

01179



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

INTERPRETACION SISMOESTRATIGRAFICA
DEL AREA LA CENTRAL, TAB. .

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE

MAESTRO EN INGENIERIA

(EXPLORACION DE RECURSOS ENERGETICOS DEL SUBSUELO)

P R E S E N T A :

IGNACIO PEREZNEGRON ZARCO

280023

DIRECTOR DE TESIS

M. en C. JORGE MENDOZA AMUCHASTEGUI



CIUDAD UNIVERSITARIA,

JUNIO DEL 2000



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

A Bety

Por su amor, confianza, paciencia y permanente apoyo para superar los momentos más difíciles

A Hugo y Kristiel:

Con todo mi amor y como un ejemplo a seguir.

A mi director de tesis: M. en C. Jorge Mendoza Amuchastegui y a mis sinodales: Dr. Guillermo Pérez Cruz, Dr. Mario Ruiz Castellanos, M. en I. Santiago Arellano Islas y al M. en C. Rodolfo Marines Campos, por la orientación e interesantes observaciones durante la elaboración de este trabajo. Un especial agradecimiento al Dr. Guillermo Pérez Cruz por sus importantísimos comentarios y apoyo mostrado en la realización de esta tesis.

A Dios, por darme la fortaleza y convicción para lograr esta meta y permitirme culminar satisfactoriamente una etapa más de mi vida.

INTERPRETACIÓN SISMOESTRATIGRÁFICA DEL ÁREA LA CENTRAL, TAB.

ÍNDICE

RESUMEN.	Pag.
I.- INTRODUCCIÓN.	1
II.- GENERALIDADES.	2
2.1.- Localización del área de estudio.	2
2.2.- Objetivo.	3
2.3.- Antecedentes.	3
2.3.a.- Geofísicos.	3
2.3.b.- Geológicos.	6
2.3.c.- Bioestratigráficos.	8
III.- MARCO GEOLÓGICO.	11
3.1.- Tectónico-estructural.	11
3.2.- Estratigrafía Cenozoica.	17
IV.- INTERPRETACIÓN.	25
4.1.- Metodología.	27
4.2.- Análisis de secuencias sísmicas.	28
4.2.1.- Secuencia I.	31
4.2.1.a.- Abanico turbidítico-1.	32

4.2.1.b.- Abanico turbiditico-2.	36
4.2.2.- Secuencia II.	41
4.2.3.- Secuencia III.	44
4.2.4.- Secuencia IV.	45
4.2.5.- Secuencia V.	48
4.2.5.a.- Secuencia "A".	50
4.2.5.b.- Secuencia "B".	54
4.2.5.c.- Secuencia "C".	56
4.2.5.d.- Punto brillante.	59
4.2.6.- Secuencia VI.	61
4.3.- Atributos sismicos.	61
4.3.1.- Intensidad de reflexión.	64
4.3.2.- Fase instantánea.	65
4.3.3.- Frecuencia instantánea.	66

V.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 68

REFERENCIAS

RELACIÓN DE FIGURAS:

Fig. 2.1.- Localización del área de estudio.

Fig. 2.2.- Sistema de fallas en el área La Central.

Fig. 2.3.- Columna geológica representativa del área La Central.

Fig. 3.1.- Tectonosecuencias de las Cuencas Terciarias del Sureste.

Fig. 3.2.- Geometría de bloques extensionales del Jurásico interpretados a partir de datos magnéticos.

Fig. 3.3.- Evolución tectónica del sureste de México (Cretácico Superior – Reciente).

Fig. 3.4.- Evolución del borde de las plataformas Neógenas del área de estudio.

Fig. 3.5.- Bloque diagramático de la paleogeografía del Plioceno Tardío (3.0 m.a.).

Fig. 4.1.- Configuración del mapa estructural del LS-12.5 (Intervalo cada 50 m.).

Fig. 4.2.- Línea 300 mostrando el abanico-1 con sus respectivos límites de secuencia.

Fig. 4.3.- Mapa de isopacas del abanico-1 (intervalo cada 25 m.).

Fig. 4.4.- Mapa estructural del abanico-1 (Intervalo cada 50 m.).

Fig. 4.5.- Línea 307 en la que se muestra el abanico-2.

Fig. 4.6.- Mapa de isopacas del abanico-2 (Intervalo cada 25 m.).

Fig. 4.7.- Mapa estructural del abanico-2 (Intervalo cada 50 m.).

Fig. 4.8.- Sección compuesta en la que se muestra la correlación entre los abanicos y el campo Arroyo Prieto.

Fig. 4.9.- Mapa de isopacas de la secuencia II (Intervalo cada 50 m.).

Fig. 4.10.- L-310 mostrando la secuencia-III (progradaciones) y secuencia-IV (delta), así como los límites de secuencia LS-3.0 y LS-3.8.

Fig. 4.11.- L-306 en la que se puede observar las principales partes del delta así como las variaciones del mismo a través del tiempo.

Fig. 4.12.- Línea 311 en la que se muestran la discordancia, secuencias sismoestratigráficas y arenas productoras.

Fig. 4.13.- Configuración estructural de la discordancia (Intervalo cada 25 m.).

Fig. 4.14.- Registro SP, ILD y columna geológica del pozo 404.

- Fig. 4.15.- Mapa de isopacas de la secuencia "A" (Intervalo cada 20 m.).
- Fig. 4.16.- Configuración estructural de la arena-5 (Intervalo cada 10 m.).
- Fig. 4.17.- Líneas en zig-zag mostrando el acuñamiento de las arenas y las anomalías de amplitud que se encuentran directamente abajo del pozo 401.
- Fig. 4.18.- Mapa de isopacas de la secuencia "B" (Intervalo cada 10 m.).
- Fig. 4.19.- Mapa de isopacas de la secuencia "C" (Intervalo cada 10 m.).
- Fig. 4.20.- Configuración de la cima de la arena-1 (Intervalo cada 10 m.).
- Fig. 4.21.- Configuración del punto brillante (Intervalo cada 5 m.).
- Fig. 4.22.- Componentes de la traza sísmica compleja como función del tiempo.
- Fig. 4.23.- Intensidad de reflexión de la L-311.
- Fig. 4.24.- Extracción de la fase instantánea de la L-311.
- Fig. 4.25.- Frecuencia instantánea de la L-300.
- Fig. 5.1.- Localizaciones exploratorias y áreas de oportunidad para cada una de las arenas del campo.

