

01179



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

“Estratigrafía Sísmica, Área La Central - Arroyo
Prieto, Estado de Tabasco”

T E S I S

que para obtener el grado de

MAESTRO EN INGENIERÍA

(Exploración de Recursos Energéticos del
Subsuelo)

presenta:

RAYMUNDO SÁNCHEZ RIVERA



Dirigida por: M. en C. JUAN M. BRANDI PURATA

Ciudad Universitaria, México D.F. 2005

m7345615



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.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi familia por haberme ayudado en todo lo necesario, durante mi estancia en los estudios de postgrado.

Agradezco a PEMEX y en especial al M. en I. Adán E. Oviedo Pérez por haber hecho posible que asistiera a esta maestría, además de su apoyo total durante el desarrollo de esta.

Doy las gracias y agradecimiento a todo el personal del Activo de Exploración Salina del Istmo, por haberme brindado su apoyo durante esta etapa de mi vida profesional.

De igual forma doy las gracias y agradecimientos al Dr. Jaime Barceló Duarte, M. en C. Víctor Dávila Alcocer, Dr. Mario Ruiz Castellanos, M. en I. Rodolfo Ruiz Marines y a M. en C. Juan M. Brandi Purata por haberme brindado todo su apoyo y valiosos conocimientos durante el desarrollo del Postgrado.

Agradezco también a mis sinodales por sus valiosos y sabios consejos, observaciones, conocimientos y sugerencias, que aportaron durante el desarrollo y elaboración de este proyecto.

Autorizo a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.
NOMBRE: Sanchez Rivera
Rafael
FECHA: 16 de junio 2006
FIRMA: [Firma]

DEDICATORIA

Para mi querida y amada esposa Marilú, mi más grande y sincera gratitud y amor, por estar siempre al lado mío, por su apoyo incondicional, comprensión, amor y paciencia, que fueron la base para lograr terminar esta meta en nuestras vidas.

Para mis hijos Oscar y Rafa, quiero expresarles que son y han sido el motivo principal de todo lo que su Mamá y yo realizamos, que cualquier cosa que se propongan y realicen, lo hagan con amor y dedicación.

ÍNDICE.

INTRODUCCIÓN

RESUMEN

I.- GENERALIDADES

- I.A.- Localización del Área de Estudio
- I.B.- Objetivo
- I.C.- Justificación
- I.D.- Antecedentes Geofísicos – Geológicos

II.- METODOLOGÍA

- II.A.- Primera Etapa
- II.B.- Segunda Etapa

III.- MARCO GEOLÓGICO

- III.A.- Marco Tectónico Estructural
- III.B.- Estratigrafía del Área

IV.- ANÁLISIS SISMO-ESTRATIGRÁFICO

- IV.A.- Calidad de la información sísmica
- IV.B.- Rasgos Estructurales
- IV.C.- Límites de Secuencias
- IV.C.- Correlación con la Información de Pozos
- IV.D.- Análisis de Facies Sísmicas
- IV.E.- Análisis de las Secuencia 3.8-3.0 m.a.
- IV.F.- Análisis de las Secuencia 3.0 – 2.4? m.a.

V.- AMBIENTE SEDIMENTARIO Y MODELO PROPUESTO

- V.A.- Secuencia 3.8-3.0 m.a.
- V.B.- Secuencia 3.0-2.4? m.a.

VI.- JERARQUIZACIÓN DE ÁREAS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

VI.A.- Secuencia 3.8-3.0 m.a.

VI.B.- Secuencia 3.0-2.4? m.a.

Conclusiones y Recomendaciones

REFERENCIAS

Lista de Figuras y Tablas:

Fig. I.1 Localización del área de estudio.

Fig. I.2 Una de las primeras interpretaciones en el área La Central - Arroyo Prieto.

Fig. I.3 Esquema que muestra el cambio de polaridad que ocurre en el LS5.5.

Fig. II.1 Área de estudio seleccionada para la aplicación de estratigrafía de secuencias.

Fig. III. 1 Diagrama del Bloque Chiapas Yucatán.

Fig. III.2. Movimiento del Bloque Chortis.

Fig. III.3. Tectonosecuencias de las Cuencas Terciarias del Sureste.

Fig. III.4. Posiciones del margen de plataforma de la terminación de episodios sucesivos durante el Cenozoico.

Fig. III.5 Crossline 4386 del cubo sísmico 3D Ogarrío-Encrucijada.

Fig. III.6 Cubo de Ogarrío-Encrucijada (Atributo de Coherencia).

Tabla III.1. Paleoecología cenozoica de las Cuencas Terciarias del Sureste.

Tabla III.2 Columna geológica perforada en el área de estudio.

Tabla III.3 Análisis paleontológico.

Fig. IV.1 Distribución de las diferentes áreas contempladas en el diseño de parámetros sísmicos.

Fig. IV.2 Sección Sísmica 5250.

Fig. IV.3 Bosquejo de los rasgos estructurales que afectan a las secuencias 3.8-3.0 y 3.0-2.4? m.a.

Fig. IV.4 Sección sísmica T4700.

Fig. IV.5 Sección sísmica T4747.

Fig. IV.6 Sección sísmica L5225.

Fig. IV.7 Sección sísmica XL4115.

Fig. IV.8 Sismograma Sintético.

Fig. IV.9 Registros de pozos, SP (Verde) y RG (azul).

Fig. IV.10 Registros de pozos.

Fig. IV.11 Mapeo de Facies Sísmicas, Secuencia 3.8-3.0 m.a.

Fig.- IV.12 Mapa de amplitud RMS.

Fig. IV. 13 Mapa heterogeneidad del coseno de la fase.

Fig. IV.14 Calibración de la amplitud.

Fig. IV.15 Mapa de clasificación de facies sísmicas.

Fig. IV.16 Configuraciones internas de los reflectores, secuencia 3.8-3.0 m.a.

Fig. IV.17 Mapa de isócronas de la secuencia 3.8-3.0 m.a.

Fig. IV. 18 XLine 4306.

Fig. IV.19 Registros de pozos.

Fig. IV.20 Mapeo de Facies Sísmicas, Secuencia 3.0-2.4? m.a.

Fig.- IV.21 Mapa de amplitud RMS.

Fig. IV. 22 Mapa heterogeneidad del coseno de la fase.

Fig. IV. 23 Mapa de clasificación de facies sísmicas.

Fig. IV. 24 Rasgos estratigráficos.

Fig. IV.25 Configuraciones internas de los reflectores, secuencia 3.0-2.4? m.a.

Fig. IV.26 Mapa de isocronas de la secuencia 3.0-2.4? m.a.

Fig. IV.27 Sección sísmica Inline 4255.

Fig. IV.28 Sección sísmica Inline 5255.

Tabla IV.1 Parámetros de Adquisición Sísmica del Prospecto Encrucijada 3D.

Tabla IV.2 Límites de secuencia correlacionados en el área de estudio.

Fig. V.1 Mapa, mostrando el ambiente sedimentario interpretado, secuencia 3.8-3.0 m.a.

Fig. V.2 Modelo sedimentario propuesto, secuencia 3.8-3.0 m.a,

- Fig. V.3 Mapa, mostrando el ambiente sedimentario interpretado, secuencia 3.0-2.4? m.a.*
- Fig. V.4 Modelo sedimentario propuesto, secuencia 3.0-2.4? m.a*
- Fig. V.5 Mapa, mostrando una barra interpretada dentro de la secuencia 3.0-2.4? m.a.*
- Fig. V.6 Mapa, mostrando la clase 3 color café interpretado como facies lagunares.*
- Fig. V.7 Mapa, Clasificación de facies sísmica.*
- Fig. V.8 Sección sísmica Inline 5282.*
- Fig. V.9 Sección sísmica Inline 4747.*
- Fig. V.10 Mapa de atributo sísmico.*
- Fig. V.11 Mapa de isócronas de la zona preferencial de canales.*
- Fig. V.12 Canal desarrollado probablemente durante el LST.*
- Fig. VI.1 Distribución de arenas de plataforma interna.*
- Fig. VI.2 Distribución de arenas barras costera.*
- Fig. VI.3 Distribución de arenas del sistema deltaico.*

TÍTULO

Estratigrafía Sísmica, Área La Central - Arroyo Prieto, Estado de Tabasco.

INTRODUCCIÓN

En esta área, se han realizado diferentes estudios geológicos-geofísicos desde el año 1923 hasta nuestros días. En la tesis se integro información geológica, geofísica y bioestratigráfica del área, misma que se utilizo para la aplicación de las metodologías de estratigrafía sísmica, técnicas de visualización, análisis de atributos y clasificación de facies sísmicas.

Se correlacionaron y analizaron dos secuencias (3.8-3.0 m.a. y 3.0-2.4? m.a.), en donde únicamente se tienen registrados bioestratigráficamente los limites de secuencia 3.8 m.a. y 3.0 m.a., obteniendo un modelo geológico y la distribución litológica de cada secuencia, pudiendo definir ambientes de deposito de facies de plataforma como barras submarinas y canales que cortan la plataforma para la secuencia 3.8-3.0 m.a. y facies costeras como barras regresivas y un sistema deltaico para la secuencia 3.0-2.4?. Se identificaron rasgos estratigráficos individuales, como arenas de barras, arenas de bordes de canal y arenas del sistema deltaico.

Del análisis realizado con las diferentes herramientas, se definieron y recomendaron cuatro áreas potenciales de contener hidrocarburos, dentro de estas secuencias.

RESUMEN

El área de estudio se localiza en la Cuenca Salina del Istmo del Sureste de México. Dentro de ella, se encuentran los Campos La Central y Arroyo Prieto. El

Campo la Central es productor de gas principalmente en rocas del Plio-Pleistoceno y el Campo Arroyo Prieto es productor de gas y aceite en rocas del Mioceno. Los hidrocarburos que producen estos campos se encuentran almacenados en cuerpos arenosos, por lo que fue necesario determinar la posible distribución de ellos en el área de estudio.

Para poder desarrollar este trabajo, se integro información sísmica 3D, de los registros de pozos y bioestratigráfica. Se analizó un área de aproximadamente 150 Km²., mediante la aplicación de la metodología de Estratigrafía de Secuencias (Vail, 1977), apoyándose con herramientas de softwares de interpretación y visualización sísmica, además de la clasificación de facies sísmicas, utilizando multiatributos. La sísmica fue calibrada con la ley de velocidades del pozo La Central 4 y se analizó información de registros de tres pozos, con los cuales se correlacionó la sísmica para determinar la distribución de las secuencias 3.8-3.0 y 3.0-2.4? m.a..

El análisis de las secuencias del Plio-Pleistoceno, propuso los modelos geológicos siguientes :

-Para la secuencia 3.8-3.0 m.a., se interpretó un ambiente sedimentario de plataforma externa-interna, con progradación hacia el NW, teniendo una fuerte componente de agradación.

-Para la secuencia 3.0-2.4? m.a., se interpretó un ambiente de barras de barrera regresivas costeras, que se desarrollaron durante la etapa del HST, las cuales tienen la misma dirección de progradación hacia el NW.

Las arenas depositadas en estos ambientes sedimentarios, son objetivos principales para la exploración petrolera a nivel mundial, con excelente porosidad primaria y alta permeabilidad (Galloway, et. al. 1983).

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

I.A.- LOCALIZACIÓN DEL ÁREA

El área de estudio se encuentra ubicada al Sur de México, en la porción Occidental del estado de Tabasco. La localización geográfica del área esta comprendida entre las coordenadas 17° 48' y 17° 60' de latitud Norte y, 93° 40' y 93° 58' de longitud Oeste.

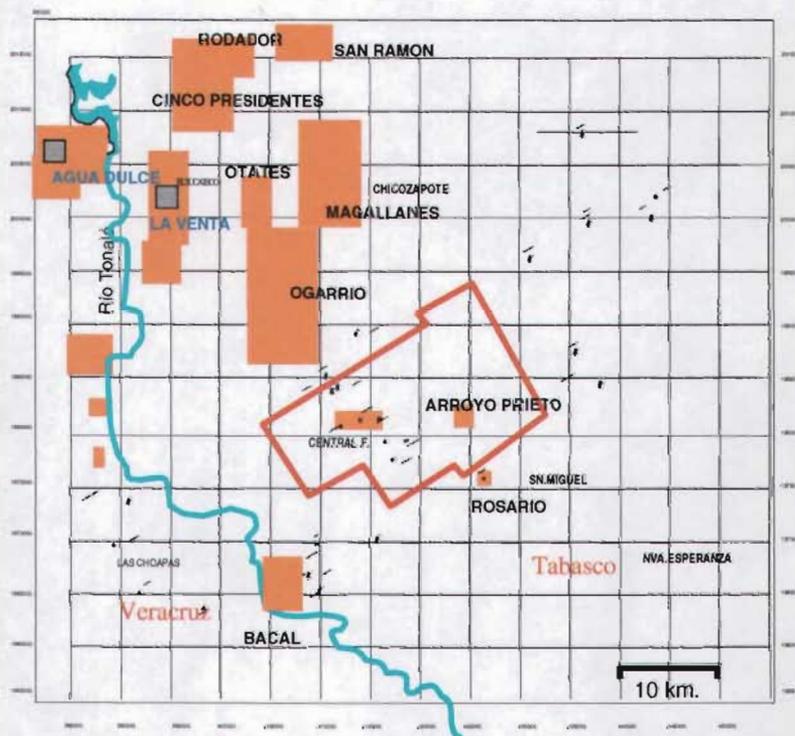


Fig. 1.1 Localización del área de estudio.

El área estudiada es de aproximadamente 150 Km², encontrándose dentro de ella los campos petroleros La Central y Arroyo Prieto (Fig. 1.1).

I.B.- OBJETIVO

El objetivo principal de la tesis fue determinar la distribución de los cuerpos arenosos que son potencialmente productores de hidrocarburos en rocas del Plioceno, en términos de Estratigrafía de Secuencias, siguiendo una metodología de análisis de atributos sísmicos para determinar la distribución litológica.

I.C.- JUSTIFICACIÓN

En los últimos años en México y a nivel Internacional, se ha visto incrementado principalmente el consumo de gas natural, haciendo que este hidrocarburo sea económicamente muy costoso para su explotación. En la actualidad es un objetivo primordial descubrir e incrementar las reservas de gas y aceite ligero, para satisfacer las necesidades de energéticos del país, y así poder contribuir a su desarrollo.

En el área de estudio existen dos campos productores de hidrocarburos, el campo La Central que produce gas y el campo Arroyo Prieto que produce aceite ligero y gas, por lo que resulta ser un área muy atractiva para la exploración de hidrocarburos.

Actualmente la industria de exploración de hidrocarburos busca disminuir los riesgos de exploración, por lo que es necesario la aplicación de metodologías como las desarrolladas en este trabajo, fundamentados en la estratigrafía sísmica, técnicas de visualización de datos sísmicos y clasificación de facies sísmicas (multiatributos), etc., para la determinación de un modelo geológico y así poder definir la distribución de los cuerpos litológicos y postular áreas potenciales de contener hidrocarburos con el menor riesgo geológico.

I.D.- ANTECEDENTES

Geológicos y Geofísicos.

En la Cuenca Salina del Istmo se han realizado diversos trabajos exploratorios geológicos - geofísicos, de los cuales solo se citarán algunos de los más importantes, que se encuentran dentro de nuestra área de estudio o ligados a ella.

Geofísicos:

La Compañía Mexicana de Petróleo, El Aguila, inició las exploraciones con la balanza de torsión en la zona del Istmo en enero de 1923, sus trabajos se desarrollaron hasta 1936. Los objetivos fueron encontrar domos salinos, debido a los antecedentes que se tenían en Tejas (mediante este método fue descubierto el domo Nash, en el cual se encontraron hidrocarburos; entre 1928 y 1931). Los resultados obtenidos con la balanza de torsión, combinados con datos de geología superficial llevaron al descubrimiento de los campos de Tonalá y El Plan (Cornejo y Hernández, 1950).

En 1942 Petróleos Mexicanos inició la primera campaña de trabajos sísmicos de refracción en el área La Venta - Los Soldados. Los objetivos fueron detallar los domos salinos detectados por la balanza de torsión, lográndose definir cuerpos salinos con mayor precisión, perforándose algunos pozos como, La Venta # 2 y # 4 los cuales tuvieron manifestaciones de hidrocarburos en el Mioceno Medio (Basurto e Islas, 1950).

De 1947 a 1954, se realizaron los primeros estudios exploratorios con sismología de reflexión, los que condujeron a la definición de la estructura anticlinal asociada a una tectónica salina, en la que se perforó el pozo Arroyo Prieto-1 resultando improductivo (Proyecto Arroyo Prieto, 1991). Entre 1953 y 1954 se realizó un estudio sismológico denominado Arroyo Prieto - Francisco Rueda, donde el

propósito, fue detallar la estructura sobre el domo El Rosario, asociada con la estructura de Arroyo Prieto y explorar hacia el oeste (Fig. 1.2). Los resultados obtenidos concluyeron que existían más fallas estructurales que las contempladas por trabajos previos y que los objetivos petroleros se encontraban a mayor profundidad (Informe Sismológico Final Arroyo Prieto- Francisco Rueda, 1954).

Entre 1957 y 1959 se realizó un estudio de sismología, en las áreas Blasillo, Sánchez Magallanes, Arroyo Prieto y Cascajal, con objetivo de detallar las estructuras con mayor precisión y ligar la sísmica con los prospectos anteriores.

Uno de los resultados obtenidos por la interpretación de los datos fue el de definir la estructura de La Central, concluyendo que era el prospecto más prometedor, mostrando un cierre extensivo hacia todas direcciones, cerrando contra falla hacia el área Arroyo Prieto y hacia el suroeste del Campo Productor de Ogarrío (Informe Sismológico Final Blasillo, Sánchez Magallanes, Arroyo Prieto y Cascajal, 1959).

Sobre la base de los estudios anteriores, en 1960 se perforó el pozo La Central-1, resultando productor de gas en la Formación Paraje Solo, posteriormente se perforaron los pozos 2, 3, 4, 5, y 6 con resultados negativos (Ruiz y Ruiz, 1964), por lo que no fue económicamente costeable el desarrollo del campo.

Por igual, junto con los estudios mencionados y nuevas adquisiciones sísmicas, se definió la estructura Arroyo Prieto perforándose en 1966 el pozo Arroyo Prieto-2, productor de aceite y gas en arenas de la Formación Encanto, desarrollando parcialmente el campo entre 1966 a 1969 (Proyecto Arroyo Prieto, 1990).

Camacho y González, (1984) realizaron un estudio de interpretación sísmica – estructural, citando diferentes trabajos geofísicos de adquisición sísmica de reflexión adquiridos entre 1967 y 1982 con diferentes objetivos estructurales y estratigráficos. Los resultados de esta interpretación fueron la confirmación de las

estructuras anteriormente descubiertas y perforadas: La Central y Arroyo Prieto, además de definir sísmicamente en esta área la Falla La Central.

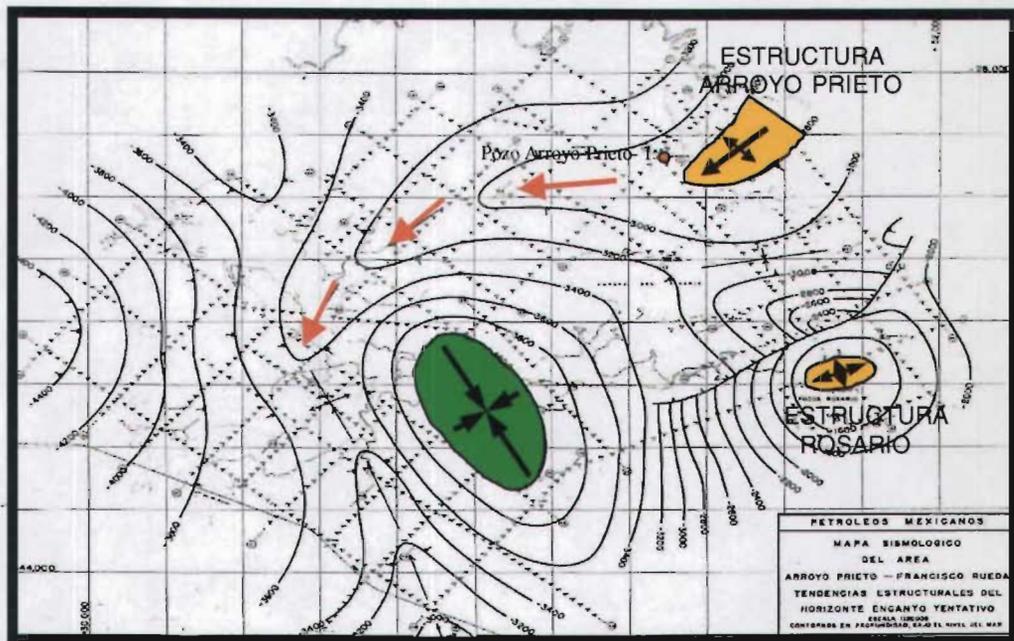


Fig. 1.2 Una de las primeras interpretaciones en el área La Central - Arroyo Prieto (modificada del Informe Sísmológico Final Arroyo Prieto- Francisco Rueda, 1954).

Adquisición sísmica de detalle, como el realizado en 1990 en el área La Central, prospecto La Central, con el propósito de estudiar el comportamiento estratigráfico de lentes arenosos en el área (Informe Final de Interpretación La Central - La Central, 1990) y aplicar procesos especiales de diferentes atributos sísmicos (fase instantánea, amplitud envolvente, frecuencia dominante y anomalías del gradiente de amplitud), a la información sísmica adquirida, permitió definir con mayor precisión las arenas productoras del Campo La Central, correspondientes a la Formación Paraje Solo. Con la interpretación de estos datos se recomendó perforar las localizaciones propuestas, como son La Central-301, La Central-401 y La

Central 501 (González, 1990), resultando productores de gas el 301 y 401, lo que dio la pauta para el desarrollo del campo.

En 1990, en el Distrito de Agua Dulce (Sector El Plan y Nanchital) (Fig. I.1), como una respuesta al agotamiento natural de los yacimientos, se realizó un estudio geológico – geofísico con el objetivo de desarrollar los campos en forma óptima y económica. Se formó un “Grupo Interdisciplinario de Estudios de Campos con Posibilidades de Desarrollo” con personal de Exploración, Producción, Depto. de Obras y Servicios de Apoyo. Uno de los campos a analizar fue el Campo Arroyo Prieto. Este Grupo realizó un análisis e interpretación estructural, cuyo resultado fue la profundización del Pozo Arroyo Prieto – 18 el cual resultó productor en arenas de la Formación Depósito, y la propuesta para perforar la localización No. 25, iniciando así el desarrollo del campo (Proyecto Arroyo Prieto, 1991).

Geológicos:

Dentro del área de estudio se encuentran los campos La Central y Arroyo Prieto, en donde han sido perforados varios pozos exploratorios y de desarrollo. A continuación mencionaremos datos importantes del subsuelo que son representativos del área. La información fue obtenida de los trabajos finales y tarjetas de pozos elaborados por personal de PEMEX-EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, del Activo Salina del Istmo.

Pozo La Central – 1.- Las actividades de perforación iniciaron en Octubre de 1959, terminando en Mayo de 1960, a una profundidad total de 3870.3 m.. El objetivo fue investigar las posibilidades petrolíferas del Mioceno Inferior, (el cual no fue alcanzado).

Durante la perforación hubo manifestaciones en dos intervalos arenosos (gas y aceite de 868-871 m. y gas de 1056-1059 m.). En la Formación Paraje Solo, se probó únicamente el primer intervalo y con tapón mecánico el segundo,

quedando el pozo como productor de gas y aceite. En 1988, fue reintervenido el pozo y se probaron los intervalos de 760-762 m. y el de 1056-1059 m., produciendo gas, económicamente costeable. Con base en estos resultados, en 1990 se programaron los trabajos sísmicos 2D, con objetivos estratigráficos .

Pozo La Central – 4.- Este pozo fue perforado con el mismo propósito del pozo anterior, agregando como objetivo los horizontes productores de la Formación Paraje Solo. La perforación inició en Octubre de 1960, y terminó en Mayo de 1961 a una P.T. de 4500 m. Este pozo en particular alcanzó sedimentos correspondientes al Mioceno Inferior (según el registro eléctrico con probable impregnación de hidrocarburos en cuerpos arenosos), resultando finalmente improductivo.

Pozo La Central – 401.- La perforación de este pozo comenzó en Mayo de 1991 y terminó operaciones en Agosto de 1991 a una P.T. de 1370 m. El objetivo fue encontrar hidrocarburos en condiciones estratigráficas similares a las que se descubrieron en el pozo La Central – 1, de la Formación Paraje Solo. El pozo terminó como productor de gas en el intervalo arenoso 1058-1064 m., dentro de la Formación Paraje Solo.

Pozo Paso La Mina – 1.- Las operaciones de perforación iniciaron en Junio de 1971 y terminaron en Febrero de 1972 a una P.T. de 4300 m., con el propósito de investigar las posibilidades petrolíferas del Mioceno Inferior.

La perforación fue suspendida debido a que no se presentó ningún intervalo de interés y además se consideró que los sedimentos de la Formación Encanto del Mioceno, no serían alcanzados con la profundidad total programada de 4500m.

Pozo Arroyo Prieto 2 - Las operaciones de perforación iniciaron el 11 de Diciembre de 1965 y terminaron el 20 de Agosto de 1966, a una P.T. de 3915 m., con el objetivo de localizar hidrocarburos en la Formación Encanto. El pozo resultó

productor de aceite en los intervalos 3620-3624 m. y 3825-3835, en arenas de la Formación Encanto.

