter & Poché., 1979. Ancient Enviroments and The Interpretation of Geologic History, 2nd edition. James Madison University, Harrisonburg, Virginia.

Goldhammer, et. al., 1993. Estratigrafía Secuencial y Cicloestratigrafía del Mesozoico de la Sierra Madre Oriental, Noreste de México. (Libreto guía). Exxon Production Research Co., Houston, Tx.

Global Cycles of the Relative Changes of Sea Level. AAPG Memoir 26, pp. 83-98.

Guzmán Vega, M. A., 1991. Geodynamique Sedimentaire Du Bassin de Tampico - Tuxpan, Est Du Mexique: Sedimentation, Subsidence, Matiere Organique. These pour obtenir le titre de Docteur de L'Universite De Pau.

González, G. R., 1992: Las Rocas Generadoras de México: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. XLII, Núm 1, enero – junio, p. 9 – 23.

González, G. R., y Holguín, Q. N., 1992: Las Rocas Generadoras de México: Boletín Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, Vol. XLII, Núm. 1, p. 16 - 30.

Heckel, H. P., 1972. Recognition of Ancient Shallow Marine Environments, S.E.P.M., Special Publications, No. 16, p.p. 226-286.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Hernández E., 1997, Análisis, proceso e interpretación de los datos potenciales en el proyecto Sur del Río Pánuco, Informe interno PEMEX

Jacobo, A. J., 1986. El Basamento del Distrito Poza Rica y su Implicación en la Generación de Hidrocarburos. Revista I.M.P., Vol. XVIII.

Johann-Christian Prastch., 1992. Habitat of Petroleum in Divergent Margin and Rift Basins. GL 603 IHRDC.

Kats, J. B. & Pratt, M. L., 1993. Source Rocks in a Sequences Stratigraphy Framework. AAPG Studies in Geology # 37.

Levin, L. H., 1986. The Earth Trough Time. Edit. W. B. Saunders Co. Philadelphia Pa.

López Ramos, E., 1969. Estudio Paleogeográfico del Mesozoico Inferior y Medio de México. Informe Geológico No. 109 Zona Centro PEMEX (Inédito).

Loucks, G. R. & Sarg, F. J., 1993. Carbonate Sequence Stratigraphy, AAPG, Memoir 57.

Macurda, B., Jr., 1995. Sequence Stratigraphy and Seismic Facies Analysis of Carbonate Depositional Systems.

Mandujano, V. J., et. al., 1993. Análisis de Cuencas (Curso), Tomo I, I.M.P., CAD 1107.

Mandujano, V. J., et. al., 1993. Análisis de Cuencas (Curso), Tomo II, I.M.P., CAD 1107.

Marhx Rojano, M. A., 1994. Potencial Petrolero del Play Santiago Tepexic en el área de Poza Rica. XXXII Congreso Nal. A.I.P.M.

Marhx Rojano, M. A., 1988. Prospecto Agua Blanca - Pantepec. PRES 004/88 PEMEX (Inédito).

Morley, et. al., 1990. Transfer Zones in the East African Rift System and their Relevance to Hydrocarbon Exploration in Rifts. AAPG Bulletin, Vol. 74, No. 8. p.p. 1234 - 1258.

Ontiveros, T. G., 1977. La Flor-Huehuetepic, PEMEX (Inédito).

Ontiveros, T. G., 1984. Monografías petroleras de los campos: Atún, Muro, Paleocanal de Chicontepec, Poza Rica y San Andrés, PEMEX (Inédito).

Ortiz Ubilla, A., 1996. Modelado Dinámico de la Subsistencia y la Termicidad en un Transecto de la Provincia de Chiapas Tabasco. Tesis Maestría. DEPMI, UNAM.

PEMEX, 1948. Informe Final. Pozo Poza Rica-85. (Inédito).

PEMEX, 1960. Informe Final. Pozo Pital y Mozutla-102. (Inédito).

PEMEX, 1963. Informe Final Pozo Presidente Aleman-94 (Inédito).

PEMEX, 1964. Informe Final. Pozo Presidente Aleman-100. (Inédito).