INTERPRETACIÓN SISMOESTRATIGRÁFICA DEL ÁREA LA CENTRAL, TAB.

RESUMEN

La interpretación de líneas sísmicas 2D registradas en 1958, permitió identificar un alto estructural en el subsuelo que fue perforado en 1960 por el pozo La Central-1, descubriendo el campo La Central localizado en el municipio de Huimanguillo, Tab. Geológicamente pertenece a las Cuencas Terciarias del Sureste, y más específicamente a la Cuenca Salina del Istmo.

Se aplicó la técnica de estratigrafía sísmica basada en la correlación cronoestratigráfica de los patrones sísmicos de la señal, para comprender el modelo geológico del área de estudio, definiendo la forma y distribución de cuerpos arenosos asociados con los yacimientos de hidrocarburos. El análisis realizado permitió identificar y correlacionar dos cuerpos turbidíticos que se encuentran entre 2.9 y 3.4 seg. de tiempo de reflejo, con grandes posibilidades de contener hidrocarburos. Estos cuerpos están comprendidos dentro de la tectonosecuencia 12.5-5.5 m.a. y actualmente se encuentran plegados.

Se integró la información de los registros eléctricos a las líneas sísmicas reprocesadas en 1997, y se realizó la interpretación sismoestratigráfica con la ayuda de los atributos sísmicos de la señal, permitiéndonos delimitar la extensión de cada una de las arenas productoras en el campo La Central localizadas a diferentes profundidades (desde 760 a 1530 m.). También se identificaron anomalías de amplitud de la señal sísmica que pueden estar asociadas a la acumulación de hidrocarburos, las cuales dieron la pauta para proponer algunas localizaciones de desarrollo así como nuevas áreas de oportunidad para incrementar la producción del campo.

Los resultados obtenidos de este trabajo nos permitieron proponer dos localizaciones exploratorias a partir de las cuales se espera una reserva estimada de 90.5 MMBPCE, así como algunos pozos de desarrollo en el campo La Central con un riesgo relativamente bajo (1:2), además de la propuesta de algunos intervalos en los pozos ya perforados.

I.- INTRODUCCIÓN

La sismoestratigrafía intenta determinar las relaciones litológicas y estratigráficas en el subsuelo, a partir de información sísmica registrada en la superficie. Es además, una técnica para obtener información estratigráfica a partir de datos sísmicos.

Integrando la información sísmica con los datos bioestratigráficos, secciones transversales de registros de pozos y haciendo una interpretación, utilizando los conceptos de secuencias (sucesión de estratos genéticamente relacionados y relativamente conformables limitados por discordancias o su correlativa concordancia) (Mitchum, 1977) y parasecuencias (sucesión de capas o conjunto de capas genéticamente relacionados y relativamente conformables limitadas por superficies de inundación o sus correlativas superficies) (Van Wagoner, 1988), obtenemos un marco general para analizar la distribución de la roca almacén, roca fuente y roca sello a una escala regional o de yacimiento.

Adicionalmente es posible inferir propiedades petrofísicas de los yacimientos a partir de los atributos sísmicos de la traza compleja (Fase instantánea, Frecuencia instantánea e Intensidad de reflexión).

Es la intención de este trabajo, la aplicación de técnicas de estratigrafía sísmica para comprender el modelo geológico de una área del sureste de México, que permita predecir la distribución de cuerpos de arena asociados con yacimientos de hidrocarburos.

II.- GENERALIDADES

2.1.- Localización del área de estudio

El área La Central se encuentra localizada en el municipio de Huimanguillo, Tab., a aproximadamente 65 Km. al SE de la Cd. de Coatzacoalcos, Ver., entre las coordenadas geográficas 94° 48' a 94° 55' de longitud Oeste y los paralelos 17° 51' a 17° 57' de latitud Norte. Geológicamente pertenece a las Cuencas Terciarias del Sureste, y más específicamente a la Cuenca Salina del Istmo (Fig. 2.1). Fisiográficamente, la Cuenca Salina del Istmo, se encuentra limitada al norte por el Golfo de México, al sur por los plegamientos de la Sierra de Chiapas, al oeste por la Cuenca Terciaria de Veracruz y al este por la Cuenca Terciaria de Comalcalco. El área a estudiar comprende aproximadamente 100 km².