En un estudio regional (Oviedo, 1996), con el objetivo de entender en términos de Estratigrafía de Secuencias la evolución geológica neógena del Sureste de México, así como determinar sus facies y ambientes de depósito en la porción occidental de las Cuencas Terciarias del Sureste, define una tectonosecuencia, en donde a partir del límite LS 5.5 m.a. se registra el cambio mayor en la polaridad de la cuenca. Por abajo de este límite, los paquetes sedimentarios por lo general se engrosan hacia la Sierra de Chiapas y por arriba de él, los paquetes por lo general se engrosan hacia el Golfo de México (Fig. II.3).

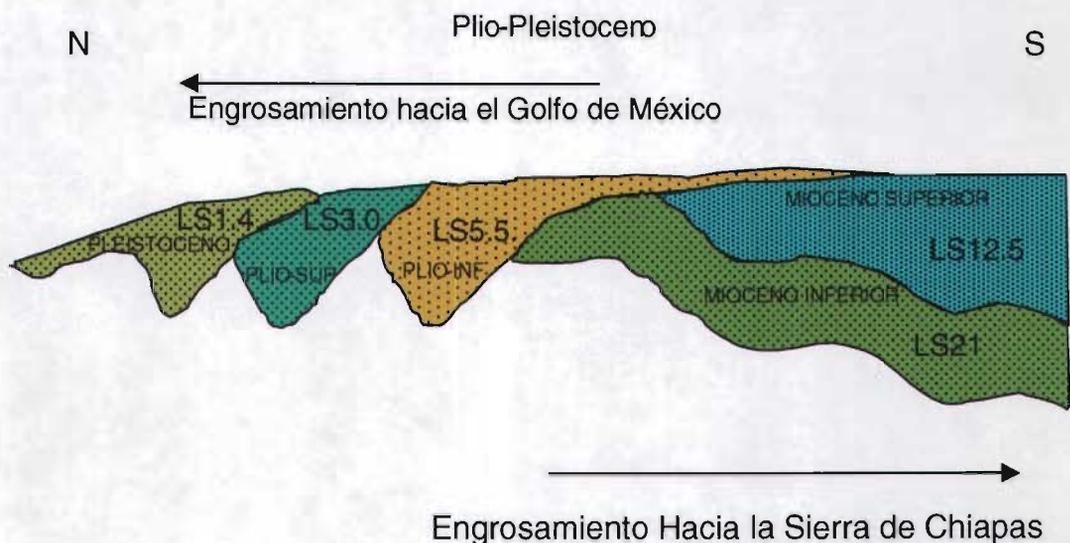


Fig. 1.3 Esquema que muestra el cambio de polaridad que ocurre en el LS5.5 (modificada de Oviedo, 1996).

En 1998, Zamora y Montalvo (micro paleontólogos del Activo de Exploración Salina del Istmo, PEMEX, del Proyecto Encrucijada), actualizaron la información de expedientes paleontológicos y analizaron las muestras suaves de los pozos más

completos, en cuanto a continuidad de las muestras, dando como resultados la identificación de los fósiles índice que ayudaron a establecer los límites de secuencia 3.8 m.a. y 3.0 m.a. (Tabla III.3). La recomendación fue iniciar la correlación sísmica con el límite de secuencia 3.8 definido en los pozos analizados, debido a la facilidad de poder seguirla en la sísmica del área, además de que las profundidades donde se identificaron a los diferentes índices cronoestratigráficos y batimétricos, pueden ajustarse a la interpretación sísmica.

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA

Para la tesis, se realizó la interpretación sísmica estratigráfica utilizando la metodología propuesta por Vail, (1977). La técnica de interpretación de estratigrafía sísmica para analizar cuencas sedimentarias ha dado con un nuevo sentido para, subdividir, correlacionar y mapear rocas sedimentarias. Esta técnica es llamada Estratigrafía de Secuencias.

Para la aplicación de esta técnica fue necesario manejar e integrar la información de pozos y bioestratigráfica, al cubo de datos sísmicos tridimensionales Encrucijada 3D, (Fig.II.1).

II.A PRIMERA ETAPA

En la **primera etapa** de la aplicación de este método, se analizó la factibilidad de poder realizar el estudio de estratigrafía de secuencias de 3er. orden en la información; esto consistió en ver la calidad (resolución vertical y horizontal) de la información sísmica, lo cual se efectuó considerando los siguientes pasos:

- 1.- Poder distinguir terminaciones de patrones de reflexiones, para definir los posibles límites de secuencia.
- 2.- Poder diferenciar patrones de configuración interna, para hacer el análisis de facies sísmicas.
- 3.- Determinar las áreas en donde el apilamiento es menor al nominal (36 Fold), para considerarlo en el mapeo de las facies sísmicas.

Después de este análisis se determinó aplicar el método solo a una parte del cubo sísmico, que corresponde al área que se encuentra entre los Campos La Central y Arroyo Prieto, aproximadamente 150 Km².



Fig. II.1 Área de estudio seleccionada para la aplicación de estratigrafía de secuencias.

II. B SEGUNDA ETAPA

En la **segunda etapa**, se procedió a aplicar los procedimientos de la interpretación de la Estratigrafía Sísmica (Vail, 1977), aplicando junto con esta metodología técnicas de visualización y clasificación de facies sísmicas mediante multiatributos, los cuales describiremos en los pasos siguientes:

1.- Identificación de los límites de secuencias.

El tema se desarrollo de la siguiente manera:

- a) Selección de secciones sísmicas en el sentido Line y Traza del cubo sísmico, impresas en papel.
- b) Identificación de rasgos estructurales
- c) Correlación de los posibles límites de secuencia, mediante la identificación de terminaciones de reflexiones.

Las secciones sísmicas en el sentido Line y Traza fueron las siguientes:

Lines L5100, L5191, L5200, L5225, L5250, L5257, L5300 y L5350.

Trazas T4100, T4200, T4300, T4400, T4500, T4565, T4600, T4700 y T4800.

2.- Análisis de secuencias en registros de pozos. Se analizaron 3 pozos, los seleccionados son La Central-4, La Central-201 y Paso la Mina-1. En estos pozos se tienen datados bioestratigráficamente los límites de secuencias LS 3.8 m.a. y LS 3.0 m.a. Vail (1977) recomienda iniciar el análisis de las secuencias sísmicas y el análisis de las secuencias de registros de pozos en forma independiente.

Por tanto, se analizaron primeramente los registros de pozos donde se marcaron los principales cambios en las tendencias que guardan las respuestas de los registros, determinándose los límites de secuencia LS 3.8 m.a., LS 3.0 m.a. y LS 2.4 (?) m.a. El posible límite de secuencia LS 2.4 m.a. (¿) no ha sido identificado paleontológicamente en esta área, por lo que se correlacionó de acuerdo a la Tabla de Haq (1986). Posteriormente se determinaron en los registros de pozos cambios en acomodo de sedimentos desde patrones de registros, diferenciando paquetes con tendencias granocrecientes y granodecrecientes de las curvas de potencial espontáneo, tratando de subdividir los "systems tracts".

3.- Correlación de registros de pozos e información sísmica. El propósito es correlacionar la información de los registros de pozos a las secciones sísmicas. En este paso se calculó el sismograma sintético del pozo La Central 4, con el cual se calibró la sísmica. Primero se correlacionó los límites discordantes en la información de los registros de pozos que están dados en profundidad,

identificando también los límites discordantes en la sísmica (en tiempo), tal que, las discontinuidades fueron identificadas objetivamente tanto en los datos sísmicos como en los datos de registros de pozos antes de amarrarlos con el sintético. Posteriormente se utilizó el sismograma sintético, (en donde pasamos del dominio del tiempo al de profundidad o viceversa), ajustando límites a su mejor posición. Se identificaron tanto en sísmica como en los registros de pozos los límites de secuencias, LS 3.8 m.a., LS 3.0 m.a. y LS 2.4 (?) m.a., con lo que se pudo correlacionar sísmicamente en el área la distribución de las secuencias 3.8 – 3.0 y 3.0 - 2.4(?) m.a.

4.- Mapeo y Análisis de Facies Sísmicas. El propósito fue determinar, tan objetivamente como sea posible, las principales variaciones de carácter sísmico dentro de las secuencias sísmicas y systems tracts individuales, con el objeto de determinar cambios laterales de litofacies de las secuencias 3.8 – 3.0 m.a. y 3.0 - 2.4(?) m.a., en el área de estudio. Los principales caracteres sísmicos que se utilizaron en el análisis de facies sísmicas son la geometría de los reflectores dentro de la secuencia de 3er. orden, amplitud, continuidad y tipo de terminaciones de los reflectores. Se obtuvieron dos mapas de facies sísmicas, uno para la secuencia 3.8 – 3.0 m.a. y otro para la secuencia 3.0 - 2.4(?) m.a.

Posteriormente, en una estación de trabajo, se realizaron las correlaciones de estos límites (en el cubo sísmico), con el software de interpretación Charisma, cada cinco líneas, finalmente se interpolaron las correlaciones, obteniendo tres superficies en tiempo y dos mapas de atributos sísmicos en volumen de amplitud RMS y de la heterogeneidad del coseno de la fase, entre los límites de secuencia LS 3.8 – LS 3.0 m.a. y LS 3.0 - LS3.0-2.4? m.a.

Visualización Sísmica:

El cubo sísmico fue montado en el visualizador Geoviz, donde se identificaron amplitudes anómalas aplicando un filtro de opacidad, el cual consiste en manejar

rangos de amplitudes medias, bajas y altas, (según la curva del filtro aplicado), la cual permite aislar la amplitud deseada y poder sembrar una semilla de correlación automática, permitiendo tener mapas en tiempo de estas anomalías de amplitud y extraer el atributo de amplitud mínima, los cuales en ocasiones permiten definir rasgos estratigráficos, en este caso se pudieron mapear estos rasgos con muy buenos resultados.

Clasificación de Facies Sísmicas:

También se utilizó el software Seisclass para clasificar facies sísmicas, en donde se efectuaron varias pruebas con diferentes atributos. La clasificación se efectuó de la siguiente manera:

- Selección de atributos sísmicos: En este caso los atributos utilizados fueron los de heterogeneidad del coseno de la fase y el de amplitud RMS, ya que fueron los que mejores resultados arrojaron.
- Selección de numero de Clases: Cada clase tiene sus propias características sísmicas, que en este caso fueron en amplitud y continuidad de los eventos sísmicos, efectuando diferentes pruebas de 3, 5, 7 y 9 clases, resultando una diferencia notable entre las clases 3 y 7, no existiendo mucha variación entre 7 y 9 clases.

Seleccionándose por consiguiente, para el análisis de secuencias en el área de estudio, utilizar 7 clases.

5.- Interpretación de los sistemas depositacionales y litofacies. Se efectuó partiendo de las facies sísmicas identificadas, en adición a los resultados de la visualización y de la clasificación de facies, determinadas objetivamente y en concordancia con un buen conocimiento de la geología regional.

6.- Modelo evolutivo propuesto. Se obtuvo a partir de la interpretación de los sistemas sedimentarios.

7.- Jerarquización del área. De acuerdo con los resultados obtenidos, se propusieron las áreas con mayor potencial para almacenar hidrocarburos, basadas en la aplicación de esta metodología.

CAPÍTULO III

MARCO GEOLÓGICO

III.A. Marco Tectónico Estructural

El Sureste de México se considera que forma parte del Bloque Chiapas- Yucatán (Fig. III.1). Los límites del Bloque Chiapas - Yucatán son; el límite occidental (Gose et al., 1980 y Buffler et al. 1991; en Meneses, 1987) lo constituye una sutura a lo largo del Istmo de Tehuantepec, cuyo rumbo NE-SW coincide con la falla que fue originalmente concebida por Tschoop (1931), y posteriormente citada por algunos geólogos de PEMEX como la "Falla Salina Cruz" (Viniegra, 1971; en Meneses, 1987), y "Falla del Istmo" (Meneses, 1980; en Meneses, 1987). De acuerdo a Gose et al. (1980), el límite sur de este bloque lo constituye el sistema de fallas de transcurrancia denominado Motagua – Polochic, el cual se extiende con rumbo este – oeste a través del sur de Guatemala (Meneses, 1987).

Por otro lado, Pindell y Dewey (1982), sugieren que el límite norte de este bloque corresponde al de la corteza continental en el Golfo de México, el cual coincide de acuerdo a datos sísmicos interpretados por Buffler et al., 1981, con el Escarpe de Campeche (Meneses, 1987).

El límite oriental fue bosquejado por Pindell y Dewey (1982) y coincide burdamente con una falla con rumbo NNE-SSW que ha sido mapeada por Uchuppi (1973), en el borde oriental de la Plataforma de Yucatán (en Meneses, 1987).

La evolución estructural del área en donde se encuentra el estudio Encrucijada, ha sido influenciada tanto por eventos tectónicos regionales a gran escala (apertura del Golfo de México y movimiento de microplacas a lo largo del Margen Pacífico),

como por eventos locales (formación de canopies de sal y la compresión sobre la sal) (Proyecto Marbella, 1994).



Fig. III. 1 Diagrama del Bloque Chiapas Yucatán (tomada de Meneses, 1987).

La evolución tectónica del Sureste de México, para el Mesozoico y Terciario ha sido descrita por Oviedo, (1996), quien la dividió en tres fases principales:

- Rifting durante el Triásico-Jurásico Medio
- Un periodo tectónicamente pasivo del Jurásico Tardío al Cretácico Tardío

- Compresión desde finales del Cretácico hasta el Reciente.

A continuación, damos un resumen de la fase compresiva, que comprende del fin del Cretácico al Reciente, ya que nuestro trabajo está enfocado al Plio-Pleistoceno:

Compresión del fin del Cretácico al Reciente (68 – 0 m.a.)

En esta etapa se manifestaron los primeros efectos compresivos en el área, debido a un cambio en la geometría de las placas y en la dirección del movimiento en el margen Pacífico. Atribuyendo que la evolución en el área fue controlada por el Bloque Chortis (Fig. III.2) (Oviedo, 1996).

En esta etapa, Oviedo (1996) menciona que la evolución ocurrió en tres pasos:

- Una colisión inicial débil en el Cretácico Tardío
- Una colisión más fuerte en el Mioceno
- Erosión y rebote isostático en el Plio-Pleistoceno

Cretácico Tardío – Paleógeno

Para el Cretácico Tardío, la primera colisión entre el bloque de Chortis y el bloque de Chiapas (Fig. III.2), dio por resultado el primer cabalgamiento y levantamiento del Macizo de Chiapas (Carfantán, 1981; en Oviedo, 1996). La colisión fue relativamente suave y episódica, durante el Paleógeno. En este tiempo los efectos iniciales de la compresión incipiente y el peso litostático de la columna sedimentaria ya depositada, provocaron el primer emplazamiento importante de masas alóctonas (emplazamiento salino en el Campo Jujo – Tecominoacán) (Oviedo, 1996).

Mioceno

Durante el Mioceno, el Bloque Chortis formaba parte del margen del Pacífico. El Bloque Chortis empujó con mayor fuerza al Macizo de Chiapas (Figura III.2), lo cual dió origen a la fase principal de estructuración y cabalgamiento de la Sierra de Chiapas. La subducción Pacífica y la colisión entre Chortis y el Sureste de México fue oblicua. Este movimiento relativo fue acompañado por una combinación de cabalgamiento hacia el noreste en la Sierra de Chiapas y fallamiento transcurrente a lo largo del borde sur del Macizo de Chiapas, lo que provocó una reactivación magmática y el desarrollo de extensas zonas miloníticas dentro del Macizo (Oviedo, 1996).

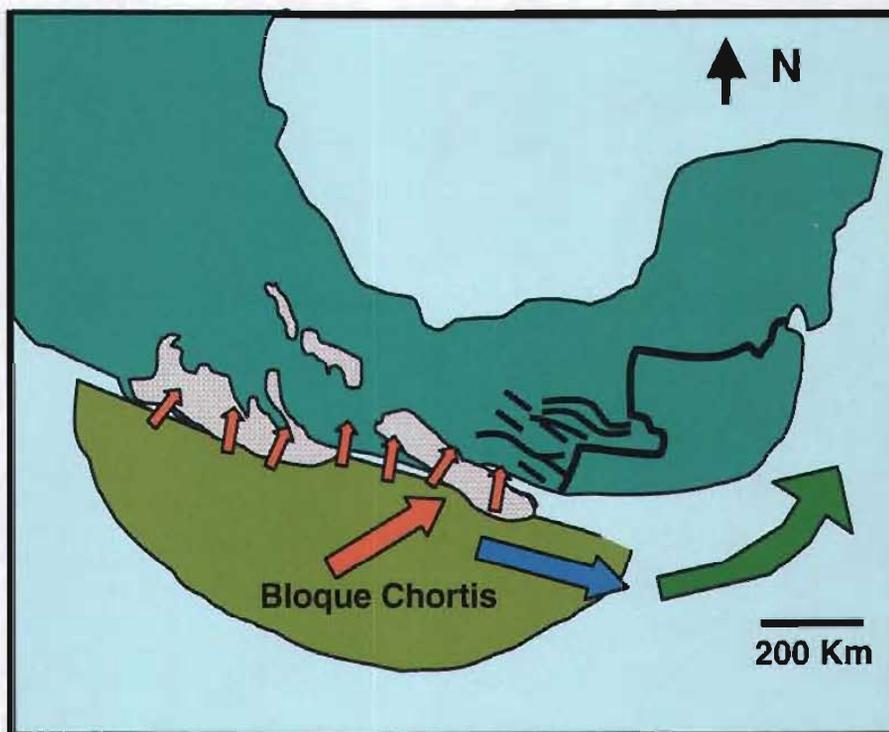


Fig. III.2 Movimiento del Bloque Chortis. Flecha roja: Cretácico Tardío – Paleógeno; flecha azul: Mioceno, flecha verde: Plio – Pleistoceno (modificado de Oviedo, 1996).

Plio – Pleistoceno

En el Plio – Pleistoceno, el Bloque Chortis continuó su movimiento hacia el este (Fig. III.2), alejándose del Macizo de Chiapas. La carga isostática que flexionaba hacia abajo el margen Pacífico ya no existía y el bloque rebotó hacia arriba al verse liberado del peso que lo hundía. El resultado fue un levantamiento y erosión hacia la parte sur, combinado con una subsidencia y aporte de sedimentos hacia el Golfo de México, lo que provocó la fase principal de la evacuación salina.

La evolución geológica en el área se resume en la Figura III.3, la cual está basada en la identificación y edad de 8 tectonosecuencias, que representan los eventos mayores de la geometría de la cuenca. Algunos de estos eventos tectónicos (inicio y terminación del rift) se asocian a cambios eustáticos en el nivel del mar. Estas 8 tectonosecuencias definen la evolución desde el Jurásico hasta el Reciente (Oviedo, 1996).

La evolución geológica durante el Plio-Pleistoceno, ocurrió con un desplazamiento del Bloque Chortis del margen sur de Chiapas, por la interacción del movimiento izquierdo en la Zona de falla Motagua-Polochic y el desplazamiento hacia el norte de la Placa del Caribe. La liberación de este peso provocó rebote isostático, erosión de las cuencas de antefosa paleógenas, vasto aporte de sedimentos en la cima de los canopies y la rápida progradación del margen de la plataforma hacia el norte, del actual Golfo de México (Oviedo, 1996).

Esta progradación del margen de la plataforma hacia el norte del Golfo de México, coincide con la dirección obtenida por Galloway y colaboradores (2000) (Fig. III.4). En un resumen de la interpretación regional de la historia depositacional del

Cenozoico en el Golfo de México, estos autores mapearon e interpretaron 18 secuencias genéticas estratigráficas, que rellenan las cuencas del Cenozoico del Golfo de México.

ERA	EPOCA	EVENTOS TECTONICOS Y EUSTATICOS		TECTONOSECUENCIAS m.a.
NEÓGENO	PLIO-PLEIS- TOCENO		Evacuación de Sal Levantamiento del Margen	MARGEN LEVANTADO (Relleno Pasivo) 5.5
	MIOCENO		Sepultamiento de las Estructuras	CINTURÓN PLEGADO 12.5
			ESTRUCTURACION MAYOR Crecimientos de Canopies	CUENCA ANTEFOSA ESTRUCTURADA 21
PALEÓGENO	OLIGOCENO EOCENO PALEOCENO		Compresión Carga Flexural Emplazamientos de canopies	ANTEFOSA DEL PALEÓGENO 68
CRETÁCICO	TARDÍO		Compresión Inicial Inundación de las Plataformas	INUNDACIÓN 94
	TEMPRANO		Subsidencia Termal Post-Rift	MARGEN PASIVO II (Instalación de Plataformas) 134
JURÁSICO	TARDÍO		Inicio del Movimiento de la Sal	MARGEN PASIVO I (Transición del Rift) 144
	MEDIO		Extensión del Rift Intracontinental	SIN-RIFT 134

	Sal		Extensión del Rift		Compresión		Subsidencia Termal		Extensión por Carga
-------------------------------------------------------------------------------------	-----	-------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------	-------------------------------------------------------------------------------------	------------	-------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------	---------------------------------------------------------------------------------------	------------------------

Fig. III.3 Tectonosecuencias de las Cuencas Terciarias del Sureste (tomado de Oviedo, 1996).

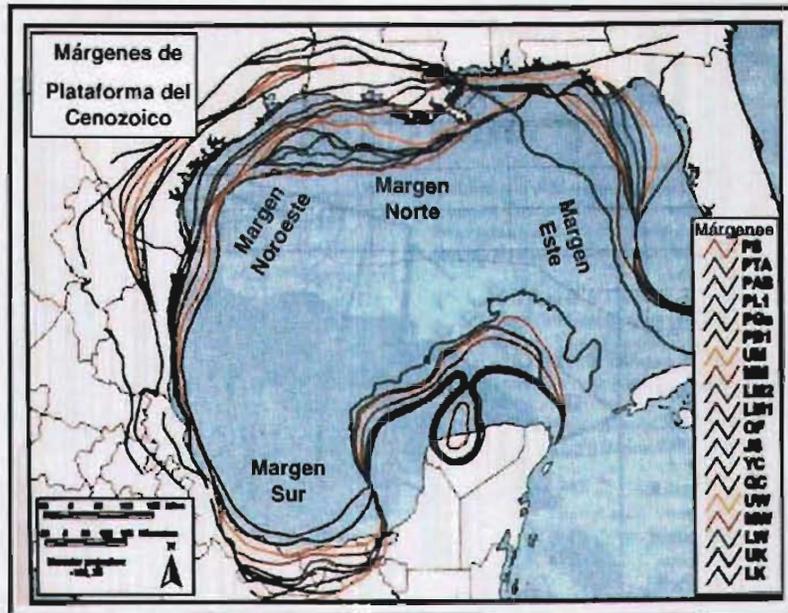


Fig. III.4 Posiciones del margen de plataforma a la terminación de episodios sucesivos durante el Cenozoico (tomado de Galloway, et al., 2000).

En el Margen Suroeste (donde se encuentra nuestra área de estudio), el margen de plataforma marca diferentes posiciones de la terminación de episodios sucesivos.

Estilo Estructural

El estilo estructural de las Cuencas Terciarias del Sureste está ligado al diapirismo, siendo este mecanismo el principal formador de estructuras en el Terciario (Fig. III.5). La deformación durante el Plio-Pleistoceno es predominantemente evacuación de sal y el desarrollo de fallas de acomodamiento asociadas (Proyecto Marbella, 1994).

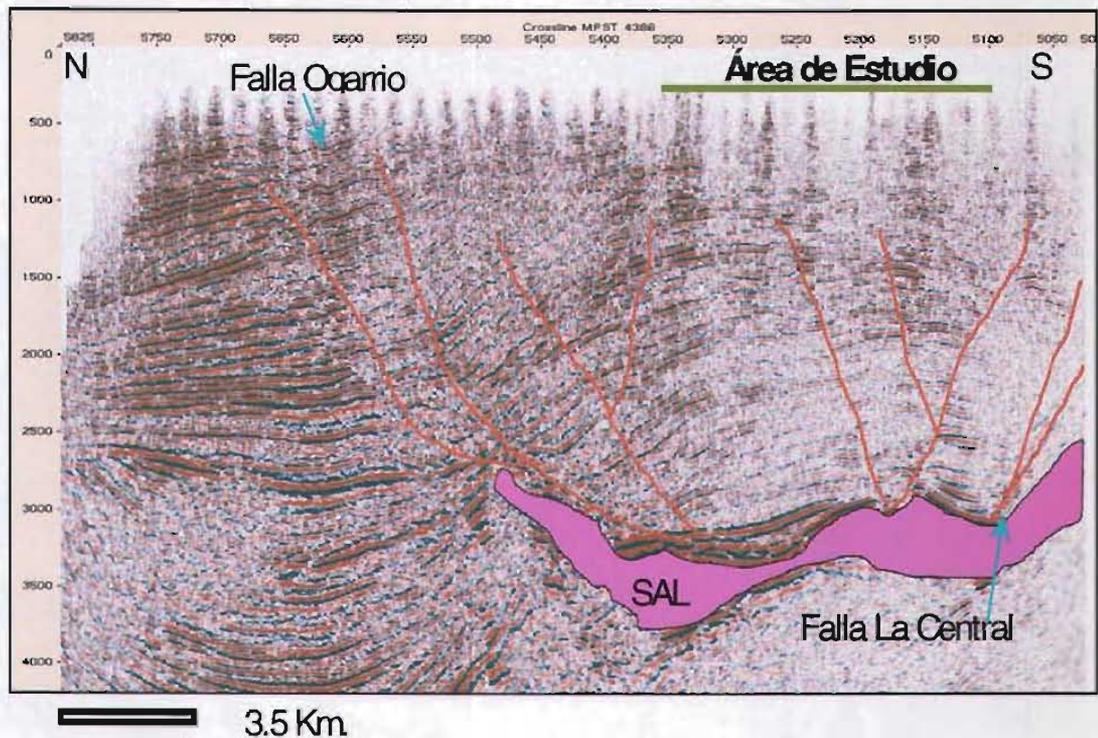


Fig. III.5 Crossline 4386 del cubo sísmico 3D Ogarrio-Encrucijada. Enfatiza la influencia de la sal en el desarrollo estructural.