PEMEX, 1969. Informe Final. Pozo Mecatepec-64 (Inédito).

PEMEX, 1975. Informe Final Pozo Triton-1 (Inédito).

PEMEX, 1976. Informe Final Pozo Maximo-1 (Inédito).

PEMEX, 1981. Informe Final Pozo Escolin-214 (Inédito).

PEMEX, 1984. Informe Final. Pozo Poza Rica-374. (Inédito).

PEMEX, 1984. Informe Final. Pozo Poza Rica-380. (Inédito).

PEMEX, 1995. Informe Final. Pozo Santa Agueda-65. (Inédito).

PEMEX, 2005. Informe Final Pozo Calipso-1 (Inédito).

PEMEX, 1952. Informe Final Prospecto Sísmico Álamo 2D. (Inédito).

PEMEX, 1984. Informe Final Prospecto Sísmico Cerro Azul. (Inédito).

PEMEX, 1985. Informe Final Prospecto Sísmico Faja de Oro Terrestre. (Inédito).

PEMEX, 1995. Informe Final Prospecto Sísmico Ampliación Brinco-Jamaya. Pemex (Inédito).

PEMEX, 1996. Informe Final Prospecto Sísmico Papantla 2D. (Inédito).

PEMEX, 1996. Informe Final Prospecto Sísmico Faja de Oro 3D. (Inédito).

PEMEX, 1997. Informe Final Prospecto Sísmico Poza Rica 3D. (Inédito).

PEMEX, 1999. Informe Final Prospecto Sísmico Lankahuasa 3D. (Inédito).

PEMEX, 2002. Informe Final Prospecto Sísmico Lankahuasa Norte 3D. (Inédito).

PEMEX, 2003. Informe Final Prospecto Sísmico Lankahuasa Profundo 3D. (Inédito).

PEMEX, 2004. Informe Final Prospecto Sísmico Shanit 3D. (Inédito).

- Ravnås & Steel., 1998. Architecture of Marine Rift - Basin Successions. AAPG Bulletin, Vol. 82/1, p.p. 110 - 146.
- Reading, H. G., 1996. Sedimentary Environments: Processes, Facies and Stratigraphy 3rd. Edition, Blackwell Science.
- Reynoso, et. al., 1989. Paleogeografía del Jurásico Superior, PEMEX (Inédito).
- Roman, et. al., 1997. Estudio Geoquímico de las Rocas e Hidrocarburos del Jurásico Superior en la Cuenca Tampico-Misantla.
- Román, R. J. R., 1998. Potencial Petrolífero del Jurásico Inferior Medio en la Cuenca Tampico-Misantla.
- Rueda, G. J., 1983. Estudio Palinológico de las Rocas del Jurásico Inferior-Medio, Prospecto Pantepec. Proyecto C-1116. I.M.P.
- Sangree & Mitchum., 1994. Exploration and Production Applications of Sequence Stratigraphy.
- Sangree & Moore., 1995. Carbonate Sequence Stratigraphy.
- Schlee, S. J., 1984. Interregional Unconformities and Hydrocarbon Accumulations. AAPG Memoir 36.
- Shinichi Sakurai, et. al., 2004. Petrophysics for Integrated Reservoir Characterization the Poza Rica Field, Mexico.
- The Scotia Group, Inc., 2005. Estudio Integral de Yacimientos del Campo Poza Rica, Fase I. Preparado para Pemex Exploración y Producción.
- Tissot, et. al., 1978. El Petróleo su Formación y Localización.
- Vail, et. al., 1966. Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level, Part. 1. Exxon Production Research Company & University, Houston, Texas.
- Vail, et. al., 1967. Sequence Stratigraphy Reprints. Part. 1. Part. 2. Exxon Production Research Company & University, Houston, Texas.
- Janson Xavier, et. al., 2009. Seismic Architecture of an Early Cretaceous Platform to Slope System, Santa Agueda and Poza Rica Fields, Cretaceous Mexico.
- Walker & James., 1992. Facies Models. Response to Sea Level Change. Geological Association of Canada.