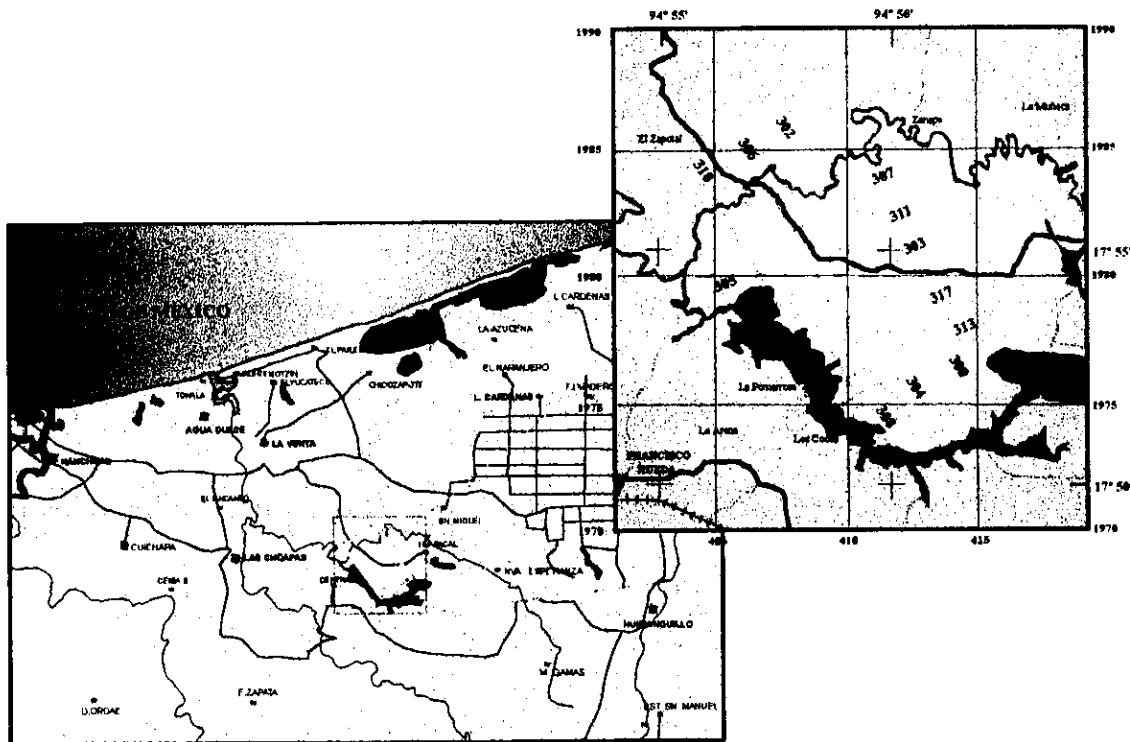


Fig. 2.1.- Localización del área de estudio

2.2.- Objetivo

Identificar y delimitar los cuerpos arenosos del Terciario, que son productores de hidrocarburos en el área La Central, mediante la interpretación sismoestratigráfica, así como proponer nuevas áreas de oportunidad petrolera.

2.3.- Antecedentes

En gran parte del área comprendida por las Cuencas Terciarias del Sureste, no se tiene un modelo geológico-estratigráfico bien definido, debido a la difícil diferenciación formacional de unidades litológicamente similares (Cabrera y Lugo, 1984).

Los campos petroleros de esta región se consideran muy maduros desde el punto de vista exploratorio, a nivel Terciario, por la cantidad de trabajos de adquisición e interpretación de datos sísmicos con objetivos estructurales, estando ya perforados todos los grandes cierres. Sin embargo, debido a la naturaleza de las trampas estratigráficas, éstas pueden estar localizadas en los flancos de las estructuras compresivas, indicándonos la posibilidad de que algunas pasaron desapercibidas. Una interpretación sismoestratigráfica con el apoyo de los atributos sísmicos, es de gran ayuda en delimitar la distribución de las arenas productoras de hidrocarburos, y así proponer un modelo geológico más acertado y nuevas áreas de oportunidad.

2.3.a.- Geofísicos

Los primeros trabajos exploratorios que se realizaron en el área de estudio fueron adquiridos en 1958 por sismología de reflexión (sistema convencional). La interpretación de estos datos permitió identificar una estructura anticlinal con orientación norte-sur, cerca del poblado Central Fournier, Tab., que posteriormente se le denominó La Central. Con los

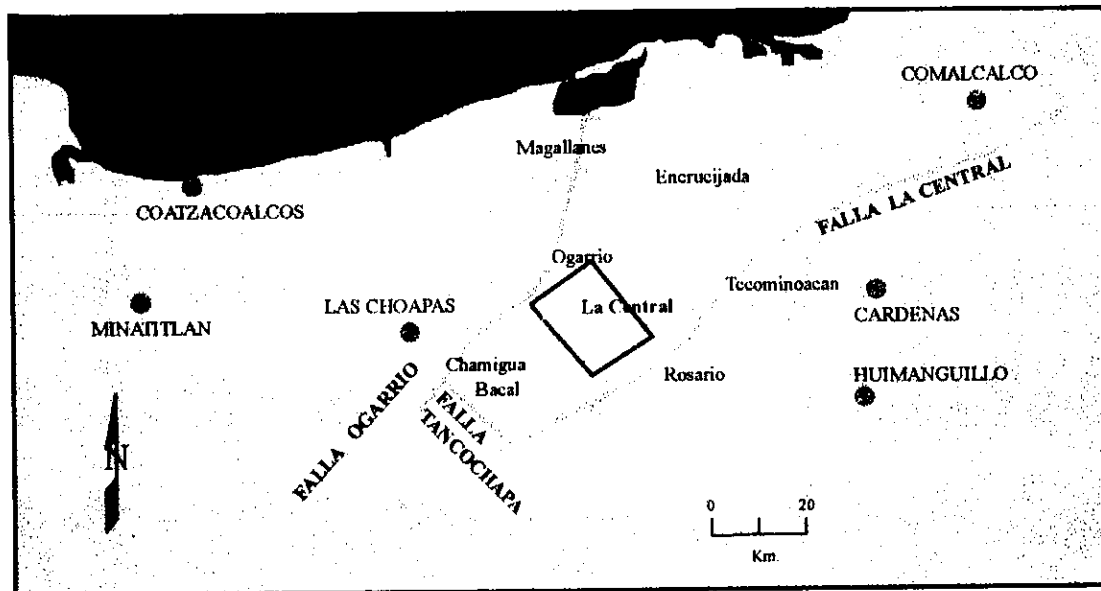
resultados de este estudio, se iniciaron las actividades de perforación en octubre de 1959 con el pozo La Central-1, el cual llegó a una profundidad de 3870 m., y fue terminado como productor de gas seco en el intervalo 868-871 m. Este pozo no llegó a producir gas en cantidades comerciales ni alcanzó el objetivo inicial de investigar las posibilidades petrolíferas de las arenas del Mioceno Inferior.

Con base en los resultados anteriores, se continuó la exploración sísmológica en los 60's, permitiendo una mayor definición de la estructura La Central.

Con el fin de alcanzar las arenas del Mioceno Inferior, se perforaron los pozos La Central-2, La Central-3 y La Central-4 en la culminación de la estructura, con resultados igualmente negativos. Los pozos La Central-5 y La Central-6 manifestaron fuertes gasificaciones pero no fueron probados; el primero porque hubo de ser taponado por accidentes mecánicos sucesivos y el segundo, tanto por accidentes mecánicos como por falta de capacidad del equipo para probar los intervalos con manifestaciones de hidrocarburos encontrados de 3703 m. hasta la profundidad total de 4298 m (Ruiz y Ruiz, 1964).

Se realizaron otros trabajos sísmológicos en 1967 por la brigada SS-1 con el sistema de grabación analógico, utilizando el método del Punto de Reflejo Común (ésta información fue transcrita al sistema digital por el Instituto Mexicano del Petróleo en el año de 1980). Con esta nueva información sísmica, se perforaron en 1968, los pozos La Central-8 y La Central-9, además del pozo La Central-201 en 1972, cuyos resultados fueron improductivos nuevamente (Estavillo, G., 1983).