El área de estudio se encuentra limitada por las fallas normales "regional La Central" y la Falla "Contra-regional Ogarrio" (Figs. III.5 y III.6). Estas fallas han sido citadas en diferentes trabajos de PEMEX. Camacho y González, (1984), hacen una interpretación de estas fallas, las cuales controlaron con información de pozos y sísmica, asociándolas con la sal presente en el área. Actualmente estas fallas se controlaron con la sísmica 3D del cubo de coherencia (Figs. III.5 y III.6)., en donde se puede interpretar una serie de fallas normales con dirección N-S, con caída hacia el Este, las cuales conforman el sistema de Fallamiento Contra-regional y las fallas con dirección E-O conforman el sistema de Fallamiento Regional. Este fallamiento normal es de edad Plio-Pleistoceno y dio origen a la Cuenca de

evacuación de sal de Comalcalco. Dentro de este graben tal como se observa en la crossline 4386 (Fig. III.5), se encuentra el campo La Central (Fig. III.6).

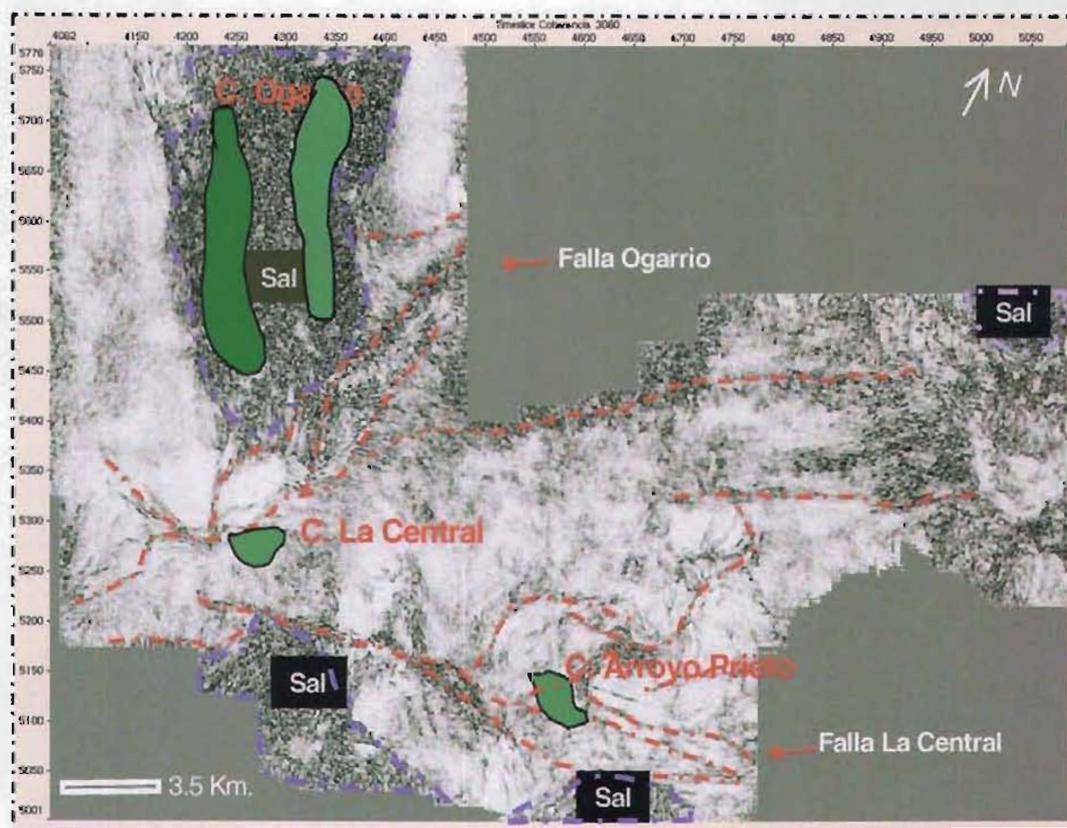


Fig. III.6. Cubo de Ogarrío-Encrucijada (Atributo de Coherencia), muestra el Sistema de fallas normales Contraregional Ogarrío y Regional La Central.

III.B. Estratigrafía del área

Un resumen de la estratigrafía Cenozoica de las Cuencas Terciarias del Sureste (Tabla III.1), ha sido descrito por Cabrera y Lugo (1984), de la siguiente manera:

Paleoceno

Las rocas paleocénicas incluyen una secuencia arcillosa de aguas profundas, con abundantes foraminíferos bentónicos, arenáceos y calcáreos, tales como *Gavelinella rubiginosa* (Cushman), *G. velascoensis* (Cushman), *G. becariformis* (White), *Nuttallinella florealis* (White), *Osangularia velascoensis* (Cushman). Se han reconocido además, la mayoría de las especies planctónicas que caracterizan a las Biozonas de *Globorotalia trinadadensis* hasta la de *Globorotalia velascoensis*.

PALEOECOLOGÍA DE LAS CUENCAS SEDIMENTARIA DEL SURESTE					
SERIE	PLATAFORMA			CUENCA	
	NERÍTICO INTERNO	NERÍTICO MEDIO	NERÍTICO EXTERNO	BATIAL SUPERIOR	BATIAL INFERIOR
RECIENTE	CEDRAL				
PLIOCENO	AGUENGUE-P. SOLO				
	FILISOLA	CONCEPCIÓN SUP			
			CONCEPCIÓN INFERIOR		
MIOCENO				ENCANTO	
					DEPÓSITO
OLIGOCENO					LA LAJA
EOCENO				LUTITAS NANCHITAL	
PALEOCENO				LUTITAS NANCHITAL	

Tabla III.1. Paleoecología cenozoica de las Cuencas Terciarias del Sureste (tomado de Cabrera y Lugo, 1984).

En las Cuencas del Sureste, el Paleoceno corresponde a la parte inferior de la Formación Lutitas Nanchital, que tiene un espesor de 900 metros (Cabrera y Lugo, 1984).

Eoceno

Las rocas del Eoceno están agrupadas en la parte superior de la Formación "Lutitas Nanchital". Es ricamente fosilífera, en ella se han identificado muchas de las especies planctónicas que caracterizan a las Biozonas de *Globorotalia subbotinae* hasta la de *Globorotalia cerroazulensis* (Cabrera y Lugo, 1984).

Hacia el sur, en la región de la llamada Cuenca Salina del Istmo y en la parte occidental de la Sierra de Chiapas, se ha descrito en la base del Eoceno, a la Formación "Conglomerado Uzpanapa", para diferenciar una secuencia conglomerática con intercalaciones de lutitas y areniscas. Las lutitas intercaladas contienen foraminíferos planctónicos de las biozonas representativas del Eoceno Temprano y Medio. Hacia la parte sur de la Cuenca Salina del Istmo y occidental de la Sierra de Chiapas, los espesores varían desde 1200 hasta 2800 m. para las rocas del Eoceno (Cabrera y Lugo, 1984).

Oligoceno

Las rocas del Oligoceno, están constituidas por lutitas y lutitas arenosas con intercalaciones de tobas y bentonitas, que constituyen en general la denominada Formación La Laja. Presenta abundantes foraminíferos bentónicos tales como *Trochamminoides sp.*, *Haplohragmoides sp.*, *Bathysiphon sp.*, *Pleurostomella alternans* Schwager, *Chilostomella colina* Schwager, *Vulvulina pennatula* Bastsch. Los foraminíferos planctónicos son también abundantes, estando presentes las

especies que caracterizan a las Biozonas desde *Cassigerinella chipolensis-Pseudohastigerina micra*, hasta la de *Globigerina ciperoensis*.

Hacia la parte sur de la Cuenca Salina del Istmo y occidental de la Sierra de Chiapas, se ha descrito la presencia de una unidad constituida por una secuencia conglomerática areno-arcillosa. Los conglomerados son similares en composición a los de la Formación “Conglomerado Uzpanapa” del Eoceno. En las lutitas intercaladas se han encontrado foraminíferos planctónicos de las biozonas que caracterizan al Oligoceno (Cabrera y Lugo, 1984).

Mioceno

Las rocas del Mioceno, han sido reportadas en el subsuelo y consisten de una secuencia alternante de lutitas fosilíferas y areniscas, depositadas en ambientes batiales. En la porción occidental de las cuencas, la parte superior de la Formación La Laja, rica en foraminíferos bentónicos arenáceos y calcáreos de aguas profundas se encuentran en abundancia. La parte superior de esta formación, se data con la Biozona de *Catapsy drax dissimilis* y *Catapsy drax stainforthi*. Hacia la porción oriental de estas cuencas, se ha delimitado la cima de la Formación La Laja hasta la cima del Oligoceno en virtud de la presencia de una discordancia a nivel Oligoceno Superior—Mioceno Inferior (Cabrera y Lugo, 1984).

La unidad estratigráfica denominada Depósito, que caracteriza gran parte de la región central y oriental de la Cuenca del Sureste, se identifica en el subsuelo, con la extinción de *Anomalinoides cicatrocosa* (Schwager) y abundancia de *Gyroidinoides broeckhiana* (Karrer). Los foraminíferos planctónicos son abundantes e incluyen las especies características de las biozonas de *Globigerinatella insueta* y de *Globorotalia fhoisi fhoisi*. Los sedimentos asociados consisten de lutitas y areniscas alternantes, depositados en un ambiente batial durante el Mioceno Temprano hasta principios del Mioceno Medio (Cabrera y Lugo, 1984).

Durante finales del Mioceno Medio y el Mioceno Tardío, continuó el depósito de alternancias de lutitas y areniscas, notándose un incremento de los cuerpos arenosos. Esta unidad ha sido denominada Formación Encanto y es reconocida en el subsuelo por la extinción de *Siphovigerina auberiana* d'Orbigny y la abundancia de *Planulina filisolaensis* Nattall, *Uvigerina peregrina* Cushman, *Sigmoilopsis schlumbergeri* Silvestri, entre otros organismos. Los foraminíferos planctónicos son también muy abundantes e incluyen las especies características de las Biozonas de *Globorotalia fohsi lobata*, *G. robusta* hasta la de *Globorotalia acostaensis*. Esta unidad representa condiciones de depósito de batial medio a superior (Cabrera y Lugo, 1984).

Plioceno-Pleistoceno

El Plioceno Temprano y Medio está representado por las unidades Concepción Inferior, Concepción Superior y Filisola (Aker, 1979, 1981, 1984, en: Cabrera y Lugo, 1984). La unidad Concepción Inferior se reconoce en el subsuelo con la extinción de *Marginulinopsis marginulinoidea* (Goes), *M. mesinae* (Souaya) y *Amphicoryna hirsuta* (d'Orbigny). Su depósito se llevó a cabo en batimetrías de nerítico externo a medio (Cabrera y Lugo, 1984).

La unidad Concepción Superior es reconocida en el subsuelo con la extinción de *Astacolus vaughani* (Cushman) y es interpretada como depositada en condiciones batimétricas nerítico medio. Los foraminíferos planctónicos presentes incluyen *Globorotalia margaritae* Bolli y Bermúdez, *Globorotalia crassaformis* Galloway, entre otros (Cabrera y Lugo, 1984).

Descansando sobre los sedimentos arcillo-arenosos de la unidad Concepción Superior, se ha reconocido una columna sedimentaria también arcillo-arenosa que incluye las unidades Filisola, Paraje Solo, Agueguexquite y Cedral. Los foraminíferos son escasos en estas unidades, en comparación con las

subyacentes. Varios autores han interpretado las diferentes facies de los sistemas deltaicos en estas unidades (Estavillo y colaboradores, 1983; Pérez Matus y Barbosa, 1975). Pérez Matus (1978), ha postulado la presencia probable de un cañón submarino en sedimentos Mioceno—Plioceno en la parte oriental de la Cuenca Salina del Istmo (Cabrera y Lugo, 1984).

Pereznegrón, (2000), interpreto en el Campo la Central un ambiente de facies deltaicas, en una secuencia la cual tiene como límite inferior el LS. 3.0 m.a. Para la secuencia 3.8 a 3.0, el mismo autor interpretó una plataforma progradante. Las unidades Filisola y Paraje Solo en el área de estudio, tienen gruesos espesores, siendo principalmente depósitos de alternancias de arenas y arcillas. El espesor de la Formación Paraje Solo es de 836 m en el pozo La Central 4 y de 2832 m. en el pozo Arroyo Prieto - 2D. Para la Formación Filisola se tienen 2358 m. en el pozo La Central - 4 y 385 m. en el pozo Arroyo Prieto - 2D.

La columna geológica en el área de estudio va desde la Formación Depósito hasta el Reciente (Tabla III.2), identificados en los pozos más profundos, La Central -4 y Arroyo Prieto - 2D. Los límites de secuencia identificados paleontológicamente son 3.8 y 3.0 m.a. (Tabla III.3), mientras que el límite 2.4? no ha podido ser identificado paleontológicamente.

Formación	P. La Central 4	P.Arroyo Prieto 2D
Reciente	Aflora	Aflora
Cedral	96 m	85 m
Paraje Solo	546 m	228 m
Filisola	1382 m	3060 m
Concepción Superior	3740 m	3445 m
Concepción Inferior	3970 m	3545 m
Encanto	4190 m	3690 m
Depósito		4195 m
Prof. Total	4500 m	4500 m

Tabla III.2 Columna geológica perforada en el área de estudio.

Pozo	Serie-Subserie	Batimetría	Fósil	M.A.	Prof. (m.)
La Central-4	Plioceno Inferior	Nerítico Externo	<i>Globigerina nepenthes</i>	3.8	4015
La Central 201	Plioceno Medio	Nerítico Interno	<i>Globoquadrina altispira</i>	3.0	3810
La Central 201	Plioceno Inferior	Nerítico Externo	<i>Globigerina nepenthes</i>	3.8	4080
Paso la Mina-1	Plioceno Medio	Nerítico Interno	<i>Globigerinoides extremus</i> , <i>Sphaer. seminulina</i>	3.0	4020

Tabla III.3 Análisis paleontológico Proyecto Encrucijada (1998).

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS SISMO-ESTRATIGRÁFICO

IV.A.- Calidad de la información sísmica.

La información sísmica tridimensional en el área de estudio, fue adquirida con el propósito de definir las estructuras del Mioceno como primer objetivo y como un segundo objetivo definir estratigráficamente trampas del Plio-Pleistoceno, para lo cual se diseñaron los siguientes parámetros de adquisición (Tabla IV.1) (Expediente, Encrucijada 3D, 1998).

Técnica de Levantamiento	Ortogonal (Fraccionado)
Tamaño del Bin (Line – Traza)	35x35 m. (17.5x17.5 m.)
Distancia entre Fuentes de Tiro	70 m.
Distancia entre Receptores	70 m.
Distancia entre Líneas de Fuentes	630, 700 y 770 m.
Distancia entre Líneas de Receptores	490, 560 y 630 m.
No. de Receptores Activos por Línea	120 (máximo)
No. de Líneas Activas de Receptores	12 (máximo)
No. de Canales Activos	1440 (máximo)
Arreglo de Geófonos	6
No. de Tiros por Salvo	7, 8 y 9
Apilamiento Máximo (Fold)	36 (9, fraccionado)
Máximo Offset Máximo	5,354 m.
Máximo Offset Mínimo	867 m.

Tabla IV.1 Parámetros de Adquisición Sísmica del Prospecto Encrucijada 3D.

El análisis del diseño para el cálculo de parámetros de adquisición sísmica 3D, se realiza a partir de los objetivos geológicos (estructural y/o estratigráfico). Para el cálculo de los parámetros se necesita información tal como: área a estudiar, profundidad de los objetivos, echados, etc. (Stone, 1994).

Dentro de la secuencia de diseño de parámetros 3D, existe un paso donde se calcula el área de apertura de migración a partir del área objetivo (área migrada), estas dos áreas conforman generalmente el área de máximo apilamiento. El área de apertura de migración es considerada para poder enfocar correctamente el área objetivo. Adicional al área de máximo apilamiento, se calcula el área del menor apilamiento (Taper), esta área se utiliza para poder alcanzar el máximo apilamiento (Figs. IV. 1 y IV. 2). Estas áreas contribuyen a obtener una buena imagen sísmica del objetivo a resolver y se incrementan conforme los objetivos son más profundos.

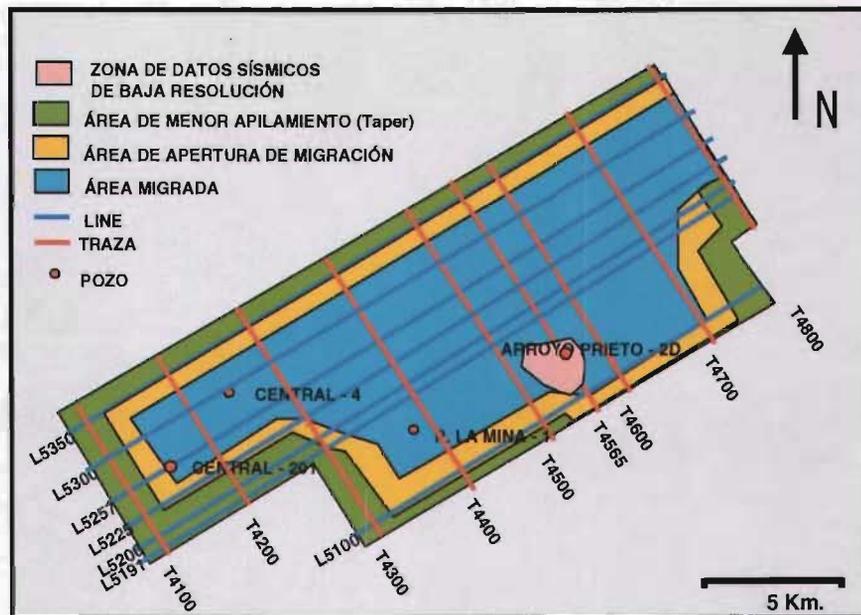


Fig. IV.1 Distribución de las diferentes áreas contempladas en el diseño de parámetros sísmicos.

En las áreas de menor apilamiento y apertura de migración, disminuye la calidad de los datos sísmicos, como son: menor amplitud, continuidad de los eventos, disminución de la resolución sísmica, etc. Por lo que fue necesario considerar estas áreas, en el mapeo de facies sísmicas, al momento de calificar la amplitud y continuidad de los eventos sísmicos. Aunado a estas áreas, existen zonas culturales (ríos, poblados carreteras, instalaciones petroleras, etc.) dentro del área de adquisición sísmica, donde no es posible realizar la adquisición, repercutiendo en la calidad de la información sísmica (Fig. IV. 2).

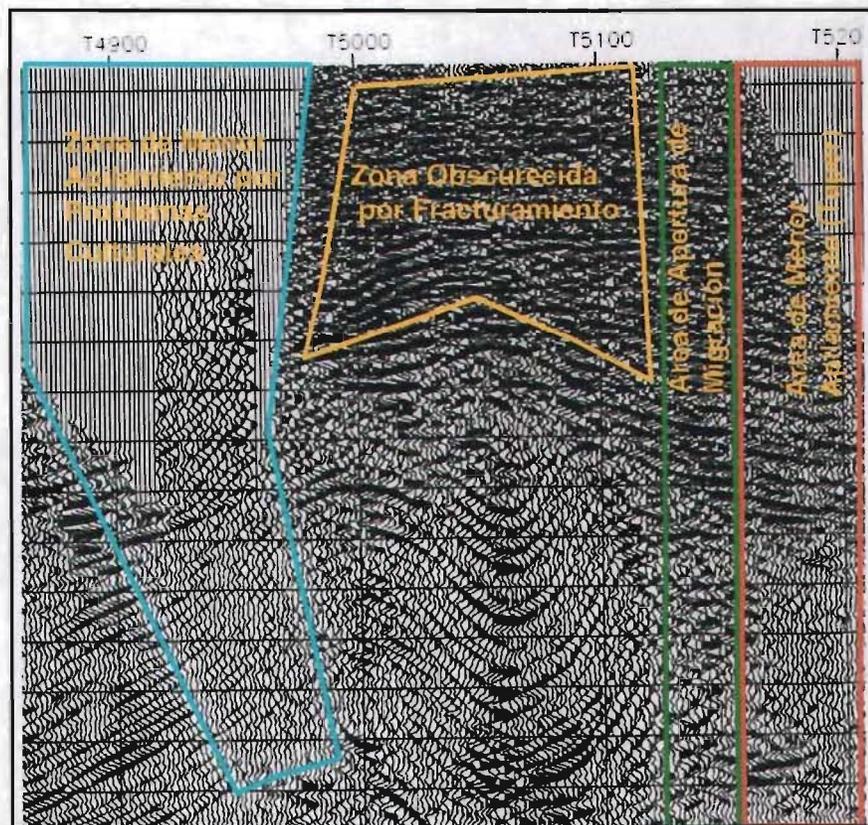


Fig. IV.2 Sección Sísmica L5250. Áreas afectadas en la calidad de los datos sísmicos.

También se delimitaron zonas dentro del área de estudio, donde las condiciones geológicas (alto fracturamiento) del subsuelo no permiten tener una buena imagen sísmica, afectando la resolución lateral (Fig. IV.2).

IV.B.- Rasgos Estructurales

Los rasgos estructurales que afectan a las secuencias analizadas 3.8 – 3.0 m.a. y 3.0 - 2.4? m.a., son fallas normales pertenecientes al sistema de Falla Contraregional Ogarrio y Falla Regional La Central, así como las fallas asociadas al movimiento de la sal y a cuerpos salinos que cortan a las secuencias (Fig. III.5). Esta deformación ocurrió durante el Plio-Pleistoceno y es predominantemente por evacuación de sal y una rápida progradación de estos sedimentos, hacia el Golfo de México (Cap. III).

Este desarrollo se puede observar en las secciones sísmicas (Fig. IV.4), que se interpretaron, en donde las zonas de mayor afallamiento, que tenemos en las secuencias interpretadas, están asociadas con cuerpos salinos por debajo de las secuencias, a un tiempo de aproximadamente 3 segs., siendo los más conocidos el cuerpo de sal de Ogarrio en la parte norte y el de Rosario en la parte sur (Fig. III.6 y IV.4).

Estos cuerpos salinos tienden a levantarse hacia la parte norte del área de estudio, dirección en donde se encontraban los antiguos márgenes de plataforma (Fig. III.5). También se observó que los cuerpos salinos, en algunas zonas, han cortado completamente a las secuencias interpretadas (Fig. IV.5).

El sistema de fallas normales en el área de estudio tienen un rumbo preferentemente NE-SW, bosquejándose dos alineamientos principales de fallas normales, un alineamiento teniendo el bloque hundido hacia el SE y el otro alineamiento tiene el bloque hundido hacia el NW del estudio (Fig. III.5 y IV.3); en

ocasiones los desplazamientos son muy pequeños, aproximadamente 0.03 mseg. con respecto al bloque alto, habiendo una estructuración mayor en la parte este del área de estudio (Fig. IV.4).



Fig. IV.3 Bosquejo de los rasgos estructurales que afectan a las secuencias 3.8-3.0 m.a. y 3.0-2.4? m.a.

En la parte Sur, las secuencias interpretadas terminan contra el sistema de la falla Regional La Central, con rumbo NE-SW; contra estas fallas se forman pequeños grabens como el de la pequeña estructura alcanzada por el pozo Paso la Mina; esta pequeña estructura es un claro ejemplo de la estructuración causada por el

movimiento de la sal. Existen cuerpos salinos que también cortan las secuencias interpretadas (Fig. IV.3).

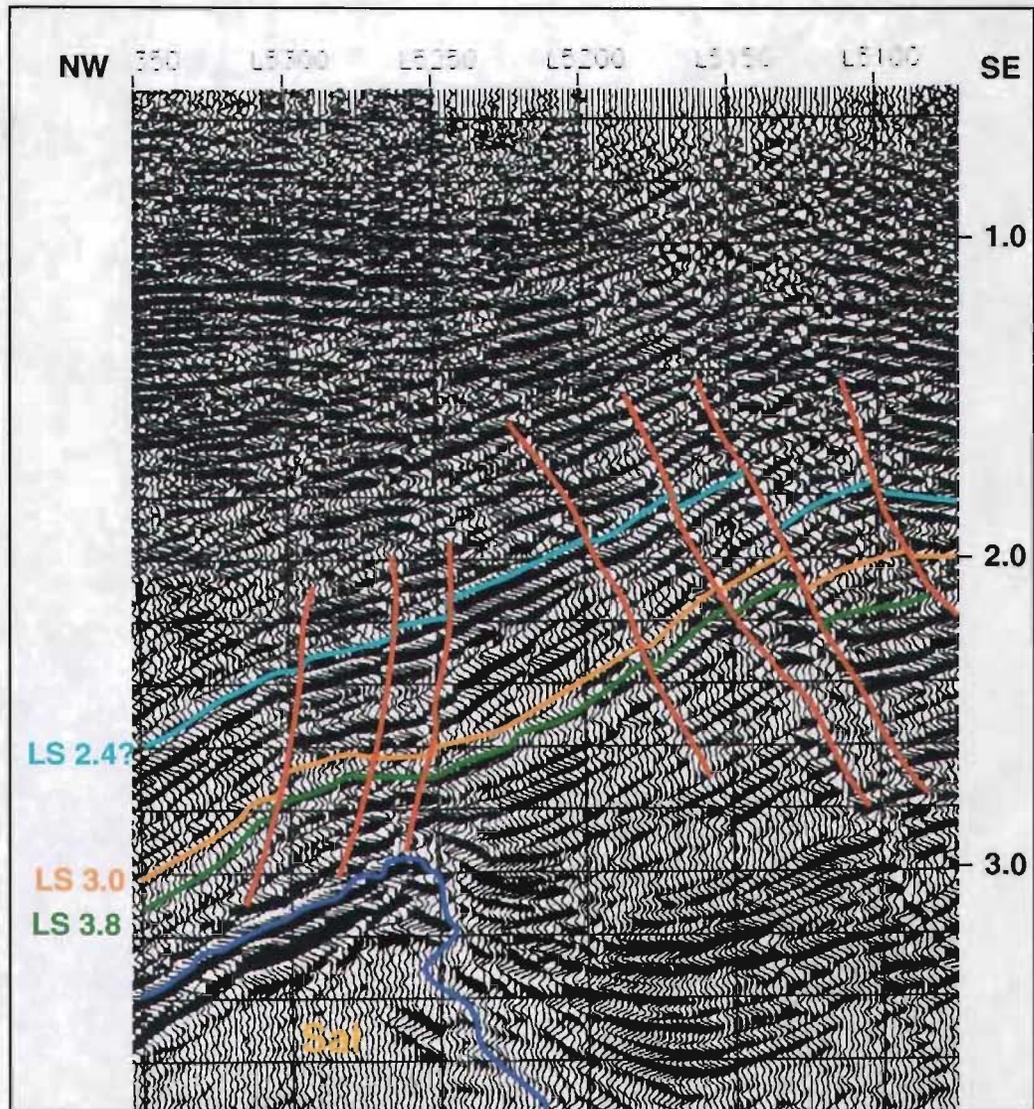


Fig. IV.4 Sección sísmica T4700. Fallas normales asociadas al cuerpo salino.

En la parte NE del área de estudio tenemos por debajo de las secuencias, cuerpos de sal que han estructurado las secuencias analizadas, observándose un mayor empuje de la sal. Aparentemente la sal, debido al peso de la columna litostática y a su plasticidad, tiende a moverse hacia zonas de menor presión alcanzando zonas más someras con el consecuente fracturamiento de los paquetes superiores. El sistema de fallas, situado al sur del área, los desplazamientos de los bloques altos con respecto a los bloques bajos son mucho más grandes que los saltos de fallas de la parte Norte, alcanzando hasta 100 mseg. (Fig. IV.4).

IV.C.- Límites de Secuencias

Posterior a la identificación de los rasgos estructurales, se identificaron los límites de secuencia, los cuales fueron correlacionados en el área de estudio en una malla de secciones sísmicas 3D Line y Traza (Fig. IV. 1). En las secciones sísmicas se marcaron las terminaciones de los reflectores (Figs. IV. 5, IV.6. IV.7), donde se delimitaron los posibles límites de secuencias.

En algunas zonas del estudio no fue posible correlacionar los límites, pero en general se logró la correlación de tres límites de secuencia, a los que se denominó como LS 3.8 m.a., LS 3.0 m.a y LS 2.4? m.a. En el sentido de las secciones sísmicas Line (Fig. IV.6), se pudieron correlacionar más fácilmente los límites de secuencia, que en el sentido de las secciones sísmicas Traza, debido a las condiciones estructurales (Fig. IV.4).

Por otro lado, en el sentido de las secciones sísmicas Line, se pudo identificar terminaciones de reflectores como truncaciones erosionales y onlaps en una zona determinada del área de estudio (Fig. IV.6). Sin embargo, los onlaps y downlaps se pudieron identificar fácilmente en el sentido de las secciones sísmicas Trazas, que tienen una dirección casi perpendicular a las diferentes posiciones de los márgenes de plataforma interpretados. Por lo que las secciones sísmicas en el sentido de las

Trazas fueron claves para la definición de los límites de secuencia, en este trabajo (Fig. IV.5 y IV7).

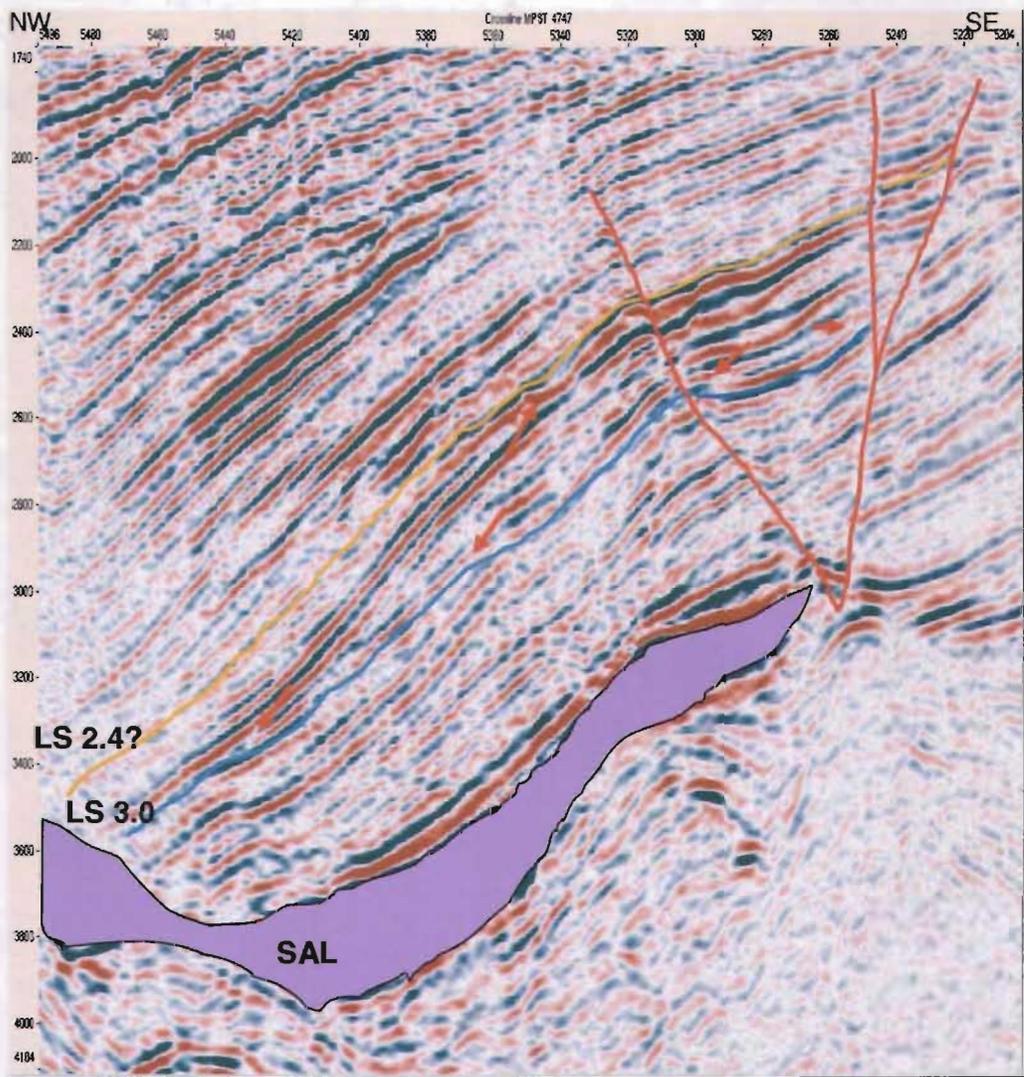


Fig. IV.5 Sección sísmica T4747. Rasgos estructurales, terminaciones Downlaps y Onlaps de las secuencias .

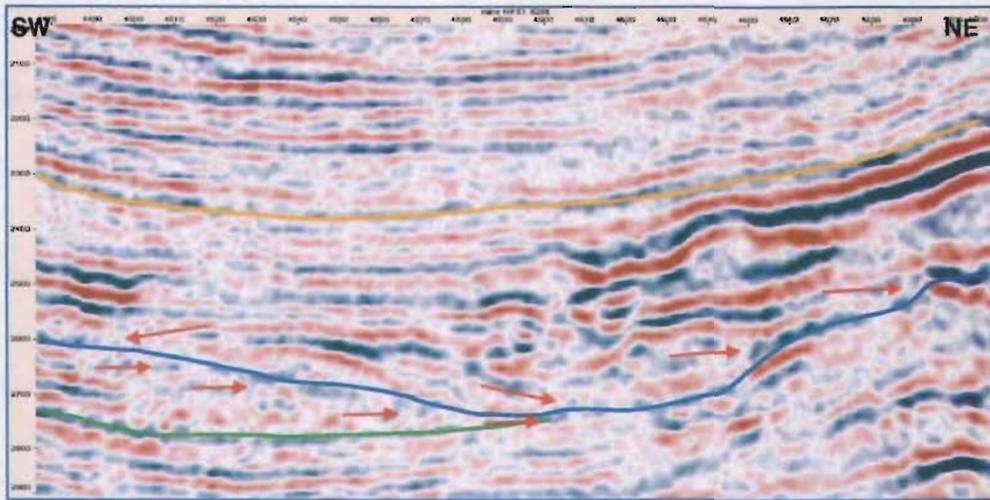


Fig. IV.6 Sección sísmica L5255. Onlaps del límite inferior de la secuencia 3.0-2.4? m.a., sobre una zona erosionada, (truncación erosional) en el límite superior de la secuencia 3.8-3.0 m.a.

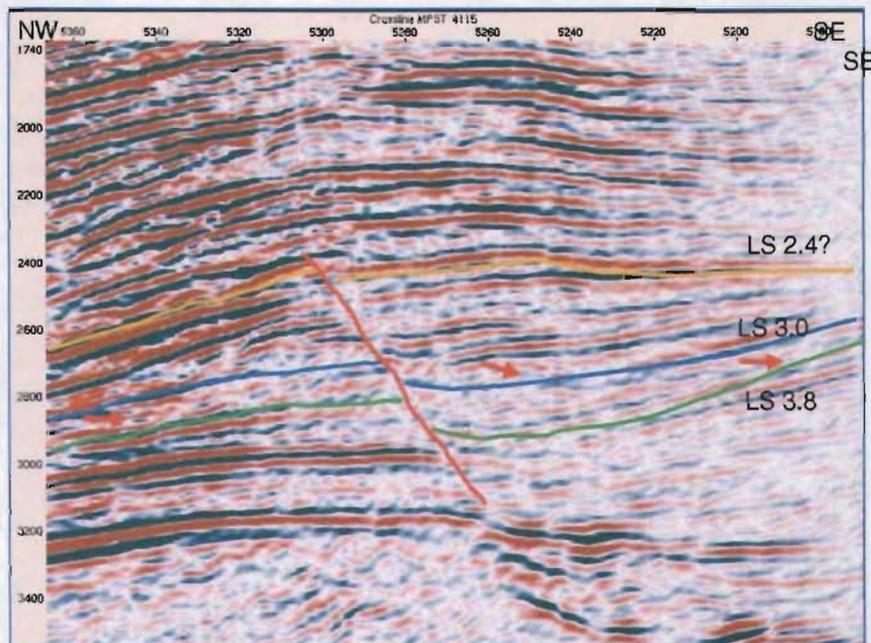


Fig. IV.7 Sección sísmica XL4115. Onlaps y Downlaps en los límites de secuencias.

IV.D.- Correlación con la Información de Pozos

Para la correlación de la información sísmica con la información de pozos, se utilizó un sismograma sintético (Fig. IV.8), y los registros SP y RG de los pozos La Central – 4 y 201 y Paso La Mina – 1.

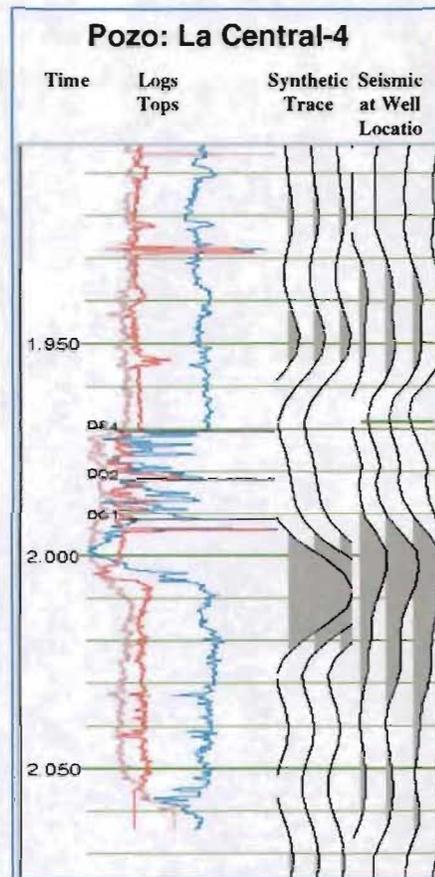


Fig. IV.8 Sismograma Sintético, pozo La Central - 4.

En el análisis de los registros SP y RG, se marcaron límites de secuencias, identificando y marcando los cambios en las tendencias del comportamiento de los patrones de las curvas. Estos cambios se correlacionaron con la información

bioestratigráfica y se ajustó con la sísmica, calibrándolos con el sismograma sintético, cambiado de profundidad a tiempo o viceversa.

Los límites de secuencia definidos se mencionan en la siguiente tabla:

Pozo	Límite de Secuencia Correlacionado	Profundidad	Tiempo en sísmica (doble)
La Central - 4	LS 3.8	3940	2.82
La Central - 201	LS 3.8	3920	2.84
Paso la Mina - 1	LS 3.8	4250	2.80
La Central - 4	LS 3.0	3610	2.63
La Central - 201	LS 3.0	3650	2.62
Paso la Mina - 1	LS 3.0	3985	2.69
La Central - 4	LS 2.4?	2995	2.30
La Central - 201	LS 2.4?	3005	2.33
Paso la Mina - 1	LS 2.4?	3620	2.40

Tabla IV.2 Límites de secuencia correlacionados en el área de estudio.

Estos límites conforman las secuencias 3.8-3.0 m.a. y 3.0-2.4? m.a., correlacionadas en este trabajo entre sísmica (Figs. IV. 5, IV.6 y IV.7) e información de pozos (Fig. IV.9).

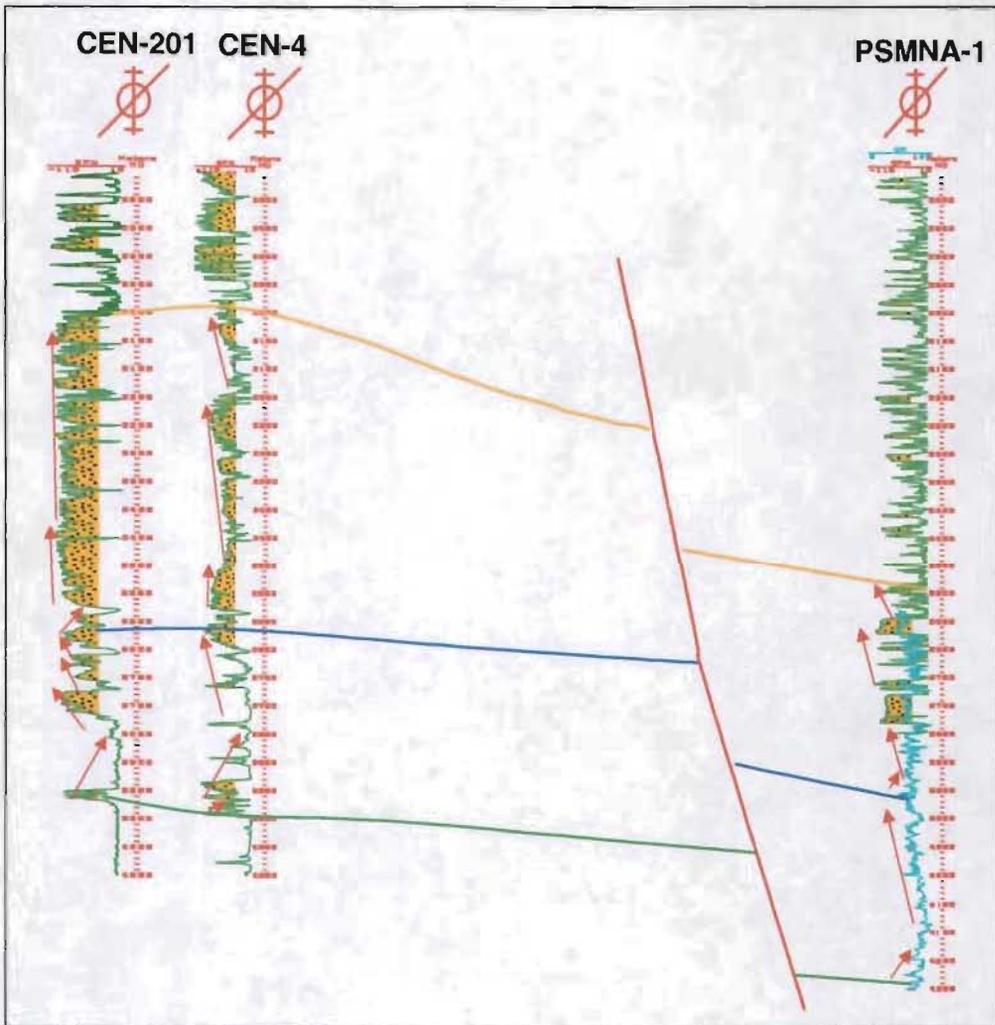


Fig. IV.9 Registros de pozos, SP (Verde) y RG (azul).

IV.E.- Análisis de las Secuencia 3.8-3.0 m.a.

Constituye la unidad comprendida entre límites de secuencia LS 3.8 en la base y LS 3.0 en la cima (Figs. IV.4, 5, 6, 7, 8).

Análisis Registros de Pozos

En los registros RG y SP se interpretó, que la secuencia consiste principalmente de alternancias de arcillas y de arenas. Las arcillas, son intervalos gruesos tendiendo a disminuir de espesor hacia la cima de la secuencia, las arenas, son escasos intervalos delgados en la base, tendiendo a aumentar de espesor hacia la cima de la secuencia (Figs. IV.9 y 10).

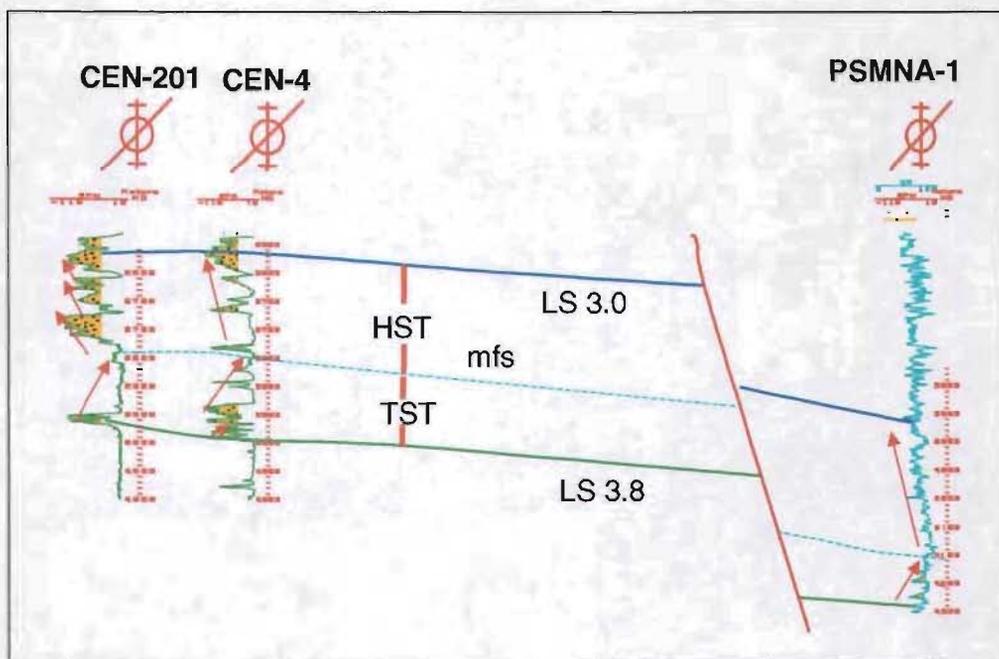


Fig. IV.10 Registros de pozos, SP de La Central - 4 y 201 y RG de Paso la Mina-1.

En los informes de pozos (Informe Pozo la Central # 4, 1961. PEMEX, Inédito e Informe Pozo Paso La Mina-1, 1972. PEMEX, Inédito), la descripción litológica menciona, que son lutitas de color gris oscuro y contienen hasta 20% de arenas de grano fino, en ocasiones muy finas, alternando con delgados intervalos de arenas de color gris claro, de grano fino a medio y contienen hasta el 40% de lutitas.

En los registros de los pozos analizados, se observan dos patrones principales en el comportamiento de la curva SP en La Central – 4 y 201 y RG en Paso la Mina – 1, estos son: forma de campanas o granodecrecientes en la parte inferior de la secuencia y forma de embudos o granocrecientes en la parte superior de la secuencia (Figs. IV.9 y 10). El comportamiento granodecreciente se interpreta como un cambio en el tamaño de grano de los sedimentos que van de gruesos en la base de la campana a más finos en la parte superior de la campana, estas formas de campana las tenemos hacia la base de la secuencia. El comportamiento granocreciente, se interpreta como un cambio en el tamaño de grano de los sedimentos que van de finos en la base del embudo, a más gruesos en la parte superior del embudo (Fig. IV.9 y 10).

En base a este análisis, se definió la superficie de máxima inundación (mfs) (Fig. IV.10), únicamente con la información de los registros de pozos, con lo cual se separa el evento transgresivo del evento progradante dentro de la secuencia y se establece el Highstand System Tract (HST) y el Transgressive System Tract (TST) (Fig. IV.10). El TST, consiste principalmente de intervalos de arcillas, con delgados intervalos de arena con alto contenido de arcillas en el pozo L.C.-4 y en los pozos L.C.-201 y P.M.-1 se tienen arcillas con algún porcentaje de arena en la base de la secuencia a más arcillosos hacia el límite msf., (Figs. IV.10). Para el HST, estos intervalos consisten principalmente de arenas alternando con arcillas.

Análisis del Carácter Sísmico:

La secuencia, se caracteriza por tener una configuración interna de reflectores, en general, paralela (P) a subparalela (Sp) (Figs. IV.11 y 16), en dirección NE–SW, con terminaciones de los reflectores haciendo concordancia tanto en el límite superior como en el inferior de la secuencia, a excepción de una zona erosionada donde en el límite superior tenemos truncación erosional (Te), (Fig. IV.6 y 11).

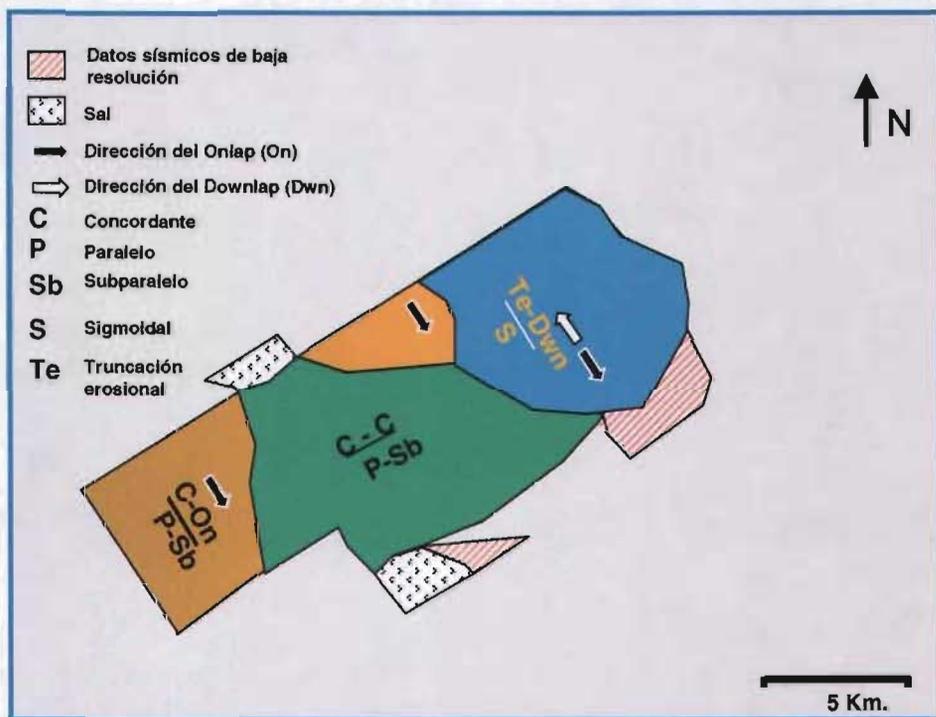


Fig. IV.11 Mapeo de Facies Sísmicas, Secuencia 3.8-3.0 m.a.

En el sentido NW-SE, también tenemos una configuración interna paralela a subparalela y una pequeña área de configuración sigmoidal (S), (Fig. IV. 11 y 16), la diferencia esta en las terminaciones en el límite inferior, donde tenemos en forma general onlaps (On) (Figs. IV.7 y 11) y concordancia, teniendo downlaps (Dwn) en un área restringida (Fig. IV.11).

La distribución de amplitud y continuidad de los eventos sísmicos, fueron obtenidos a partir de mapas de atributos sísmicos como el de amplitud RMS (Fig. IV.12) y heterogeneidad del coseno de la fase (Fig. IV.13); la amplitud es baja en general, observándose solo algunas tendencias con amplitud moderada con dirección NW-SE y una zona de alta amplitud en la parte SE del mapa.

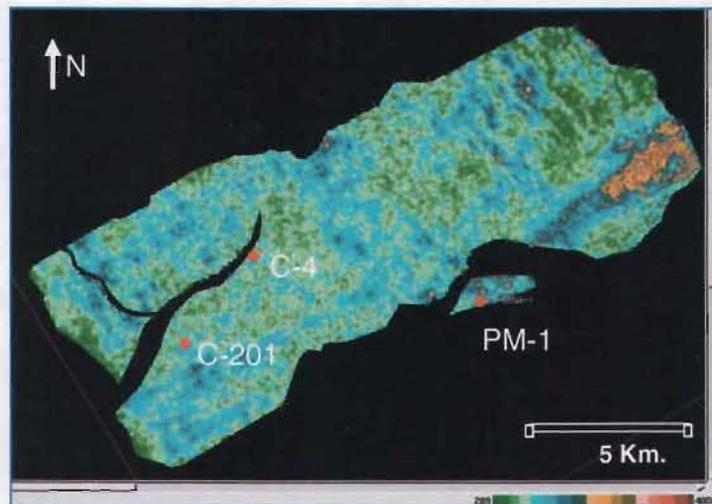


Fig.- IV.12 Mapa de amplitud RMS, colores verde obscuro-claro amplitudes bajas, azul claro-oscuro amplitudes moderadas y de café claro – rojo amplitudes altas . Secuencia 3.8-3.0 m.a.