Con la integración de la información de los pozos perforados hasta 1972 a la interpretación geofísica, se determinó la presencia de un graben, formado por las fallas regionales Ogarrio y La Central, entre las cuales se encuentra ubicada el área de estudio y están claramente esquematizadas en la figura 2.2 (Estavillo, G., 1983).



(Estavillo, G., 1983)

Fig. 2.2.- Sistema de fallas en el área La Central

El interés para continuar investigando los sedimentos del Terciario, surgió en marzo de 1989, al medir el potencial de producción del intervalo arenoso 760-762 m. del pozo La Central-1, el cual resultó con un gasto de 1.13 MMPCGD. Posteriormente en el mes de abril del mismo año se probó el intervalo 1056 - 1059 m., correspondiente a un lente arenoso de la Formación Paraje Solo, obteniéndose un gasto de 2.21 MMPCGD (Pemex, 1993). La consecuencia inmediata fue la programación de nuevos levantamientos sísmológicos con la finalidad de identificar trampas de carácter estratigráfico.

Así es como nace en octubre de 1989 el estudio sísmico-estratigráfico realizado por la brigada SS-39, cuyo objetivo fue el de “estudiar el comportamiento estratigráfico de lentes arenosos que puedan representar trampas de hidrocarburos dentro del área”. Este trabajo cumplió con el objetivo y se pudo conocer (en cierta medida) la extensión de la arena productora (1056 - 1059 m) del pozo La Central-1.

En 1990 el pozo La Central-1 fue sometido a prueba de límite de yacimiento en el intervalo 1056-1059 m. para determinar el volumen original de gas. Esta prueba dio la pauta para desarrollar el campo con la perforación de los pozos La Central-301, La Central-401 y La

Central-501 de los cuales los dos primeros resultaron productores y el tercero improductivo. Por lo consiguiente, en septiembre de 1991 dio inicio la vida productiva del pozo La Central-1 con una producción acumulada de 3516 MMPC (millones pies cúbicos) al mes de diciembre de 1997 (Pemex, 1998).

Posteriormente, en 1996 se perforaron los pozos La Central-333, La Central-332 y La Central-404 los cuales resultaron productores de gas y aceite, en el mismo cuerpo arenoso del Central-1 y otros intervalos inferiores. En agosto de 1997 se cerró el pozo La Central-404 por alta relación gas-líquido. El campo La Central está constituido por 15 pozos, de los cuales nueve resultaron improductivos y seis productores. Actualmente (septiembre, 1998) se encuentran produciendo solamente tres (1, 332 y 401). La producción total acumulada del campo es de 9.0 MMMPCG (miles de millones de pies cúbicos de gas) al 31 de diciembre de 1997 (Pemex, Informe de Reservas de Hidrocarburos, 1998).

2.3.b.- Geológicos

El área de estudio se encuentra cubierta por sedimentos aluviales y suelos pantanosos del Reciente. Al SE y NW de la misma se encuentran los pozos Paso de la Mina-1 y La Central-6 respectivamente, en donde aflora la Formación Cedral.

Los pozos perforados en el área han cortado una columna sedimentaria que va desde el Reciente hasta el Mioceno Medio-Superior (Formación Encanto), con una secuencia de lutitas y potentes cuerpos arenosos.

La columna estratigráfica representativa del área esta dada por la columna del pozo La Central-4, siendo el más profundo del área; a continuación se presentan las formaciones y la litología encontradas en dicho pozo (Fig. 2.3).

La Central-4

FORMACIÓN	M.B.N.M.
Reciente	Aflora
Cedral	96.0
Paraje Solo	546.0
Filisola	1382.0
Concepción Superior	3740.0
Concepción Inferior	3970.0
Encanto	4190.0
P.T.	4500.0