La distribución de la continuidad de los eventos sísmicos es en general de legible a baja continuidad, observándose en la parte este del mapa una continuidad alta la cual coincide en parte con una alta amplitud (Fig. IV.12 y 13).

Para el análisis de clasificación de facies sísmicas se utilizaron los atributos sísmicos amplitud RMS y Heterogeneidad del Coseno de la Fase obteniéndose un mapa de 7 clases diferentes (Fig. IV.15), agrupando las clases 1 y 2 como las facies más arenosas y las clases 4, 6 y 7 como las facies más arcillosas, de acuerdo a la calibración realizada de la sísmica con los pozos, donde las

amplitudes altas negativas corresponden a la entrada de la arena y la amplitud positiva a la base (Fig. IV. 14).

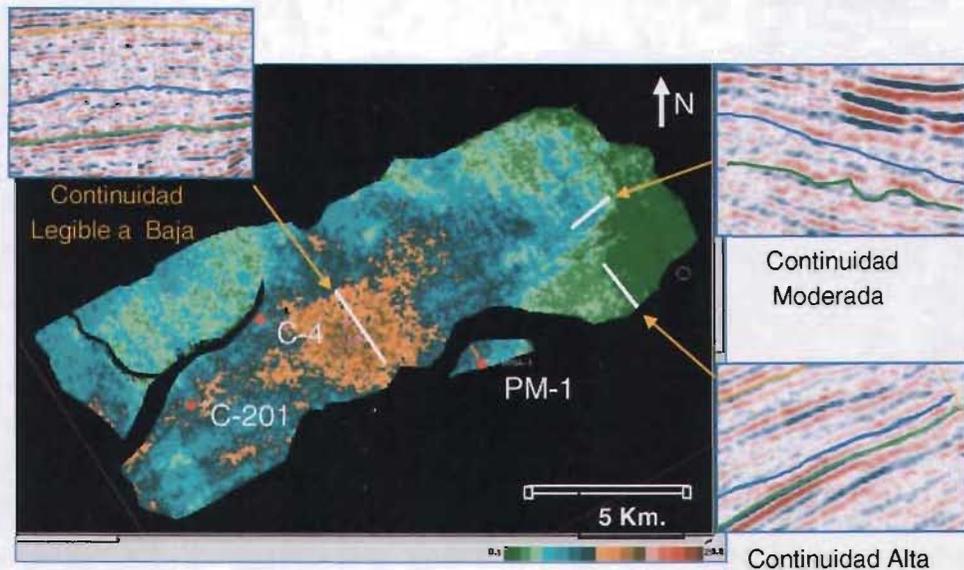


Fig. IV. 13 Mapa heterogeneidad del coseno de la fase, colores verde oscuro-claro Continuidad alta, azul claro-oscuro continuidad moderadas y de café claro – rojo continuidades legibles a bajas.

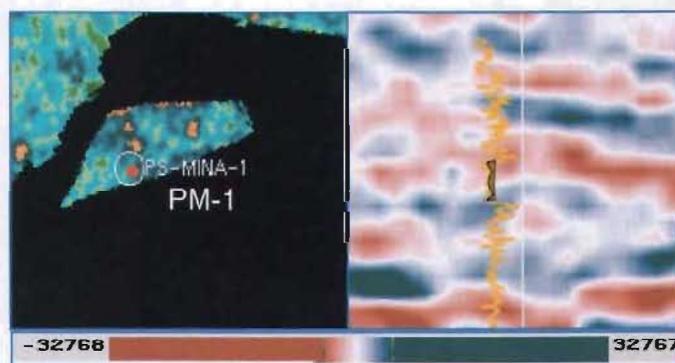


Fig. IV.14 Calibración de la amplitud, utilizando ley de velocidades del pozo La Central-4.

En el mapa se observan algunas tendencias alineadas NW-SE y NE-SW, que coinciden con la dirección de los Downlaps de las clinoformas, teniendo amplitudes y continuidades altas a moderadas, estas tendencias corresponden a la clasificación clase 1 y 2 (Fig. IV.15). En general predominan en el área la clasificación 4, 3 y 7 correspondiéndoles amplitudes bajas y continuidades de legibles a bajas.

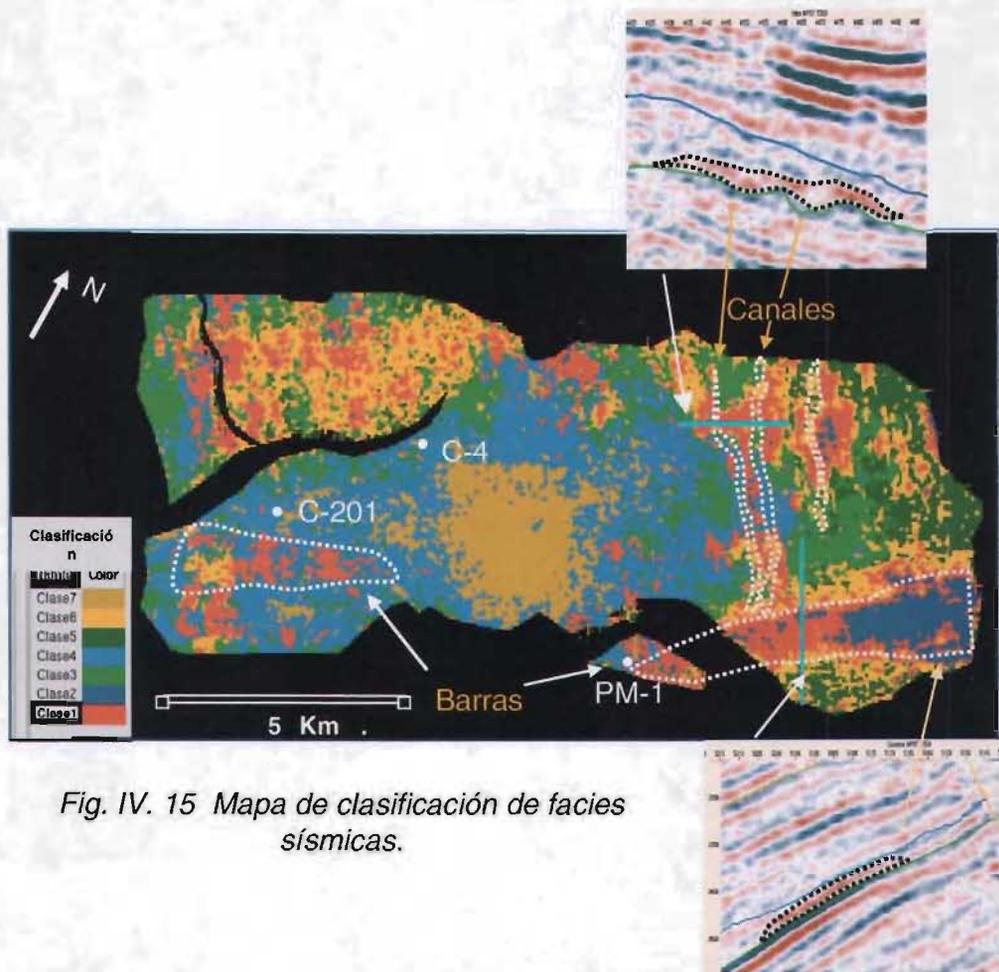


Fig. IV. 15 Mapa de clasificación de facies sísmicas.

En esta secuencia, por las configuraciones Paralelas y Subparalelas (Fig. IV.11 y 16) se interpretó que existe una sedimentación uniforme, sin cambios en cuanto

energía, con una subsidencia uniforme; las terminaciones onlaps sobre el límite inferior de la secuencia indican que posiblemente se trate de superficies de inundación perteneciente al Transgressive Systems Tracks (TST). Estas terminaciones onlaps se encuentran prácticamente en toda el área de estudio para esta secuencia (Fig. IV.11), por lo que se interpreta, que la dirección de la transgresión del mar en este tiempo, fue hacia el SE.

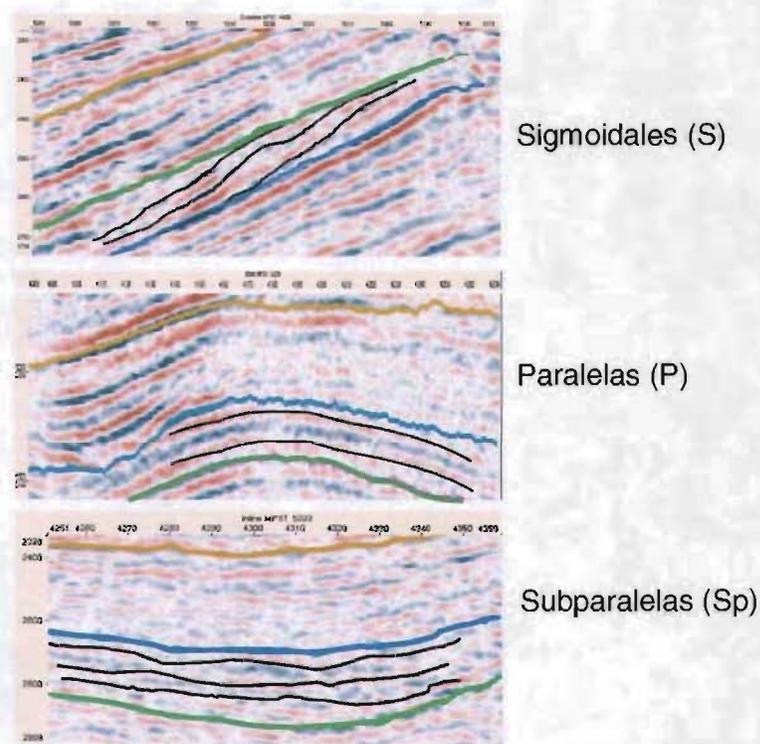


Fig. IV.16 Configuraciones internas de los reflectores, secuencia 3.8-3.0 m.a.

La configuración interna de cliniformas sigmoidal (Fig. IV.11 y 16), tiene en su límite inferior terminaciones Downlaps. Aunque en este caso, solamente se pudieron mapear en un área muy pequeña, son referencias muy importantes en este análisis, ya que son característicos de etapas de progradación. Por lo que se interpreta una etapa progradante con una dirección NW perteneciente al Highstand

Systems Tracks, contraria a la dirección de la etapa transgresiva. También con las terminaciones downlaps determinamos que la dirección de depósito de sedimentos fue hacia el NW (Fig. IV.11).

Las configuraciones internas, principalmente la paralela y subparalela, se le asocia una configuración externa de cubierta, la cual es una de la más común que se tienen en facies sísmicas de plataforma; en estos tipos de cubiertas son comunes las clinofomas progradantes, esta forma sugiere una topografía uniforme del fondo marino, en donde se depositan los sedimentos, que se interpretaron como de baja energía.

Por las amplitudes y continuidad Altas-Moderadas que se definieron en esta secuencia, se interpreta que existe mayor estratificación y baja energía. En las zonas donde existe de Legible a Baja amplitud y continuidad se puede interpretar que hay cuerpos muy delgados los cuales no pueden ser resueltos por la sísmica o se trata de un tipo de litología predominante pudiendo corresponder con arcillas, en condiciones de baja energía.

Del análisis anterior, se interpreto para esta secuencia que se encuentra en facies sísmicas que se generan en ambientes sedimentarios de plataforma, lugar donde podemos encontrar, el Transgressive Systems Tracks (TST) y el Highstand Systems Tracks (HST.).

Bioestratigráficamente, para esta secuencia, se considera una batimetría Nerítico externo a Nerítico interno. De acuerdo con el análisis anterior y al dato batimétrico, se interpreta un ambiente sedimentario de plataforma.

En el mapa de isócronas (Fig. IV.17), se determinaron los depocentros que tienen una orientación NE-SW para esta secuencia. Se observa muy bien definida la zona erosionada, hacia el este del área. Se interpretó para esta secuencia, que existe

solo una pequeña zona de mayor deposito de sedimentos la cual coincide con un área de legible a baja amplitud y continuidad, así también corresponde con el mapa de clasificación de facies con la clase 6 y 7, es decir, facies más arcillosas (Fig. IV.15).

Este depocentro es un claro ejemplo de la influencia que tuvo la sal en el desarrollo de estas cuencas (la Fig. IV. 18, muestra la importancia de la sal en el desarrollo del estilo estructural y estratigráfico del área).

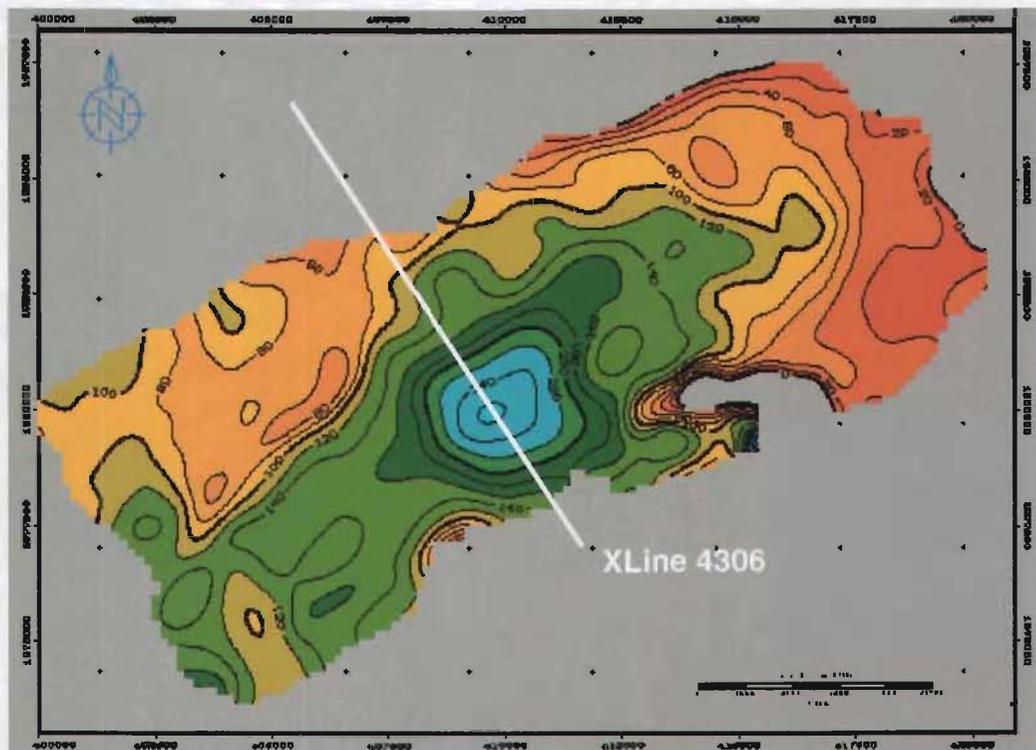


Fig. IV.17 Mapa de isócronas de la secuencia 3.8-3.0 m.a., muestra los depocentros principales.

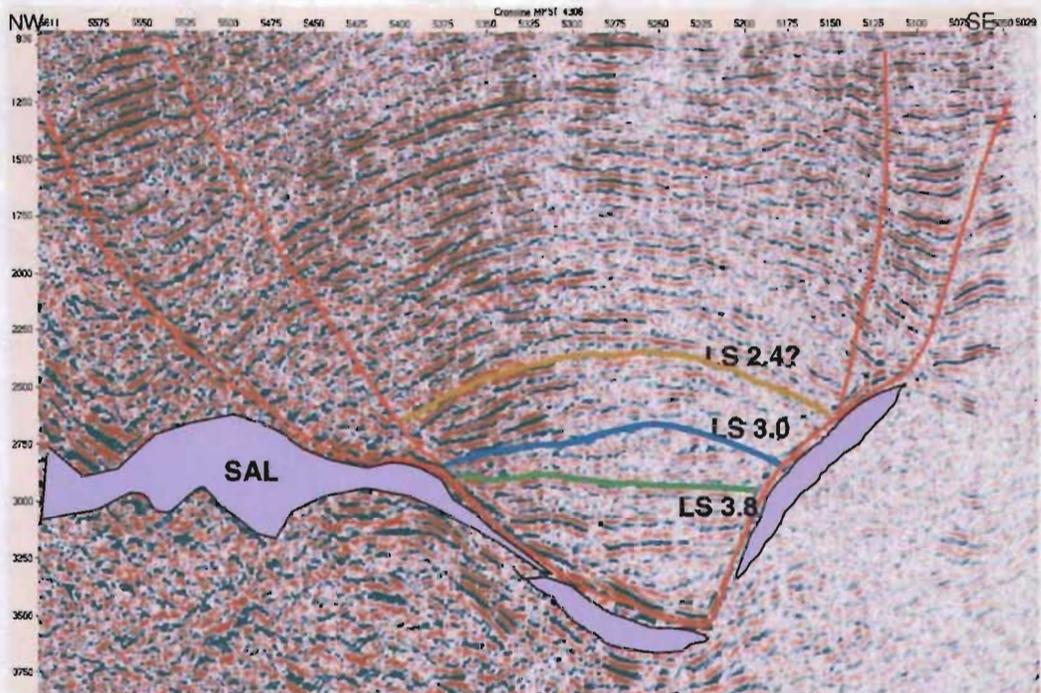


Fig. IV. 18 XLine 4306, mostrando el depocentro de las secuencias y la influencia de la sal en el área.

IV.F.- Análisis de las Secuencia 3.0 – 2.4? m.a.:

Constituye la unidad comprendida entre límites de secuencia LS 3.0 en la base y LS 2.4? en la cima (Figs. IV.5, 6, 7 y 19).

Análisis Registros de Pozos

Para esta secuencia en los registros de SP de los pozos La Central – 4 y 201, se interpretaron grandes intervalos de arenas, alternando con delgados y escasos intervalos de arcillas. Siendo diferente lo interpretado en el pozo Paso la Mina-1, donde tenemos grandes intervalos de arcillas, alternando con delgados intervalos de arena (Fig. IV.19).

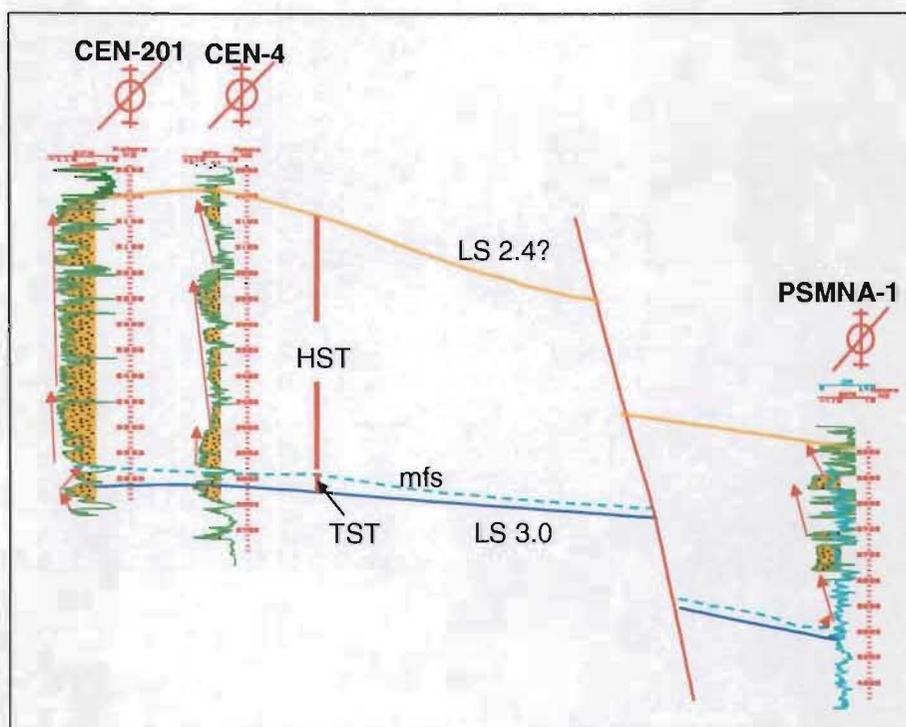


Fig. IV.19 Registros de pozos, SP de La Central - 4 y 201 y RG de Paso la Mina-1.

En los informes de los pozos se describe la litología siguiente:

El pozo La Central – 4 (Informe Pozo la Central # 4, 1961. PEMEX, Inédito), consiste de grandes intervalos de arenas, de color gris claro, de grano fino a grueso, conteniendo en ocasiones hasta el 20% de lutitas de color gris oscuro y trazas de areniscas, alternando generalmente con pequeños y escasos intervalos de lutitas, de color café claro, gris oscuro que contienen hasta 20% de arenas de grano fino.

El pozo Paso La Mina-1 (Informe Pozo Paso La Mina-1, 1972. PEMEX, Inédito), consiste de grandes intervalos de lutitas de color gris oscuro hacia la cima de la secuencia y gris verdosa hacia la base, conteniendo hasta un 20% de arenas de color gris claro de grano fino, en ocasiones hasta un 20% de lignito y hasta un 40% de arenas de grano fino. Estas lutitas se encuentran alternando generalmente con pequeños y escasos intervalos de arenas de color café claro, que contienen hasta 40% de lutitas con las mismas características mencionadas anteriormente.

Dentro de esta secuencia podemos observar en el registro RG (Fig. IV.19), un pequeño intervalo, en donde, el comportamiento de la curva RG se observa una tendencia granodecreciente en forma de campana, reflejándose también en los otros registros SP (Fig. IV.19). Posterior a esta tendencia, se observa una tendencia particularmente granocreciente en un inicio de formas de curva embudo y cajas, hasta la cima de la secuencia, manteniendo una uniformidad aparentemente en el tamaño de grano (Figs. IV.19).

En base a este análisis, se interpreta que el cambio de las tendencias de las curvas, sitúan el límite de la superficie de máxima inundación (mfs), con lo cual se separa el evento transgresivo del evento progradante dentro de la secuencia y se establece el Highstand System Tract (HST) y el Transgressive System Tract (TST) (Fig. IV.19), para esta secuencia, identificándose únicamente con la información de

los registros de pozos. De esta forma, se puede decir que el TST, consiste de un paquete de poco espesor de intervalos arenosos alternando con delgados intervalos de arcillas y el HST consiste, de gruesos intervalos de arenas alternando con delgados intervalos de arcillas (Figs. IV.19)

Análisis de las Características Sísmicas:

La secuencia se caracteriza por tener una configuración interna en general Paralela (P) a subparalela (Sp), en dirección NE-SW, sigmoidal (S) en dirección NW-SE y una zona sigmoidal/hummocky (S/HC) (Fig. IV.20 y 25).

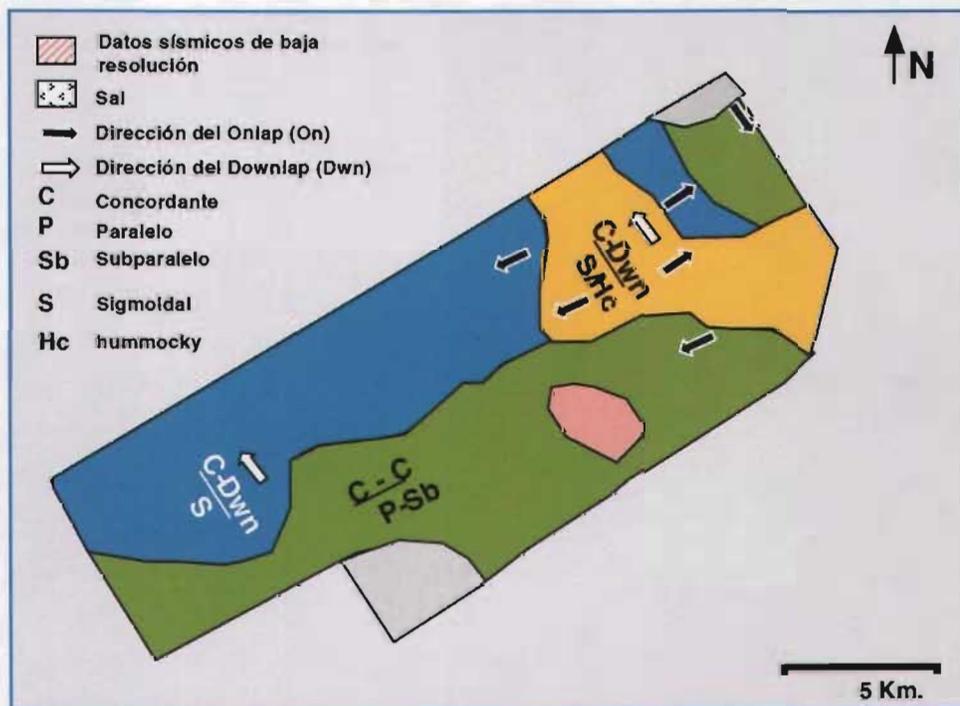


Fig. IV.20 Mapeo de Facies Sísmicas, Secuencia 3.0-2.4? m.a., el color indica facies sísmicas iguales.

Las terminaciones en el límite superior de la secuencia son concordantes (C), en el límite inferior tenemos en forma general downlaps (Dwn) hacia el NW, concordancia (C) y una zona de onlaps (On) en una área restringida de la parte NE del estudio (Fig. IV. 5, 6, 7 y 20).

Las distribución de amplitudes y continuidad de los eventos sísmicos, fueron obtenidos a partir de mapas de atributos sísmicos como el de amplitud RMS (Fig. IV.21) y heterogeneidad del coseno de la fase (Fig. IV.22); la amplitud es de alta a moderada en general, con alineamientos del NE-SW, observándose solo algunas zonas con amplitud baja en el centro del área y algunos alineamientos NW-SE (Fig. IV.21).

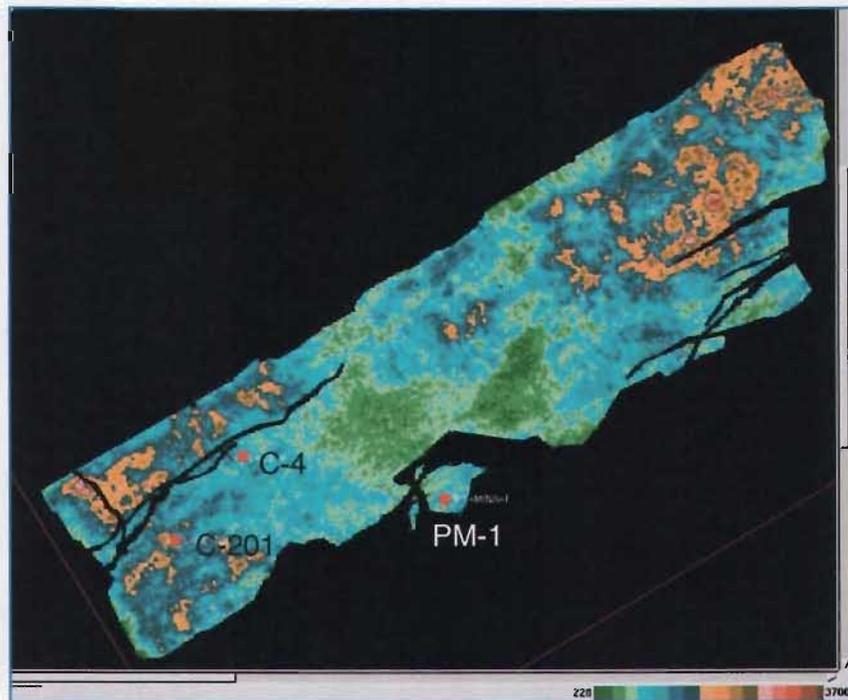


Fig.- IV.21 Mapa de amplitud RMS, colores verde obscuro-claro amplitudes bajas, azul claro-oscuro amplitudes moderadas y de café claro – rojo amplitudes altas .

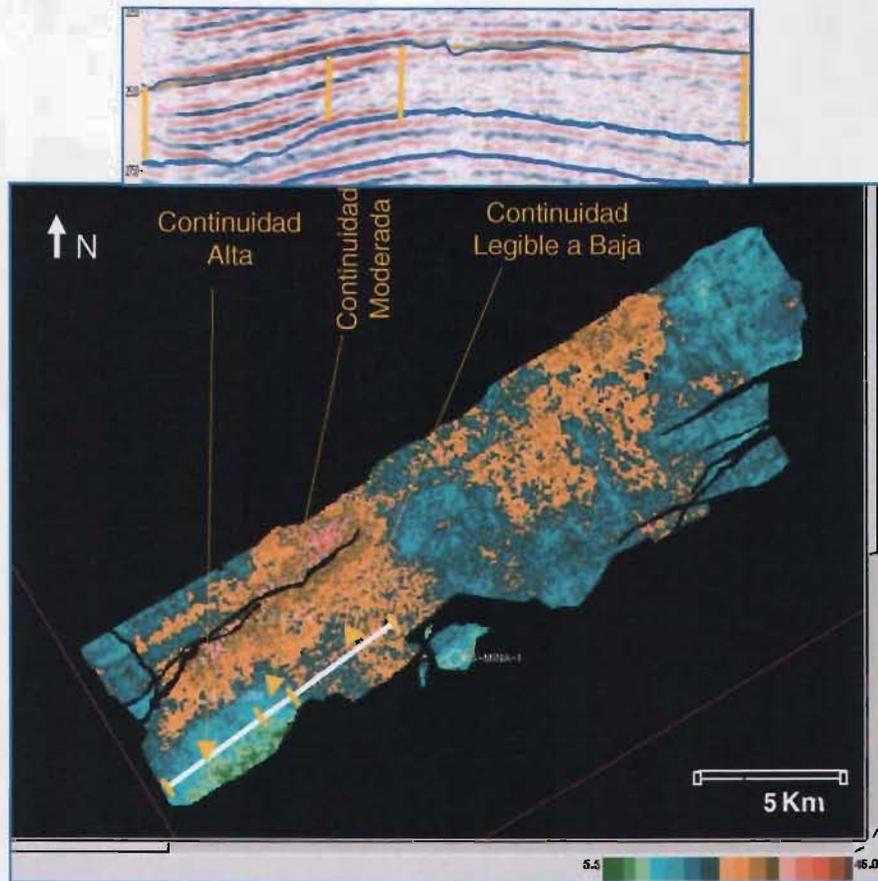


Fig. IV. 22 Mapa heterogeneidad del coseno de la fase, colores verde oscuro-claro Continuidad alta, azul claro-oscuro continuidad moderadas y de café claro – rojo continuidades legibles a bajas.

La continuidad de los eventos se clasificaron en alta, moderada, legible y baja (Fig. IV.22). Existiendo alineamiento de continuidades de moderadas, legibles y bajas con dirección NE-SW, las altas continuidades las tenemos únicamente en la parte SW del área de estudio (Fig. IV.22).

Para el análisis de clasificación de facies sísmicas se utilizaron los atributos sísmicos amplitud RMS y Heterogeneidad del Coseno de la Fase obteniéndose un

mapa de 7 clases diferentes (Fig. IV.23). Donde se interpreta que las clases 1, 4, 5 y 7 son las facies más arenosas y la clase 3, como la facies más arcillosas, esto de acuerdo a la calibración realizada de la sísmica con los pozos (Fig. IV. 8, 23 y 24), (clases 1, 3 y 4 se encuentran los pozos en donde conocemos su litología), posiblemente las clases 2 y 6 correspondan a facies intermedias.

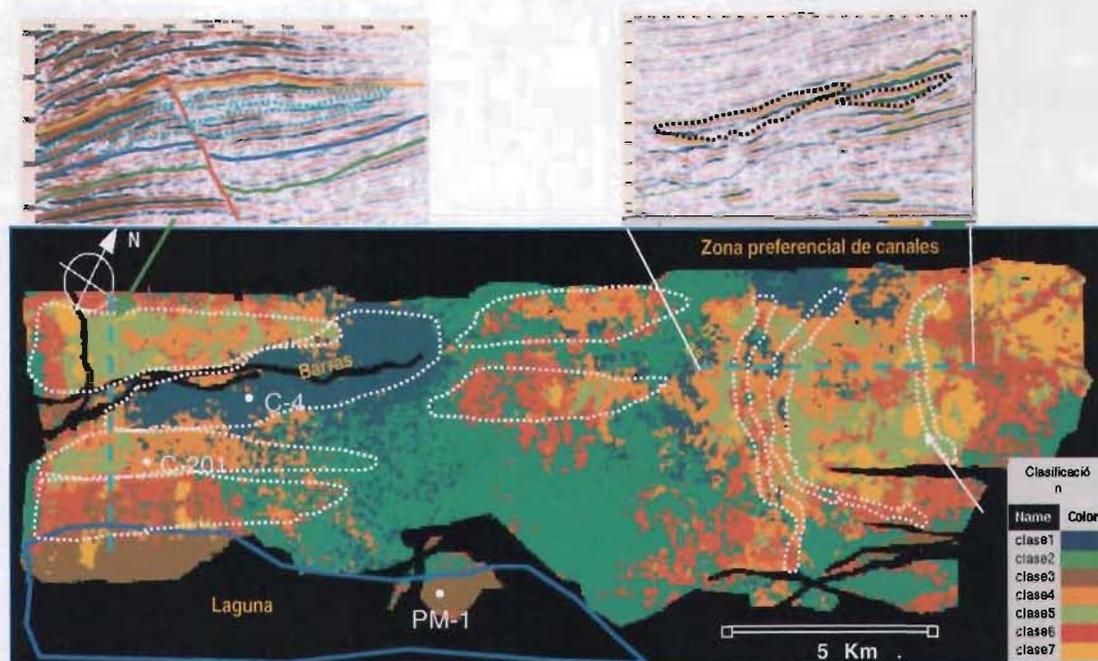


Fig. IV. 23 Mapa de clasificación de facies sísmicas.

Las configuraciones internas de los reflectores (Fig. IV.25), la podemos dividir en tres partes:

1.- Configuraciones internas, Paralelas (P) y Subparalelas (Sp) (Fig. IV.23 y 25), se interpretan como una sedimentación uniforme, sin cambios en cuanto energía con una subsidencia uniforme.

2.- Configuración interna de cliniformas Sigmoidal (Fig. IV.23 y 25), la tenemos distribuidas en gran parte de la secuencia. En su límite inferior tenemos terminaciones Downlaps hacia el NW, dirección hacia donde se interpreta un patrón de crecimiento progradacional en la secuencia, lo que indica, que la dirección del depósito de los sedimentos, tiene la misma dirección que la secuencia anterior.

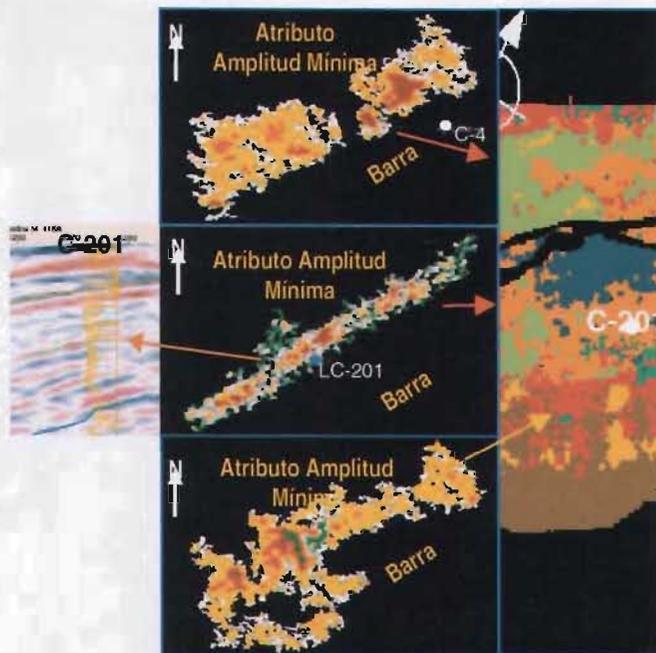


Fig. IV.24 Rasgos estratigráficos obtenidos a partir de la visualización de anomalías y calibración de amplitudes asociadas a facies sísmicas.

Las cliniformas Sigmoidales, son productos de cambios en la tasa de sedimentación, con subsidencia diferencial. Se interpretan como capas con echados suaves que se adelgazan echado arriba y echado abajo, teniendo los espesores más gruesos en la parte media, formando lentes, superpuestos por lentes mas jóvenes desplazados lateralmente, los ángulos de depósito son bastante bajos, la concordancia con el límite superior sugieren cierto grado de crecimiento hacia arriba (agradación), coincidiendo con la progradación de los segmentos medios. Para las configuraciones P- Sp, se interpreto que existe una

subsistencia uniforme, pero, las cliniformas S son las de mayor extensión, por lo que se interpreta que la subsistencia para esta secuencia fué diferencial más que uniforme.

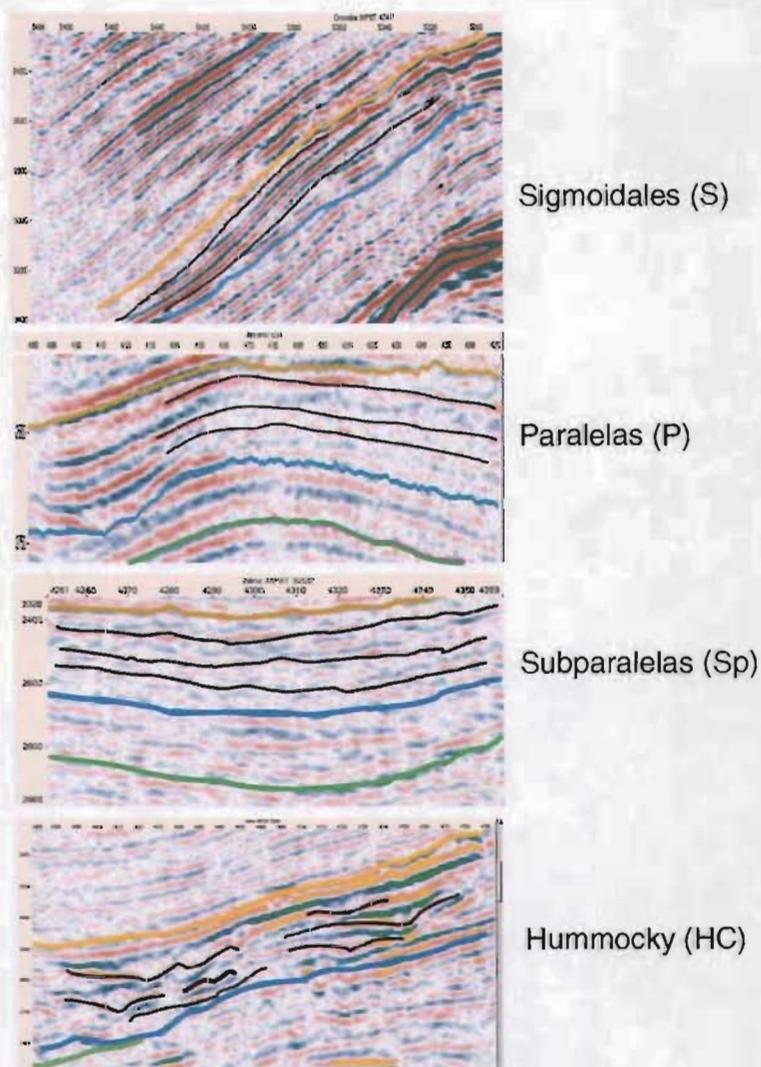


Fig. IV.25 Configuraciones internas de los reflectores, secuencia 3.0-2.4? m.a.

3.- En la zona de Cliniformas Sigmoidales/Hummocky (Fig. IV.23), perpendicularmente a la dirección de progradación, se tienen terminaciones onlaps

con dirección NE-SW, en el límite inferior de las secuencias. Lo que interpretamos como una zona de relleno, sobre el límite superior de la secuencia 3.8-3.0 m.a., que fué erosionada (Fig. IV.6).

Las clinofomas Sigmoidales (S) se interpretan como de condiciones de energía relativamente baja, contrario a las Hummocky (HC) que reflejan alta energía. Esta zona de relleno, probablemente fué erosionada durante la etapa Lowstand Systems Tracks, y rellanada durante la etapa Transgressive Systems Tracks, y posteriormente cubierta por un patrón de sedimentación progradante del Highstand Systems Tracks.

Las configuraciones internas principalmente Sigmoidales, Paralela y Subparalela, se le asocia una configuración externa, de Banco, interpretándose como ambientes de relativamente baja energía. También, es una de las más comunes que se tienen en facies sísmicas de plataforma. En este tipo de cubierta son comunes las clinofomas progradantes, esta forma sugiere una topografía uniforme del fondo marino, en la cual se depositan los sedimentos.

Por las amplitudes y continuidad Altas-Moderadas, se interpreta que existe mayor estratificación y baja energía. En las zonas donde tenemos Legible a Baja y en partes Moderadas, tanto la amplitud como la continuidad, podemos interpretar, que tenemos un tipo de litología predominante, de energía variable.

Bioestratigráficamente, para esta secuencia, se considera una batimetría Nerítico interno, para la base de la secuencia (Tabla III.3). De acuerdo con el análisis anterior y el dato batimétrico, se interpreta un ambiente sedimentario de plataforma interna hacia la base de la secuencia, pasando a un ambiente de sistema costero hacia la cima de la secuencia.

En el mapa de isócronas (Fig. IV. 26), se determinaron los depocentros para esta secuencia, donde tenemos principalmente dos depocentros, uno con forma

alargada, con dirección NE-SW, perpendicular a la dirección SE-NW (interpretada como la dirección de la fuente de aporte de sedimentos), alcanzando un espesor de 650 m. en el pozo La Central-201, que corresponde al sistema de barras regresivas bosquejadas en el mapa de clasificación de facies sísmicas (Fig. IV. 23, 24, 26 y 27).

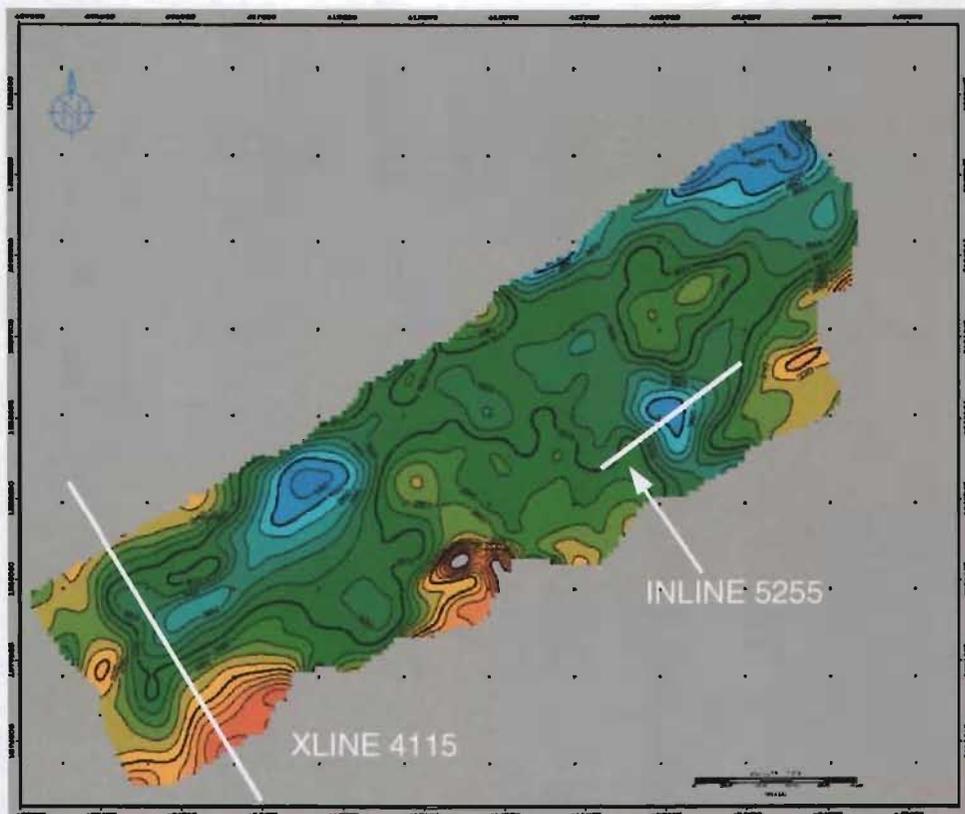


Fig. IV.26 Mapa de isócronas de la secuencia 3.0-2.4? m.a., muestra los depocentros principales.

El depocentro (Fig. IV.26), que corresponde a un sistema de canales (Fig. IV.23), (Fig. IV.13) y se encuentra en la posición de la INLINE 5255 (Fig. IV. 28), tiene una distribución preferencial NW-SE, teniendo un espesor máximo de

aproximadamente 800 m., (esta profundidad fue obtenida a partir de la conversión de tiempo a profundidad, utilizando el sismograma sintético del pozo La Central-4).

Al igual que la secuencia anterior estos depocentro son un claro ejemplo de la influencia que tuvo la sal en el desarrollo de estas cuencas, la Fig. IV. 18, muestra la importancia de la sal en el desarrollo del estilo estructural y estratigráfico del área.

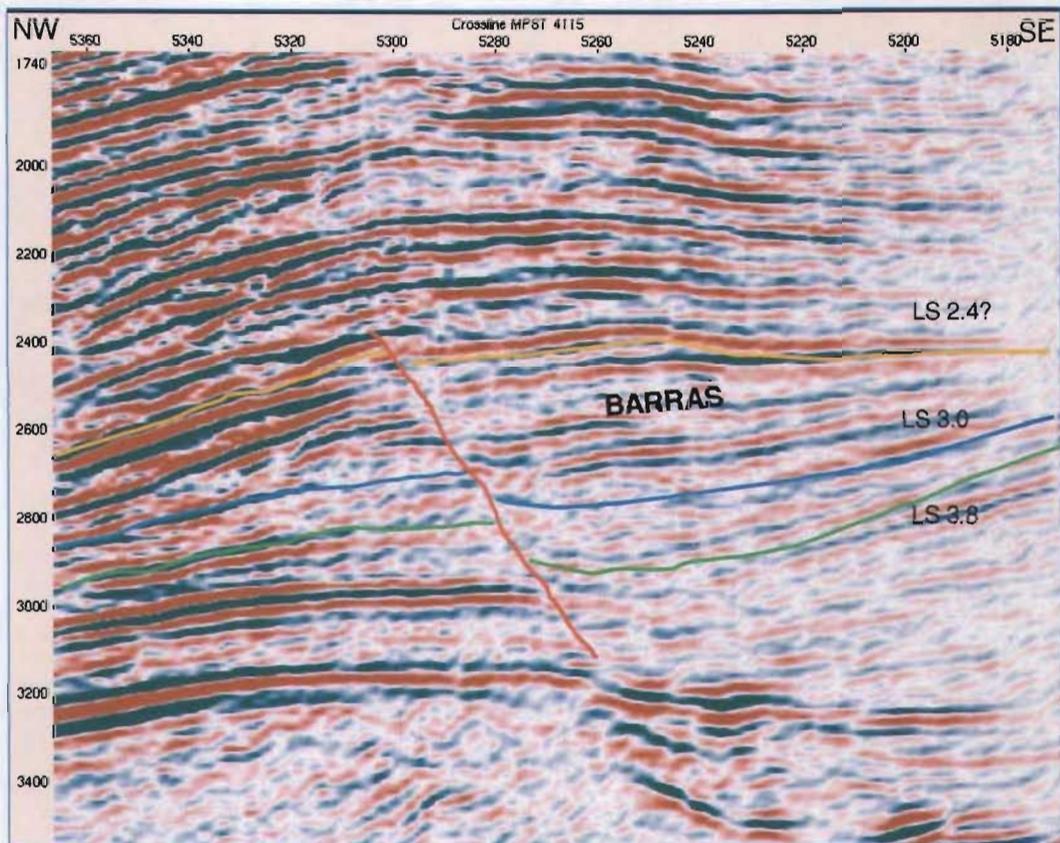


Fig. IV.27.- Sección sísmica Inline 4115, muestra el depocentro desarrollado en la zona de barras regresivas de la secuencia 3.0-2.4? m.a.

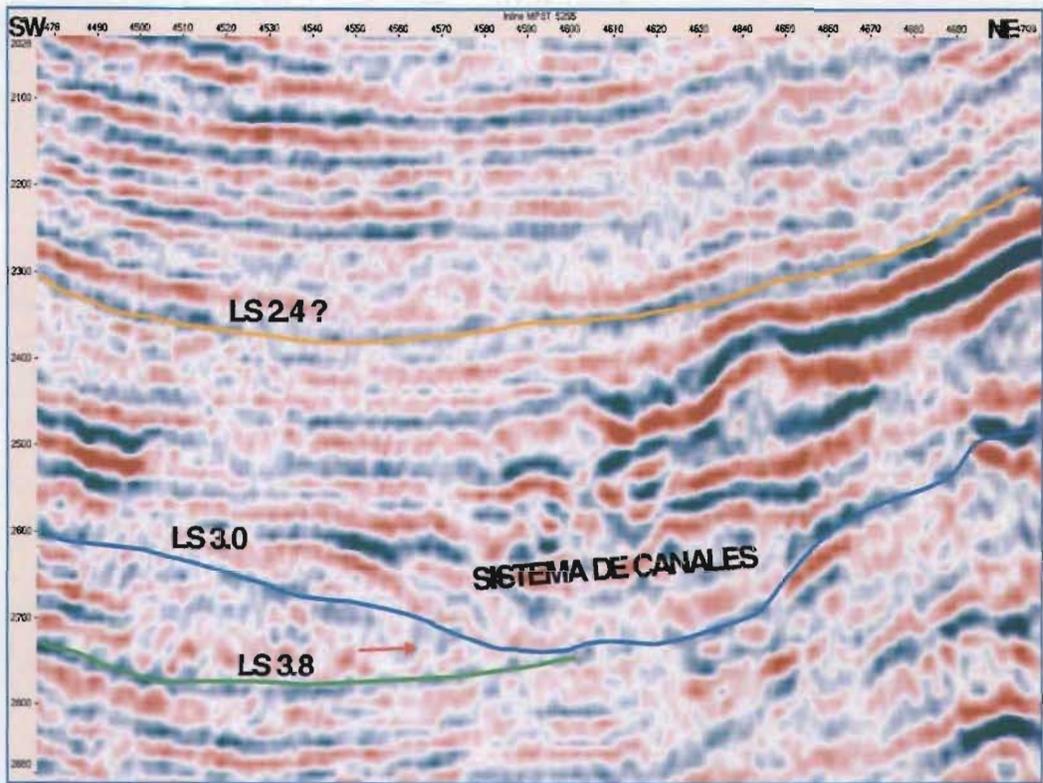


Fig. IV.28 Sección sísmica Inline 5255 de la secuencia 3.0-2.4? m.a., muestra el depocentro desarrollado en la zona preferencial del sistema de canales.

CAPÍTULO V

AMBIENTE SEDIMENTARIO Y MODELO PROPUESTO

V.A.- Secuencia, 3.8-3.0 m.a.

Con la integración de resultados del análisis de facies sísmicas, pozos y la información bioestratigráfica discutida anteriormente, para esta secuencia, se interpretó un ambiente sedimentario con facies de plataforma.