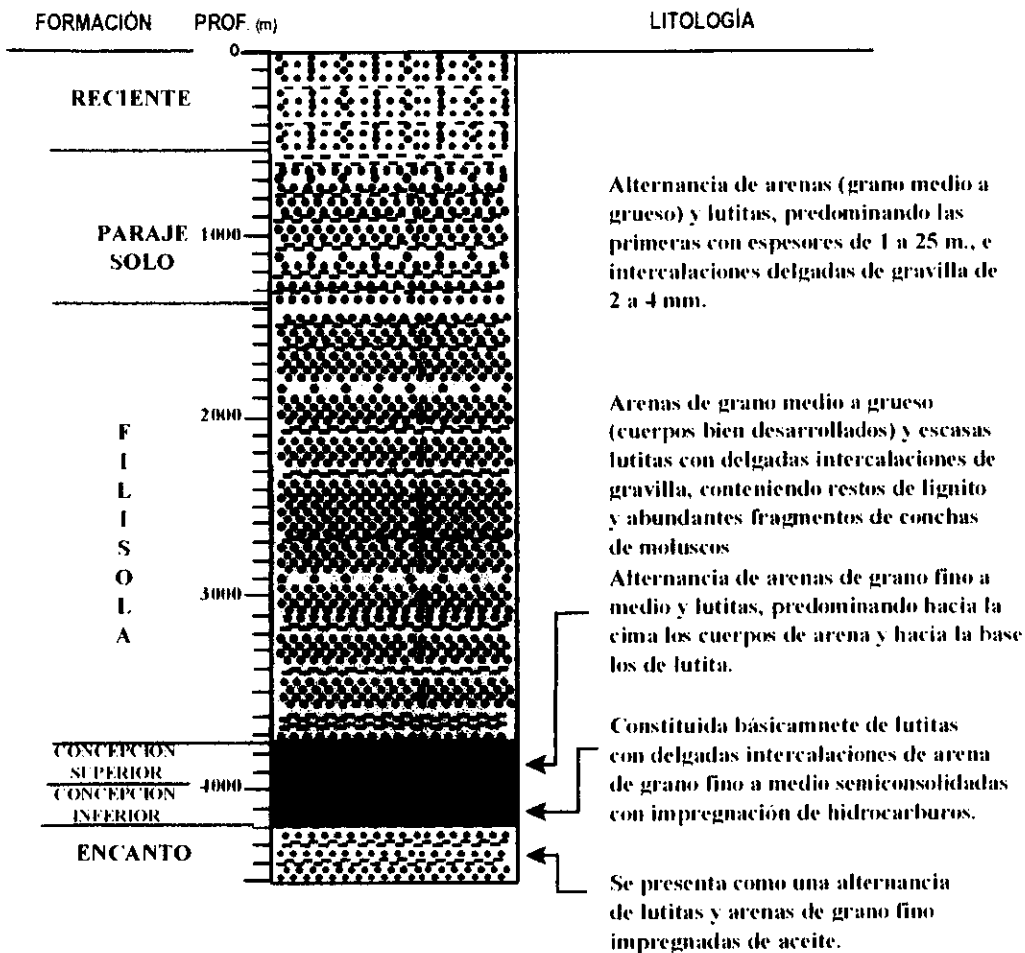


Fig. 2.3.- Columna geológica representativa del área la Central.

Las rocas almacenadoras de hidrocarburos, en los campos circunvecinos, son cuerpos arenosos, sellados por lutitas y arenas arcillosas, que se encuentran en las formaciones que van desde el Mioceno Superior hasta el Reciente. En el campo La Central, solo se tienen evidencias de producción en arenas de las Formaciones Paraje Solo y Filisola.

Las principales rocas generadoras corresponden a lutitas y calizas arcillosas con gran contenido de materia orgánica del Jurásico Superior, Kimmeridgiano, las cuales alcanzaron la presión y temperatura adecuada para la generación de hidrocarburos durante el Terciario. (Schlumberger, 1984)

Los yacimientos de hidrocarburos en los campos de la región están asociados principalmente a trampas estructurales y en segundo lugar a trampas estratigráficas y combinadas. Las trampas estructurales son del tipo anticlinal, a consecuencia de los plegamientos y a la asociación de las intrusiones de masas salinas. Las trampas estratigráficas y combinadas se encuentran representadas por acuñamientos de arenas y discordancias (Camargo y Quezada, 1991). La principal producción en el campo se encuentra en una trampa de tipo estratigráfico (*bright spot*), a una profundidad aproximada de 1056 m., correspondiente a un cuerpo arenoso de la Formación Paraje Solo, de 45 metros de espesor neto y 5 metros de espesor impregnado y porosidad promedio del 24 %. Esta formación está constituida por una alternancia de lutitas y areniscas con facies de sistemas deltaicos de edad Plioceno.

2.3.c.- Bioestratigráficos

Según los estudios litológicos y bioestratigráficos de las muestras de canal realizados en 1964 en los pozos de esta área, ubicaron a las Formaciones Cedral y Agueguesquite, en el Mioceno Superior; las Formaciones Paraje Solo y Filisola, del Mioceno Medio; y a las Formaciones Concepción Superior e Inferior y Depósito, del Mioceno Inferior (Ruiz, R. y Ruiz, P., 1964). Con base en esto, los objetivos iniciales de los pozos a perforarse era investigar las posibilidades petrolíferas de las arenas del Mioceno Inferior, ya que éstas producían hidrocarburos en los campos aledaños (Bacal, Ogarrio, Arroyo Prieto, etc.

Posteriormente, Cabrera y Lugo (1984) ubican a las anteriores formaciones como se observa en la tabla-1.

Tabla - 1

Paleoecología Cenozoica de las Cuencas Terciarias del Sureste

SERIE	NERITICO INTERNO		
	RECIENTE	Cedral	
PLIOCENO	Paraje Solo -		
	Filsola	Concepción Superior	
MIOCENO		Concepción Inferior	
			Encanto
			Depósito
OLIGOCENO			La Laja
EOCENO			Lutitas Nanchital
PALEOCENO			Lutitas Nanchital

(Cabrera y Lugo, 1984)

Recientemente (1998), los Biólogos de Pemex, realizaron estudios bioestratigráficos a las muestras de canal de los pozos del área de estudio. En el pozo La Central-4 se determinó una edad del Plioceno Inferior (3.8 Ma.) con el fósil planctónico *Globigerina nepenthes* a una profundidad de 4015 m., correspondiendo a un ambiente de depósito nerítico externo. En el Central-6 toda la columna corresponde a depósitos del Plioceno. Se menciona que la microfauna (planctónicos) es escasa y mal preservada, y algunos pozos no cuentan con esta información, para poder determinar más exactamente la edad de la depositación, además, la información de los foraminíferos planctónicos del Mioceno (según los primeros estudios) corresponde a un redepósito, debido a que su ocurrencia no es constante (comunicación verbal

Díaz Zamora A., 1998). Estos últimos estudios, coinciden con la paleoecología Cenozoica propuesta por Cabrera y Lugo en 1984.

Debido a que sólo se cuenta con información de foraminíferos bentónicos, lo único que se puede obtener de ellos es el ambiente de depósito sin poder determinarse la edad.

Los objetivos de esta tesis se encuentran entre 0 y 3.5 segundos de tiempo de reflejo aproximadamente en las secciones sísmicas, batimétricamente según los recientes estudios, corresponde a un ambiente sedimentario que varía desde nerítico externo-batial superior a un transicional. Es muy difícil determinar cada etapa, de este paquete sedimentario, por la falta de muestras continuas durante la perforación y la escasez de foraminíferos planctónicos de los pozos perforados en el área de estudio.

Se realizó un estudio de *nannoplacton* calcáreo (comunicación verbal Partida Montalvo P., 1998) a las muestras del pozo La Central-332, concluyéndose lo siguiente: de manera general la nannoflora observada es muy escasa y mal preservada debido, probablemente, a que se encuentra en ambientes de depósito muy someros, en los cuales no es posible la preservación de los exoesqueletos de los microorganismos. Con base en lo anterior, se determinó la cima del Plioceno Medio (2.8 m.a.) a una profundidad de 1340 m., con la *Reticulofenestra*, *Pseudoumbilica*, *Sphenolithus Abies*, *Cocolithus Pelagicus*, *Dictiococites*, etc. y una batimetría transicional. Se encontraron fósiles del Eoceno Inferior-Superior a una profundidad de 1631 m., los cuales son interpretados como redepositos.