Se dedujo que esta secuencia se desarrollo a partir de tres eventos principales, un evento bajo del nivel del mar, un evento transgresivo y un evento progradante, actuando junto a ellos un evento agradacional. Para el evento bajo del nivel del mar no se tienen las evidencias suficientes para apoyar que existió una agradación al mismo tiempo, únicamente es una suposición hecha en base a las condiciones geológicas ocurridas posteriormente. Las altas tasas de sedimentación durante el plio-pleistoceno, originaron una subsidencia asociada al desplazamiento de la sal, permitiendo tener actuando junto con los eventos de trasgresión y progradación una agradación, postulando este evento como el de mayor influencia en esta área. Sin embargo, las configuraciones internas de los reflectores muestran una muy marcada progradación de las clinofomas, con lo que posiblemente la agradación tuvo una fuerte componente de progradación, por lo que se definió que la plataforma estuvo progradando hacia el NW, lugar donde actualmente tenemos la línea de costa del Golfo de México.

Se considera aun cuando la tasa de sedimentación fue alta, existió una sedimentación uniforme sin cambios en cuanto energía, sin embargo se tienen algunas evidencias de que existió subsidencia diferencial, en donde la dirección de depósito de sedimentos, ocurrió hacia el NW, teniendo el mismo sentido que el de la fuente de aporte de sedimentos (Fig. V.1).

Modelo Sedimentario Propuesto

Con lo anterior, se propone un modelo sedimentario de un Sistema de Plataforma Progradante, en donde la secuencia en forma vertical va de una plataforma externa a una plataforma interna, progradando hacia el NW, rumbo mar adentro, dirección en la cual se infiere se encuentra el paleotalud y hacia el SE se interpreta que cambiamos a facies costeras-continente (Fig. V.1 y 2).

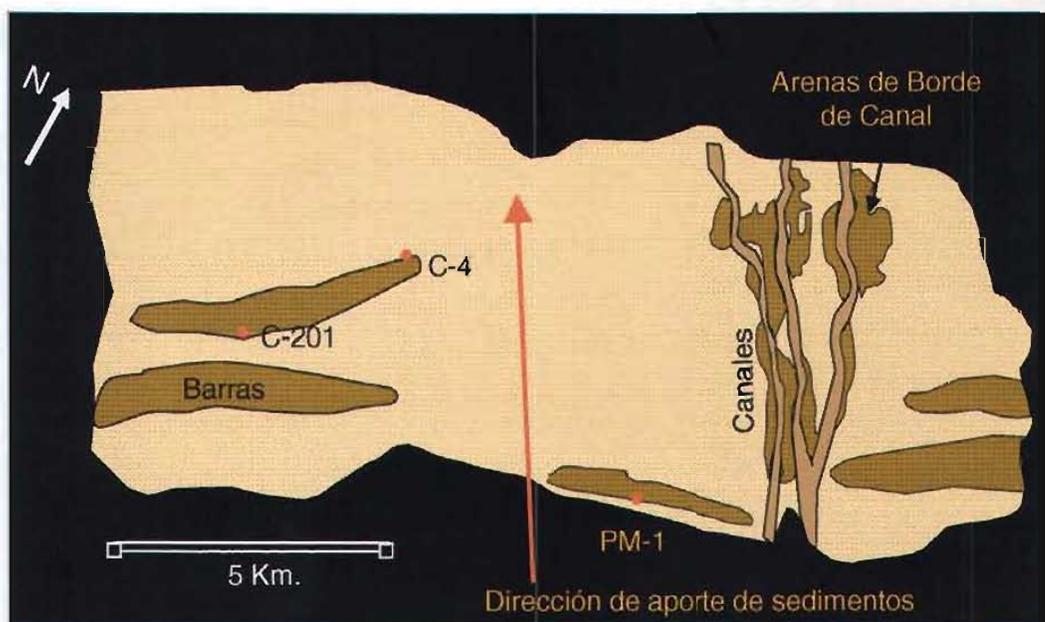


Fig. V.1 Mapa, mostrando el ambiente sedimentario interpretado, secuencia 3.8-3.0 m.a.

Las plataformas progradantes en las mayorías de los casos generan secuencias con un aumento en el tamaño de grano hacia la cima de la secuencia (Galloway, et al., 1983), este comportamiento lo podemos observar en los registros de pozos del área de estudio (Fig. IV.9). Este tipo de plataformas progradantes son incapaz de tener un crecimiento vertical sin que exista una subsidencia contemporánea (Galloway, et al., 1983). Lo cual en este caso la subsidencia es

debido al desplazamiento de la sal, reflejando tanto la agradación como el sobrepaso del límite de la plataforma. Cuando el aporte de sedimentos excede al espacio de acomodo, los depósitos migran mar adentro, desarrollándose preferentemente durante estadios altos del nivel del mar (Barceló y Dávila, 1999).

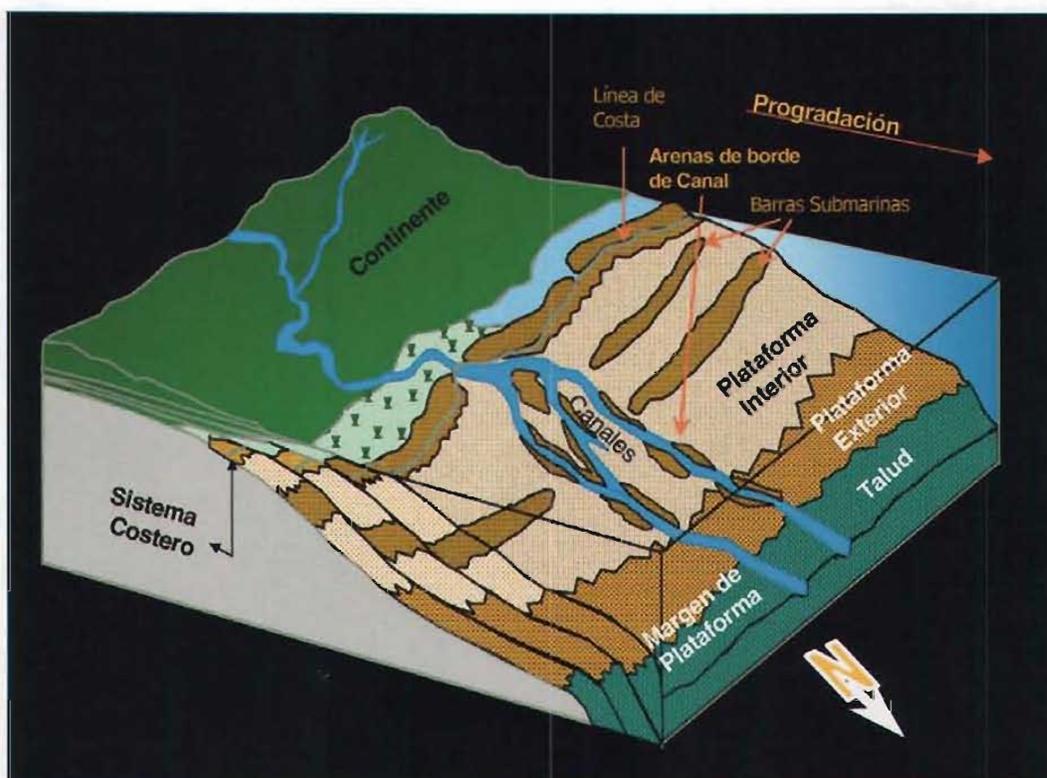


Fig. V.2 Modelo sedimentario propuesto, secuencia 3.8-3.0 m.a, de un sistema de plataforma progradante.

Modelo evolutivo

Lowstand System Tract (LST).- La evolución de esta secuencia ocurrió a partir del LST, etapa donde la plataforma quedó expuesta, se interpreta que la única evidencia posible que se tiene, son la erosión de la plataforma por canales que estuvieron actuando durante el estadio bajo del nivel del mar y que probablemente formen parte del valle de incisión de la plataforma, depositándose en sus bordes sedimentos arenosos con formas alargadas y dirección paralela a ellos (Fig.- V.1).

Transgressive System Tract (TST). Para esta secuencia, durante el TST se desarrolló un ambiente de plataforma externa. Debido a las transgresiones del mar, inició un proceso de retrogradación de los sedimentos, depositándose en un mismo punto gruesos paquetes de arcillas de sedimentos de grano más fino sobre sedimentos de grano de mayor tamaño, estas arcillas cubrieron las arenas de los canales depositadas durante el LTS, pudiendo formar excelentes trampas estratigráficas.

Highstand System Tract (HST). Durante el estadio alto del nivel del mar, que inició después de la superficie de máxima inundación, las condiciones de ambiente de depósito cambiaron, debido a que empezó a reducirse el espacio de acomodo de los sedimentos, iniciándose la progradación de los mismos, depositándose en un mismo punto sedimentos de tamaño de grano más gruesos sobre sedimentos de tamaño de grano más finos. Desarrollándose una plataforma interna en donde los rasgos estratigráficos identificados son cuerpos arenosos de barras submarinas (Fig. V.1), que tienen una dirección perpendicular a los canales desarrollados en el LST.

Es importante tomar en cuenta que durante la evolución de la secuencia hubo una subsidencia continua tanto para el TST como en el HST, generada por la

evacuación de la sal, produciendo una agradación de la secuencia, siendo un factor muy importante en el desarrollo de su espesor.

V.B.- Secuencia 3.0-2.4? m.a.

En esta secuencia, según los resultados del análisis de facies sísmicas, de pozos y la integración de la información bioestratigráfica, se interpretaron un ambiente sedimentario, de un sistema de barras y delta progradante (Fig. V.3 y 4).

Esta secuencia al igual que la anterior se desarrollo durante tres etapas que son las siguientes: un evento bajo del nivel del mar, un evento transgresivo y un evento progradante, actuando junto con ellos un evento agradacional el cual se pudo interpretar fácilmente en los en los registros de pozos de acuerdo a las tendencias de las curvas y en el desarrollo de las clinofomas progradantes interpretadas como sistemas de barras y deltaico que se obtuvieron para esta secuencia.

Para el evento bajo del nivel del mar, no se tienen las evidencias suficientes para apoyar que existió una agradación al mismo tiempo, únicamente es una suposición hecha en base a las condiciones geológicas ocurridas posteriormente durante la transgresión y la progradación.

En esta secuencia existieron altas tasas de sedimentación durante el plio-pleistoceno, que originaron una subsidencia asociada al desplazamiento de la sal, enfatizando aun más el evento de agradación, dando como resultado el gran espesor de esta secuencia.

En general se interpreto un ambiente de energía relativamente baja, con una progradación con dirección NW hacia mar adentro, donde se interpretó que los cuerpos progradantes fueron producto de cambios en la tasa de sedimentación, con subsidencia diferencial, teniendo el depósito de sedimentos una dirección NW

y una zona de alta energía en donde se pudo interpretar muy bien una área preferencial del sistema de canales (Fig. V.3).

Modelo Sedimentario Propuesto.

Con lo anterior, se propone un modelo sedimentario de un sistema costero progradante de barras costeras las cuales forman parte de un sistema deltaico (Fig. V.3 y 4), similar al de los sistemas depositacionales en el Grupo de "COTTON VALLEY" descritos detalladamente por Valle y Oviedo (1976). Galloway et al. (1983), describe estas barras costeras como barras regresivas, tratándolas como un sistema de depósito independiente. Esta secuencia en forma vertical cambia de una plataforma interna en la base a un sistema costero hacia la cima, cambiando a facies lagunares y/o planicie deltaica hacia el continente y progradando al NW hacia mar adentro.

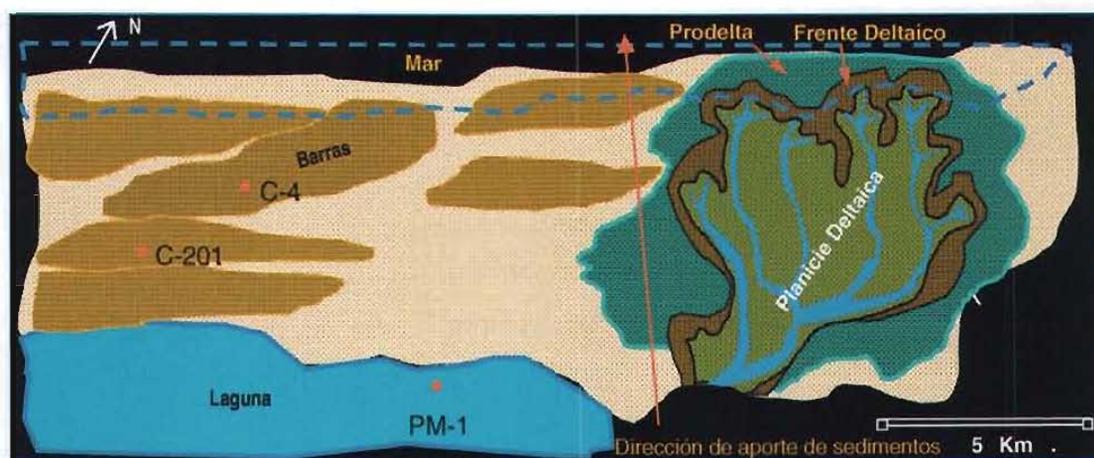


Fig. V.3 Mapa, mostrando el ambiente sedimentario interpretado, secuencia 3.0-2.4? m.a.

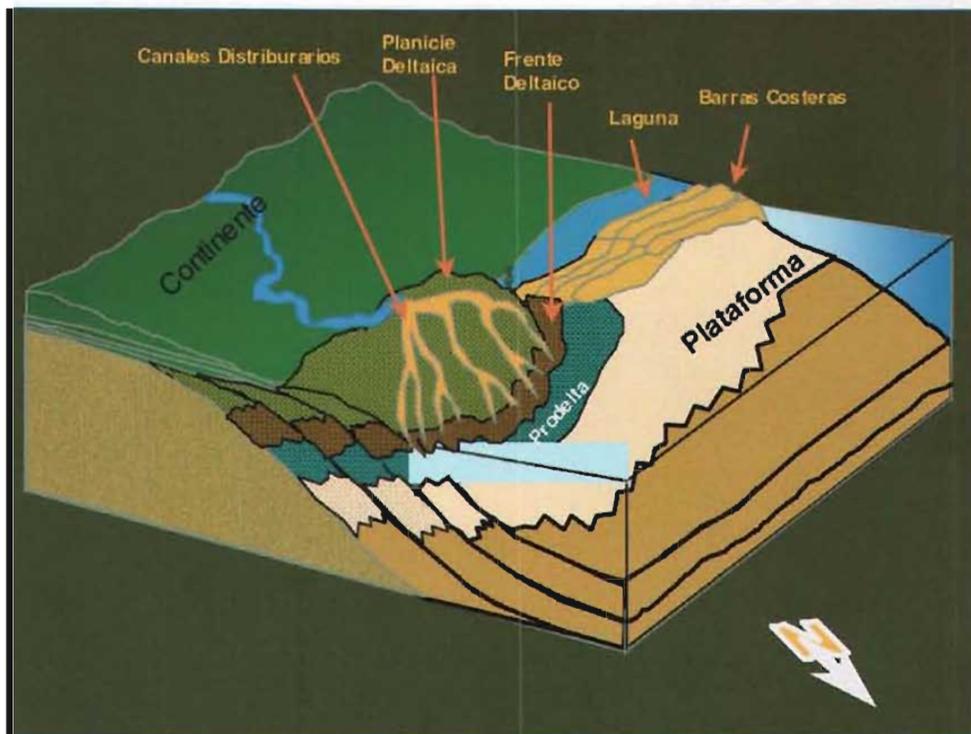


Fig. V.4 Modelo sedimentario propuesto, secuencia 3.0-2.4? m.a., de un sistema costero progradante.

De acuerdo a la importancia de estas facies las describiremos en forma independiente.

Barras paralelas a la costa:

Las barras regresivas interpretadas en el área de estudio principalmente, se caracterizan por tener cuerpos alargados de arenas paralelos a la línea de costa actual, separados del continente por cuerpos de agua o el sistema lagunar bosquejado (Fig. V.3 y 4). Estas barras representan de esta manera un ambiente de depositación mixta, ya que de hecho, se encuentran separando un ambiente continental de uno marino; la separación o distinción entre las arenas de la plataforma y de las barras, no fue posible identificarla, únicamente se bosqueja

tentativamente, en cambio el límite que separa a las barras regresivas de la laguna si fue posible delimitarla (Fig. V.3 y 6).

Generalmente los ambientes Laguna-Barras contienen tres principales facies, las barras paralelas a la costa, la laguna cerrada y bahía y canales que facilitan el intercambio de agua. Donde el desarrollo de estas barras de barrera son favorecidas por el bajo gradiente de las plataformas continentales, un abundante aporte de sedimentos y una baja a moderado rango de mareas (Galloway, et al., 1983), de estas tres facies, las que se pudieron interpretar, fueron las facies de barras paralelas a la costa y las facies de laguna cerrada (Fig. IV.23 y V.3).

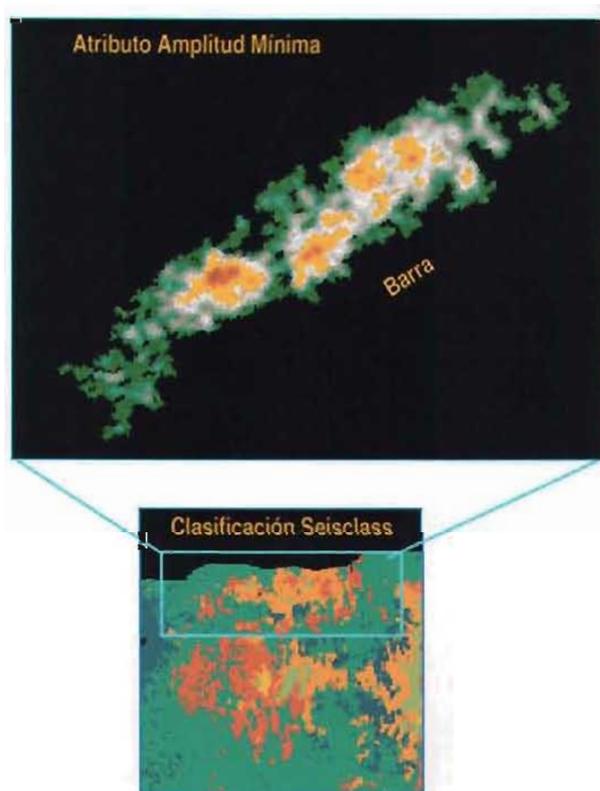


Fig. V.5 Mapa, mostrando una barra interpretada dentro de la secuencia 3.0-2.4? m.a.

Estas barras regresivas se interpretaron casi en todos los mapas de atributos obtenidos, bosquejados de mejor forma en el mapa de clasificación de facies sísmicas (Fig. IV.23), sin embargo, los mapas de atributo sísmico obtenidos a partir de la visualización sísmica (Fig. IV.24 y V.5), ayudaron a la identificación de rasgos estratigráficos desarrollados en estos ambientes de depósito (Fig. V.4).

Estos ambientes de depósito de barras costeras comúnmente pueden formar parte de los sistemas deltaicos y por lo tanto, localizarse marginalmente a los deltas (Valle y Oviedo, 1976). Por lo que se postula en la interpretación de esta secuencia algo similar (Fig. V.3).

Ambiente Lagunar.- Dentro este ambiente se genera una gran variedad de facies sedimentarias, desarrolladas localmente sobre la parte posterior de las barras. La presencia de dichas facies depende principalmente del clima y la ubicación del sistema de barras. Pero, este ambiente se caracteriza generalmente por la presencia de pantanos, extensos planos de marea, abanicos de lavado y deltas de marea (Valle y Oviedo, 1976).

El Ambiente de depósito Lagunar se interpretó a partir de la clasificación de facies sísmicas y la información del pozo Paso la Mina-1, correspondiendo la clase 3 de color café oscuro (Fig. V.6).



Fig. V.6 Mapa, mostrando la clase 3 color café interpretado como facies lagunares.

Sistema Deltaico:

Facies básicas o esenciales de un delta constructivo: Planicie Deltaica, Frente Deltaico y Prodelta (Fig. V.3), el sistema deltaico se interpreto de acuerdo a la siguiente información :

1.- Mapa de clasificación de facies sísmicas (Fig. V.7), en donde se interpretó un sistema de canales con dirección SE-NW, asociándolos con facies de canales distributarios y algunos posibles lóbulos del frente deltaico.

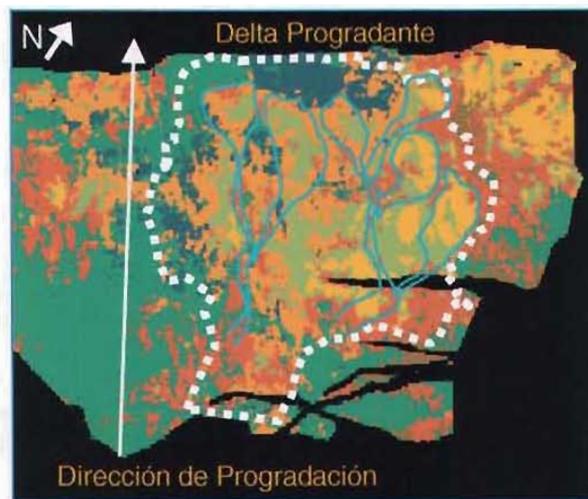


Fig. V.7 Mapa, Clasificación de facies sísmica, muestra la distribución del delta.

2.- Sección sísmica INLINE 5282 (Fig. V.8), corta al delta perpendicularmente a la progradación, en donde muestra a los canales interpretados y las arenas que se encuentran sobre el borde de los canales, habiendo casos en que también las arenas se encuentran dentro del canal.

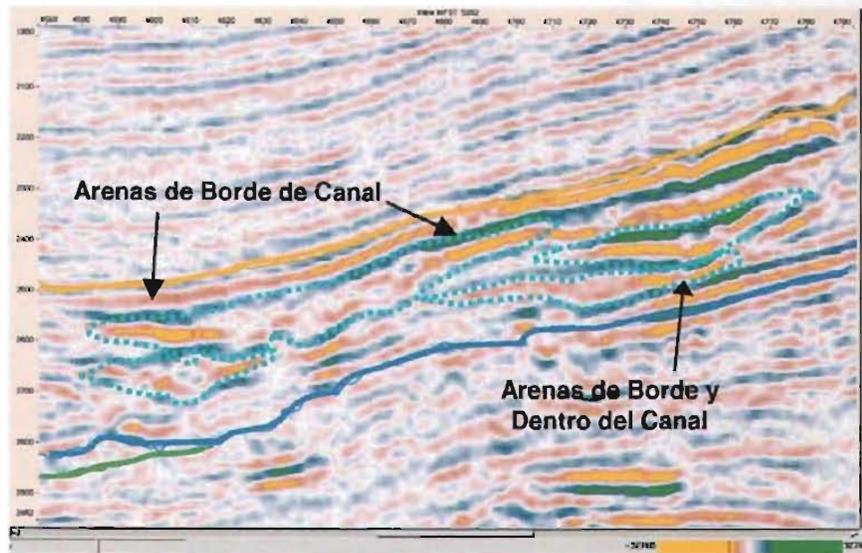


Fig. V.8 Sección sísmica Inline 5282. Su posición se muestra en la Fig. IV.21.

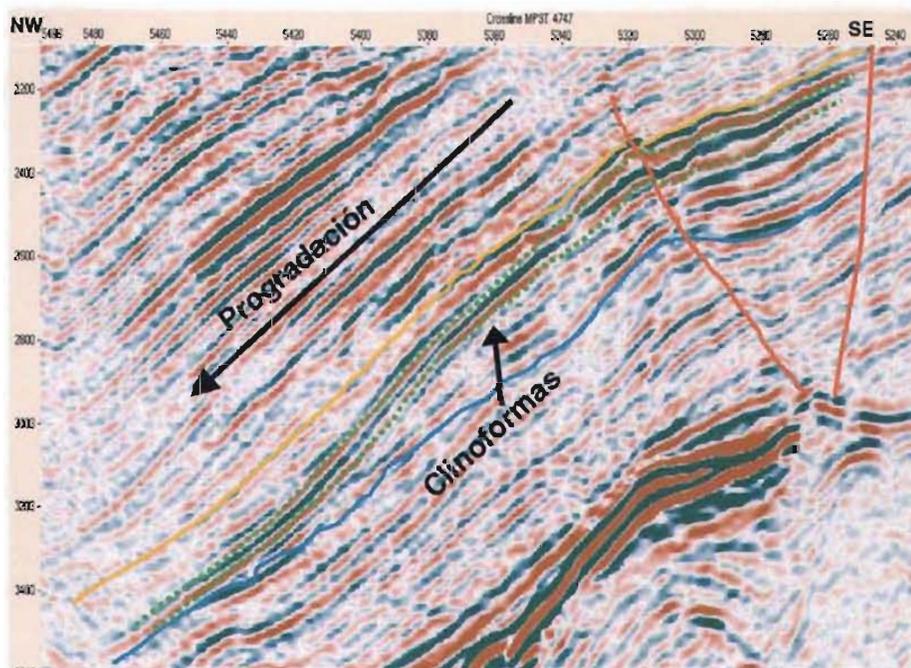


Fig. V.9 Sección sísmica Inline 4747. Su posición se muestra en la Fig. V.10.

3.- Sección sísmica XLINE 4747 (Fig. V.9), corta al delta en dirección NW-SE, observándose muy claramente las cliniformas sigmoidales que se mapearon (Fig. IV.20) y la dirección de progradación del delta.