Los pozos más profundos, según estos estudios, han cortado sedimentos de una edad máxima del Plioceno Inferior (3.8 m.a. aproximadamente).

En el área de estudio como en toda la Cuenca Salina del Istmo, no se han encontrado sedimentos del Pleistoceno debido, probablemente, a que se encuentra erosionado ya que no se ha podido determinar con foraminíferos planctónicos (comunicación verbal Díaz Zamora A., 1998).

III.- MARCO GEOLÓGICO

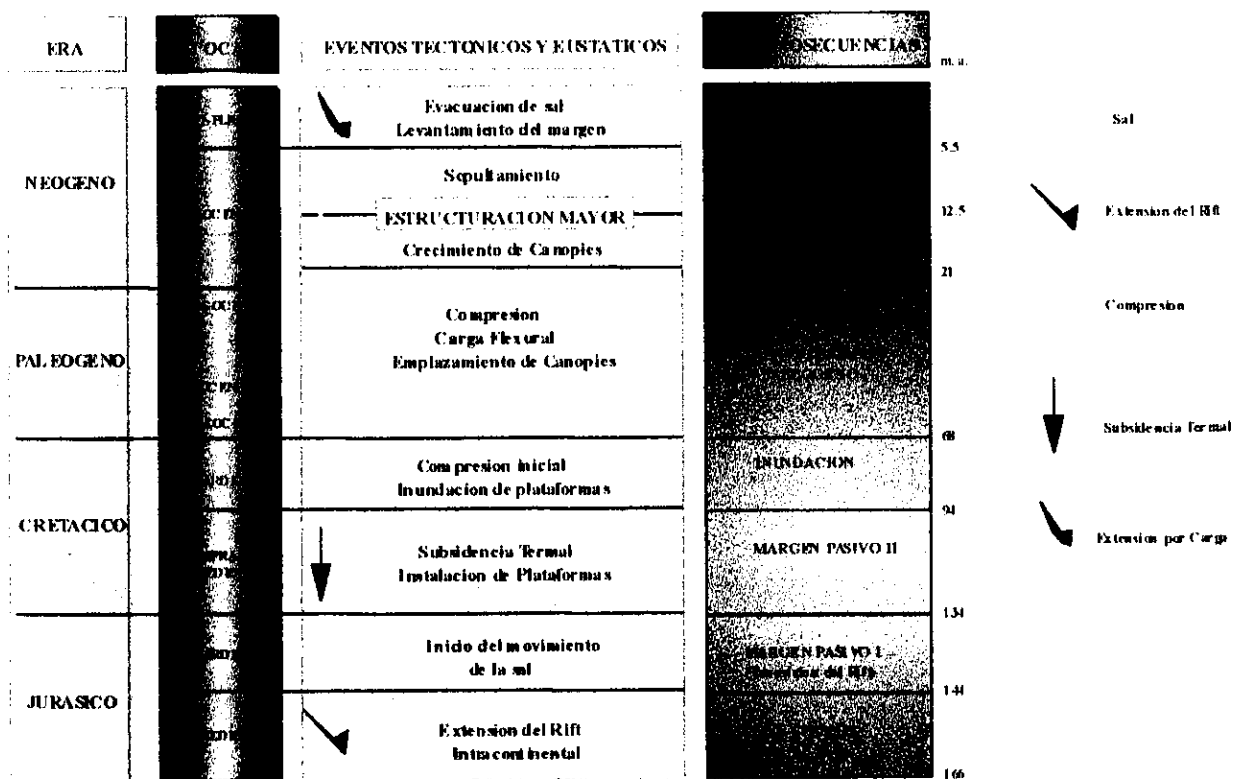
En este capítulo se discutirán de forma muy general y regional los principales eventos geológicos ocurridos en el sureste de México durante el Mesozoico, y en forma más detallada se analizarán los principales eventos tectónico-sedimentarios del Terciario, que servirán como marco de referencia al análisis sismoestratigráfico, motivo de la presente investigación.

3.1.- Tectónico-estructural

La evolución tectónica-estructural del sureste de México esta relacionada con la apertura del Golfo de México, la migración de la placa del Caribe y el bloque de Chortis desde la margen del océano Pacífico hasta su posición actual (Sedlock, Ortega y Speed, 1993), con los eventos locales compresivos que dieron lugar a la formación de canopies de sal y con la propagación de la compresión sobre los sedimentos adyacentes y superiores.

Los principales eventos tectónico-estructurales ocurridos en las Cuencas Terciarias del Sureste se representan en la figura 3.1, los cuales están basados en la identificación y edad de 8 tectonosecuencias que varían desde el Jurásico (166 m.a.) al Neógeno (PEP y BP., 1994).

A continuación se mencionan algunos párrafos que son extractos de los trabajos de Salvador Amos, 1987 y de Meneses-Rocha, 1987.



(PEP y BP, 1994)

Fig. 3.1.- Tectonosecuencias de las Cuencas Terciarias del Sureste.

La historia tectónica a gran escala del sureste de México desde el Mesozoico hasta el Terciario puede dividirse en tres fases principales (PEP y BP, 1994):

- 1.- Una etapa de *rifting* durante el Triásico-Jurásico Medio.
- 2.- Un periodo tectónicamente pasivo del Jurásico Tardío al Cretácico Tardío.
- 3.- Una constante compresión desde finales del Cretácico hasta el Reciente.

La “etapa de rompimiento” se extendió desde el Triásico Tardío hasta el Jurásico Medio (en condiciones netamente continentales) y estuvo caracterizada por una intensa actividad ígnea asociada con:

- (a) un combamiento de la corteza continental como consecuencia de la expansión térmica de la litosfera alrededor de un “punto caliente”;
- (b) el estiramiento y adelgazamiento de la litosfera dando lugar a fallas listricas y normales, y

(c) el depósito de material clástico, volcánico y evaporítico (Meneses-Rocha, 1987).

Durante este tiempo el sureste de México se caracterizó por presentar una topografía de fosas y pilares, ocasionada por el rompimiento de la corteza continental (Fig. 3.2), además, de una intensa actividad magmática. De este modo, el fallamiento normal daba lugar a una continua subsidencia de los “grabens” o “medio grabens”, en donde se depositaron las capas de los lechos rojos (Formación Todos Santos) (Meneses-Rocha, 1987).

La columna estratigráfica de esta primera fase está constituida por potentes secuencias sedimentarias predominantemente no marinas o de litoral, formadas a lo largo de tendencias lineales. Estas tendencias cambian abruptamente en espesor y comúnmente en composición litológica: lechos rojos y asociaciones volcánicas durante el Triásico Tardío; lechos rojos, volcánicos y algunas capas marinas durante el Jurásico Temprano; lechos rojos a principios del Jurásico Medio; y finalmente una extensa secuencia evaporítica a fines del Jurásico Medio (Amos, S., 1987).

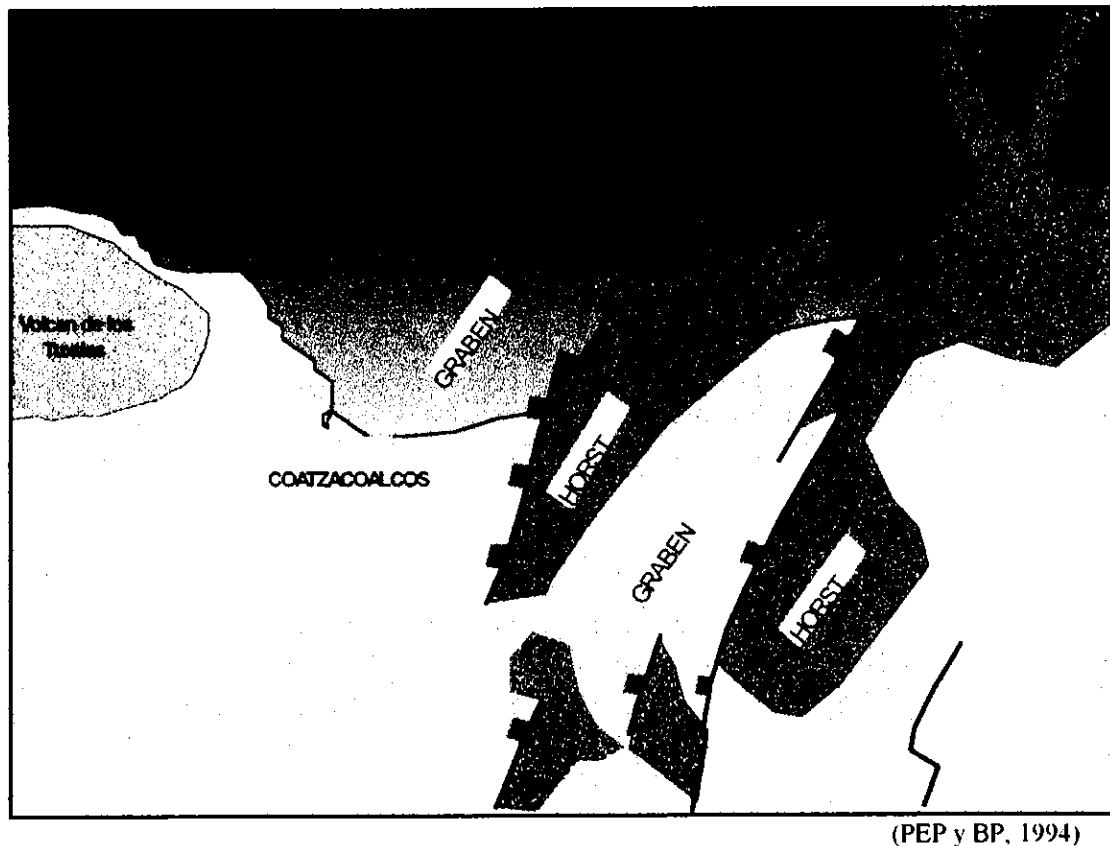


Fig. 3.2.- Geometría de bloques extensionales del Jurásico interpretados a partir de datos magnéticos.

La segunda fase de evolución del sureste mexicano, corresponde a un periodo tectónicamente pasivo que va desde el Jurásico Tardío hasta el Cretácico Tardío (Meneses-Rocha, 1987). Durante esta segunda etapa, las márgenes continentales experimentan una subsidencia a medida que el nuevo océano se amplía, debido a los procesos de expansión del piso oceánico. La subsidencia está controlada principalmente, por el enfriamiento y por la carga de sedimentos que sufre la litosfera (Meneses-Rocha, 1987).

En el transcurso de esta etapa, la cual cubrió la mayor parte del Jurásico Tardío, cesó la deformación tensional y la cuenca del Golfo de México sufrió un periodo de estabilidad tectónica, caracterizándose por una subsidencia persistente de toda la cuenca, particularmente la parte central, así como deformación vertical local debido al flujo plástico de la sal.

El Jurásico Superior es relativamente uniforme en composición litológica y no muestra cambios abruptos en los espesores. La unidad litoestratigráfica se puede seguir por grandes distancias y es netamente de origen marino, compuesta de carbonatos de plataforma, lutitas calcáreas y cantidades menores de evaporitas. Los clásticos están restringidos a las partes norte y noroeste de los flancos de la cuenca y depositados en una plataforma de aguas profundas, hacia el centro de la cuenca (Amos, S., 1987). Lo anterior es debido a la subsidencia producida por los efectos térmicos y a una mayor carga sedimentaria, combinados con un océano más abierto.

La topografía remanente de *horst* y *grabens*, como resultado de una fase temprana de *rifting*, controló el espesor y depósito de la sal. En algunas áreas, ésta topografía remanente del basamento se preservó hasta el Jurásico Tardío y Cretácico, controlando el desarrollo de plataformas carbonatadas. Esta topografía se destruyó debido al aporte de grandes volúmenes de clásticos durante el Terciario.

La tercera fase se caracteriza por presentar una evolución de compresión constante, desde finales del Cretácico hasta el Reciente. Esta evolución ocurre en tres etapas principalmente (Fig. 3.3).

A fines del Cretácico ocurrió un cambio en la geometría de las placas y en la dirección del movimiento en la margen del océano Pacífico, dando como resultado que los primeros efectos compresivos se manifestaran en el área de estudio (PEP y BP, 1994), debido al movimiento del Bloque de Chortis hacia el oriente.