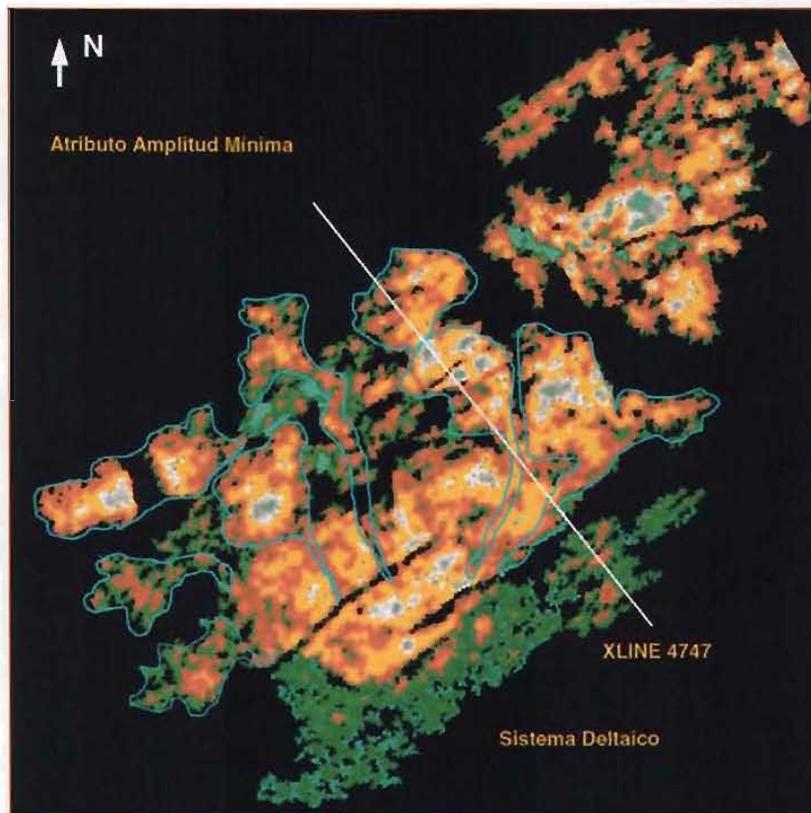


Fig. V.10 Mapa de atributo sísmico. Mostrando rasgos estratigráficos de un sistema deltaico.

4.- Horizonte mapeado a partir de la visualización de amplitudes anómalas (Fig. V.10), donde se interpretan los lóbulos del frente deltaico y como estos estuvieron avanzando hacia mar adentro, de igual forma se pudieron definir la trayectoria de algunos canales distributarios que estuvieron desarrollándose en este sistema. Esto sucedió en un mismo tiempo geológico dentro de la secuencia.

5.- En el mapa de isócronas mostrado en el capítulo IV (Fig. IV.24), se discutieron los principales depocentros, así como también sus orientaciones en forma individual, ahora se puede decir que la distribución de estos, en donde se interpreta un ambiente de depósito de barras regresivas y de sistema deltaico tiene formas muy diferentes de uno con respecto al otro. Y una vez interpretado, el ambiente de depósito que corresponde a un sistema deltaico en la zona preferencial de canales (Fig. IV.23), se puede apreciar una forma característica de los deltas en el mapa de isócronas (Fig. V.11).

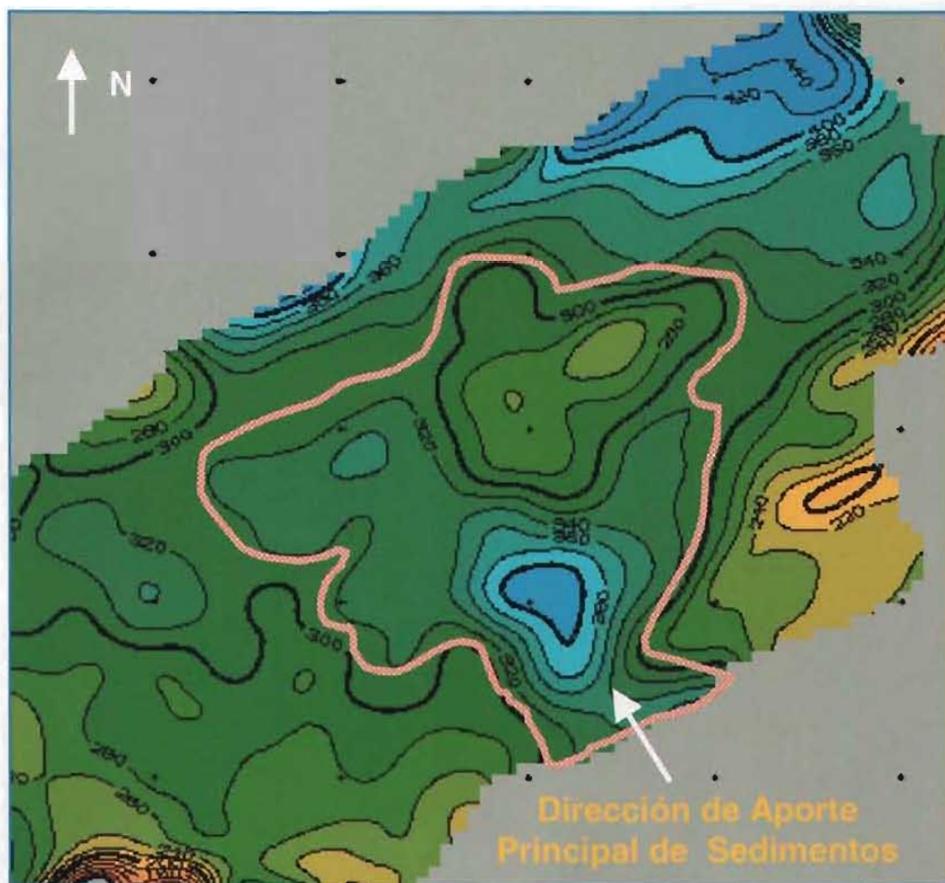


Fig. V.11 Mapa de isócronas de la zona preferencial de canales.

Modelo evolutivo

Lowstand System Tract (LST).- La evolución de esta secuencia ocurrió a partir del LST, etapa donde la plataforma quedó expuesta, se interpreta que la única evidencia posible que se tiene, son la erosión de la plataforma por canales que se encuentran en la base de la secuencia y estuvieron actuando durante el estadio bajo del nivel del mar y que probablemente erosionaron parte de la secuencia 3.8-3.0 m.a., depositándose en sus bordes sedimentos arenosos con formas alargadas y dirección paralela a ellos (Fig.- V.12).

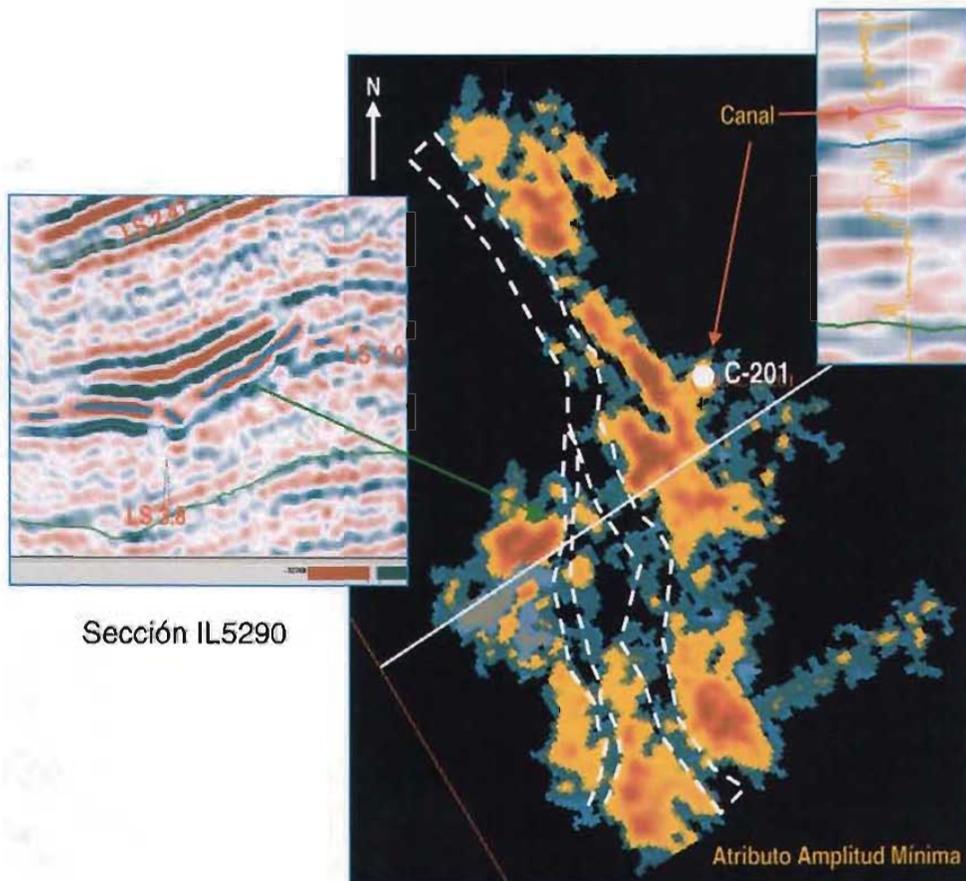


Fig. V.12 Canal desarrollado probablemente durante el LST.

Transgressive System Tract (TST). Para esta secuencia, el TST se pudo interpretar en los registros de pozos, en donde se observa un delgado paquete de intervalos de arenas y arcillas (Fig. IV.19).

Highstand System Tract (HST). Esta etapa de la secuencia es la más evidente, la cual es asociada a un estadio alto del nivel del mar, que inició después de la superficie de máxima inundación, que fue identificada solo en los registros de pozos (Fig. IV.19). Se interpretó que partir de esta superficie, las condiciones de ambiente de depósito cambiaron, debido a que empezó a reducirse el espacio de acomodo de los sedimentos, iniciándose la progradación de las barras regresivas y del delta interpretado. Desarrollándose un sistema costero progradante, en donde los rasgos estratigráficos identificados de cuerpos arenosos son: barras regresivas, frente deltaico progradante y arenas de canales distributarios (Fig. V.3 y 4).

Es importante tomar en cuenta que durante la evolución de la secuencia hubo una subsidencia continua, que en este caso debida a la posición que nos encontramos en la secuencia, es posible identificarla solo en el HST, generada por la evacuación de la sal y una tasa alta de sedimentación, originando la agradación de la secuencia, siendo un factor muy importante en el desarrollo de su espesor.

CAPÍTULO VI

JERARQUIZACIÓN DE ÁREAS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este capítulo se proponen las áreas interpretadas con mayor contenido de arenas, a partir de haber aplicado la estratigrafía de secuencias, mediante las metodologías, de Vail (1977), técnicas de visualización y análisis de atributos sísmicos.

VI.A.- Secuencia 3.8-3.0 m.a.

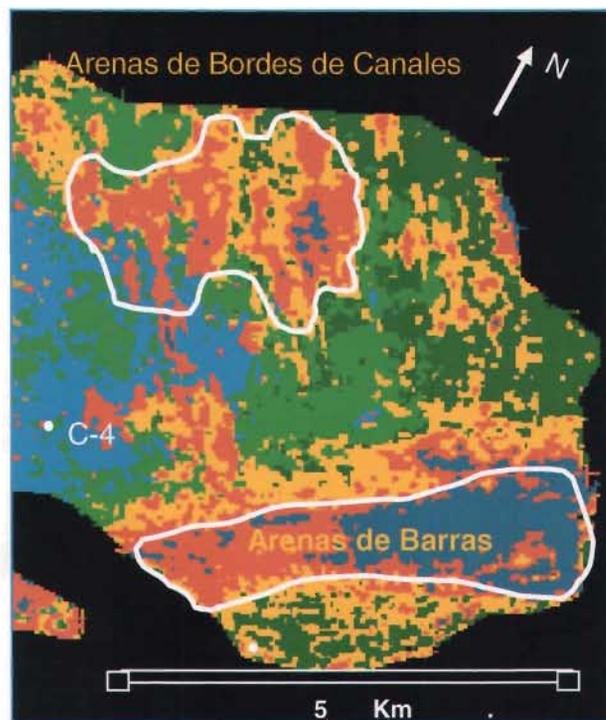


Fig. VI.1 Distribución de arenas de plataforma interna, dentro de la secuencia 3.8-3.0 m.a.

Las áreas de distribución de arenas, más importantes para esta secuencia, son asociadas a ambientes de depósito de plataforma, perteneciendo a barras

submarinas y arenas de borde de canal, que corresponden a la clasificación de facies sísmicas de la clase 1 y 2 (Fig. IV.15), teniendo un área aproximada de 5 Km², dentro de los polígono de línea color blanco (Fig. VI.1).

VI.B.- Secuencia 3.0-2.4? m.a.

Para esta secuencia, las áreas con distribución de arenas más importantes, son las siguientes:

1.- Arenas de barras regresivas. Estas arenas, en la industria de la exploración petrolera, son objetivos importantes, ya que cuentan con excelente porosidad primaria y una alta permeabilidad. Estos cuerpos arenosos se encuentran entre sedimentos de granos finos ricos en materia orgánica hacia tierra y hacia el mar, los cuales provén una migración primaria efectiva de hidrocarburos desde la fuente al reservorio, formando comúnmente excelentes trampas estratigráficas (Galloway et al., 1983).

En esta secuencia se calculó un área aproximada de 70 Km². (Fig. VI.2), para estas barras costeras regresivas, alcanzando un espesor máximo aproximado de hasta 600 m., de gruesos intervalos arenosos alternando con delgados intervalos arcillosos.

De acuerdo a los resultados improductivos de los pozos La Central-4 y 201, se puede realizar una mayor discriminación, tratando de proponer áreas con posibilidad de contener hidrocarburos. Con el mapa de clasificación de facies sísmicas (Fig. IV.23), en donde se puede ver que los pozos únicamente tocaron las clasificaciones sísmicas clase 1 y 4, no así las clases 5 y 7, que posiblemente pudieran estar respondiendo no solo a litología, si no a la presencia de hidrocarburos, por lo que de esta forma se proponen las áreas aproximadas de 1 y 5 Km², marcadas con un polígono de color azul (Fig. VI.2), como zonas a perforar.

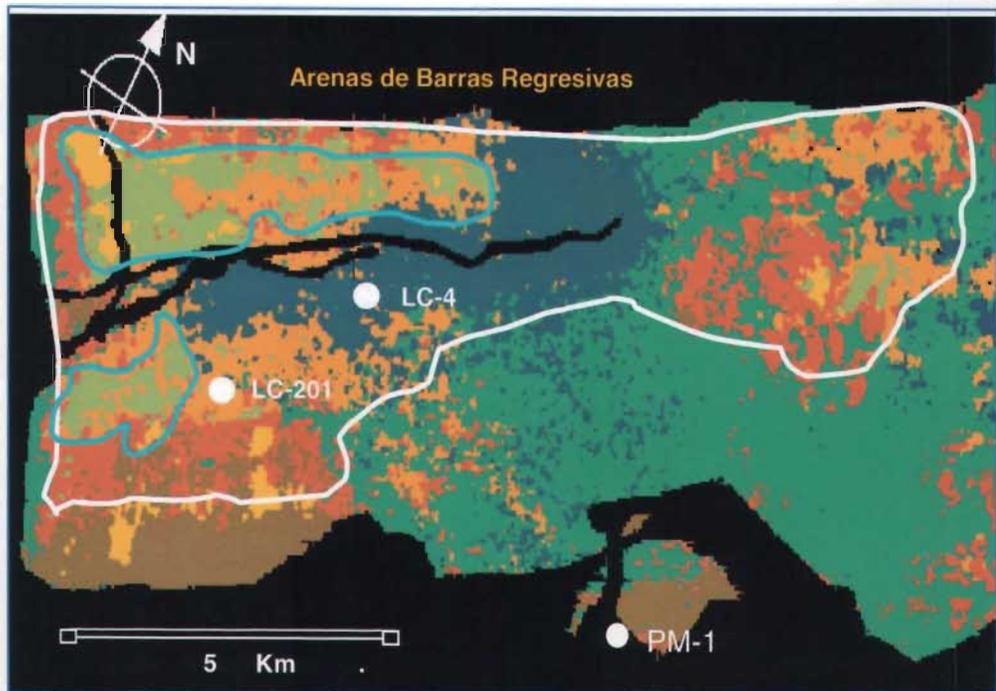


Fig. VI.2 Distribución de arenas de barras costera, dentro de la secuencia 3.0-2.4? m.a.

2.- Dentro de esta secuencia tenemos una segunda área de igual interés, donde se definió una zona de facies arenosas desarrolladas durante la etapa HST, pertenecientes a un sistema deltaico.

Dentro de los sistemas depositacionales, este es uno de los más importantes debido a que en él es donde se presentan innumerables características, que coadyuvan tanto en la generación de los hidrocarburos como en su entrapamiento, ya que la abundancia de materia orgánica presente en los deltas es rápidamente sepultada, con lo cual hace posible la generación del aceite y como en los deltas se originan diferentes facies sedimentarias, porosas y permeables susceptibles de servir como rocas almacenadoras, hace a los complejos deltaicos

uno de los principales objetivos geológicos dentro de la industria petrolera (Valle y Oviedo, 1976).

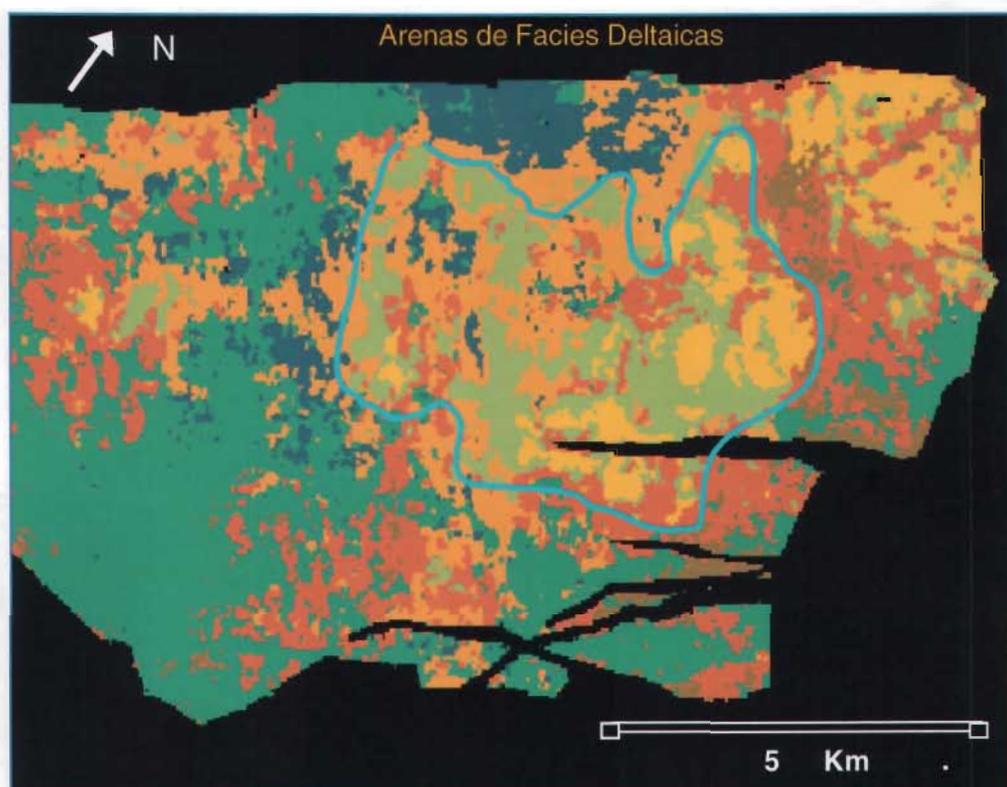


Fig. VI.3 Distribución de arenas del sistema deltaico, dentro de la secuencia 3.0-2.4? m.a.

Dentro del mapa de clasificación de facies sísmicas consideramos también a las clases 1 y 2 (Fig. IV.23), como las más atractivas para este caso, interpretadas como arenas de borde de canales distributarios y arenas del frente deltaico, teniendo un área aproximada de 20 Km² , dentro del polígono de la línea color azul (Fig. VI.3), por lo que se propone esta área a perforarse.

Conclusiones y Recomendaciones

1.- La integración de la información geofísica, geológica y bioestratigráfica, con la aplicación de la metodología de Estratigrafía de Secuencias, técnicas de visualización y análisis de atributos sísmicos, se logró cumplir con los objetivos propuestos para este trabajo.

2.- Los cuerpos arenosos interpretados en las secuencias, están considerados dentro de la industria de la exploración petrolera, como objetivos importantes en la producción de hidrocarburos, por lo que se propone la perforación de pozos en estas áreas (Figs. VI. 1, 2 y 3).

3.- El límite 2.4? m.a., fue correlacionado únicamente con sísmica e información de pozos, no ha sido posible identificarlo con los estudios paleontológicos tradicionales. Aun cuando sísmicamente es un reflector de alta amplitud y puede ser correlacionado fácilmente, es recomendable tratar de identificarlo mediante el uso de técnicas con mayor resolución en ambientes muy someros, como la Palinología. Con lo que se obtendría mayor certeza en la interpretación de estos ambientes sedimentarios.

4.- Es necesario, programar estudios sísmicos tridimensionales hacia la porción NE, tratando de seguir la distribución de estos cuerpos arenosos y poder generar nuevos prospectos petroleros.

5.- Para este tipo de trabajo, se recomienda el análisis de núcleos, ya que permitiría identificar características de las rocas como estructuras primarias, lo que nos daría una mayor certidumbre en la interpretación de ambientes sedimentarios.

6.- Para la secuencia 3.0-2.4? m.a., correlacionada en el área de estudio, el análisis de clasificación de facies sísmicas, fué fundamental para poder proponer áreas con potencial de contener hidrocarburos.

REFERENCIAS:

- Barceló J. y Dávila M., 1999. Ambientes Sedimentarios Siliciclasticos. UNAM, Inédito.
- Basurto, G. J e Islas, L. J., 1950. Método Sismológico de Refracción en la Cuenca Salina del Istmo. Bol. AMGP, Vol. II, No. 7, p 461-472.
- Cabrera, C. R. J. y Lugo, R. J., 1984. Estratigrafía Sedimentología de las Cuencas Terciarias del Golfo de México, A.M.G.P. Vol. XXXVI, Núm. 2.
- Camacho, R. J., y González O. V., 1984. Informe Final de Interpretación, Área La Central, Prospecto Bacal - Paraje Solo, Pemex, Inédito.
- Cornejo, T. A. y Hernández, O.T., 1950. Las Anomalías Gravimétricas en la Cuenca Salina del Istmo, Planicie Costera de Tabasco, Campeche y Península de Yucatán. Bol. AMGP, Vol II, No. 7, p 453-460.
- Estavillo G., Álvarez H. y Santiago de la Cruz H., 1983. Evolución Tectónica-Sedimentaria y presencia de hidrocarburos en la Cuenca Salina del Istmo, Campo Bacal, SE de México. IMP, Proyecto C-1127, Inédito.
- Expediente de Diseño de Parámetros Sísmicos Encrucijada 3D, 1998, Pemex, Inédito.
- González O. V., 1990. Informe de Interpretación Sismológico Estructural, Área La Central, Prospecto La Central, Pemex, Inédito
- Informe Pozo la Central # 401, 199. PEMEX, Inédito.

- Informe Pozo la Central # 4, 1961. PEMEX, Inédito.
- Informe Pozo Paso La Mina-1, 1972. PEMEX, Inédito.
- Informe Arroyo Prieto-2, 1966. PEMEX, Inédito.
- Informe Sismológico Final, Área Arroyo Prieto - Francisco Rueda, 1954. Pemex y Seismograph Service Corporation of México, Inédito.
- Informe Sismológico Final, Áreas Blasillo, Sánchez Magallanes, Arroyo Prieto y Cascajal, 1959. Pemex y Seismograph Service Corporation of México, Inédito.
- Informe Sismológico Final, Área La Central, Prospecto La Central, 1990. Pemex y Cía. Mexicana de Exploraciones, S.A, Inédito.
- Meneses, R. J. J., 1987. Marco Tectónico Y Paleografía Del Triásico Tardío - Jurásico en el Sureste de México; Vol XXXIX, Num.2.
- Mitchum, R. M., Vail, P. R. and Thompson, S., 1977. Seismic Stratigraphy and Changes of Sea Level, Part 2: The Depositional Secuence as a Basic Unic For Stratigraphic Analysis.
- Oviedo, P. A. E., 1996. Evolución Neógena de las Cuencas Terciarias del Sureste. Tesis, UNAM.
- Proyecto Arroyo Prieto, 1991. Grupo Interdisciplinario de Estudios de Campos con Posibilidades de Desarrollo, Pemex, Inédito.
- Proyecto Marbella, 1994. Pemex y British Petroleum Inédito.

- Pereznegrón, Z. I., 2000. Interpretación Sismoestratigráfica del Área La Central, Tab. Tesis, UNAM.
- Ruiz, R. J. y Ruiz P. E., 1964. Informe Geológico, Área: Campo La Central, Tabasco, Pemex, Inédito.
- Stone, D. G., 1994, Designing Seismic Surveys in Two and Three Dimensions, Geophysical References Series, SEG.
- Vail, P. R., 1977. Seismic Stratigraphy Interpretation Procedure, Part 1, , Rice University Houston Texas.
- Valle G. y Oviedo A., 1976. Notas sobre Procedimientos para Identificar el Origen de los Cuerpos Arenosos. IMP, Proyecto D-5230, Publicación No. 77 BH/215. Inédito.
- W. E. Galloway, P. E. Ganey-Curry, X. Li, and R. T. Buffler, 2000, Cenozoic Depositional History of Gulf of Mexico Basin; Bull. AAPG, Vol. 84, No. II.
- W. E. Galloway and K. H. David, 1983. Terrigenous Clastic Depositional Systems (Applications to Petroleum, Coal and Uranium Exploration). Editorial Springer-Verlag.
- Zamora A. y Partida P., 1998. Apéndice Paleontológico, Proyecto Encrucijada. Pemex, Inédito.