Primer etapa.- Una colisión inicial débil entre el Bloque de Chortis y Chiapas, durante el Cretácico Tardío, dando como resultado el primer cabalgamiento y levantamiento del Macizo de Chiapas (PEP y BP, 1994). Posteriormente, esta colisión fue relativamente suave y episódica durante el Paleógeno (Fig. 3.3). Durante esta etapa ocurren los primeros efectos compresivos incipientes, los cuales traen como consecuencia, junto con el peso de la columna sedimentaria, el primer emplazamiento importante de masas salinas alóctonas (Oviedo Pérez, A. 1996), las cuales se pueden observar ubicados al sur del área de estudio.

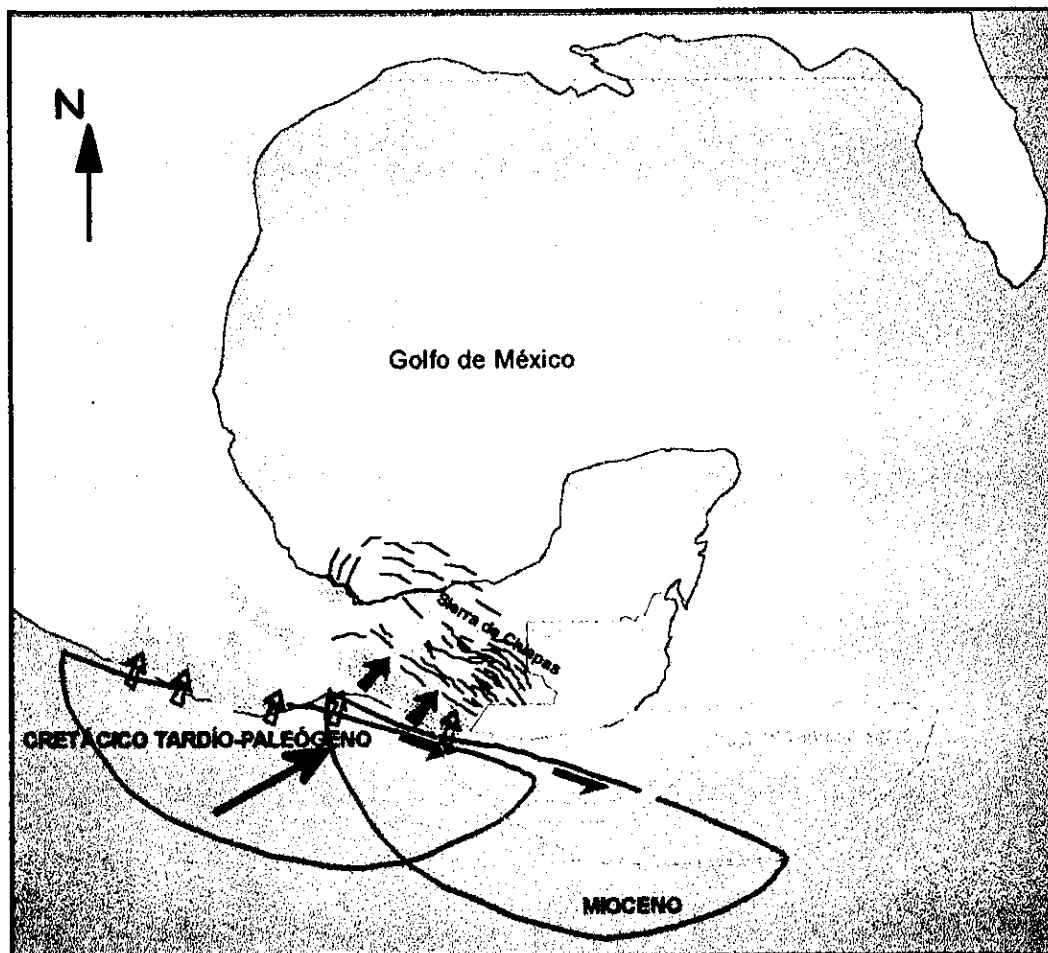
Segunda etapa.- Durante el Mioceno, ocurre una colisión más fuerte con carga isostática entre Chortis y el Macizo de Chiapas, originando la fase principal de estructuración y cabalgamiento en la Sierra de Chiapas y ligeros levantamientos al norte de la misma (área de estudio) (PEP y BP, 1994) (Fig. 3.3). La colisión entre el Bloque Chortis y el sureste de México fue oblicua, y el cabalgamiento estuvo acompañado por una combinación de cabalgamiento hacia el NE, en la Sierra de Chiapas, y fallamiento transcurrente a lo largo del borde sur del Macizo de Chiapas (PEP y BP, 1994)

Tercera etapa.- Durante el Plio-Pleistoceno, el Bloque continuó su movimiento hacia el E, alejándose del Macizo de Chiapas (Fig. 3.3). Una vez liberado el bloque de esta zona, se originó un rebote isostático el cual ocasionó que se levantara y erosionara la parte sur del área de estudio. Esto trajo como consecuencia una gran subsidencia y aporte de sedimentos hacia la región norte (área de estudio), lo que provocó la fase principal de la evacuación salina (Fig. 3.5) (PEP y BP, 1994).

En todas las Cuencas Terciarias del Sureste, hay evidencias del carácter tectónico sedimentario de las evaporitas, ya sea como inicio de la serie sedimentaria marina o bien como emplazamientos salinos, cuya expresión máxima se tiene en la Cuenca Salina del Istmo.

Esta cuenca se encuentra afectada tectónicamente por la formación de domos salinos, los cuales provocaron que se formara la estructura La Central. Esta estructura presenta una orientación aproximadamente N-S. Los pozos en esta área no han llegado a tocar la sal, pero su origen se deduce de las estructuras de los campos vecinos (Ogarrio, Rosario, Cuichapa, etc.), en donde se tienen evidencias de la presencia salina, la cual es correlacionada

sísmicamente. Pero aún en el caso de no encontrar un núcleo salino, es innegable la influencia sobre el origen de la estructura, del movimiento de grandes masas de sal de dicha cuenca.



(Modificado de PEP y BP, 1994)

Fig. 3.3.- Evolución tectónica del sureste de México (Cretácico Superior - Reciente)

El área de estudio queda enmarcada dentro de una fosa que evolucionó simultáneamente a la sedimentación limitada por tres fallas: La Central al oriente, la Ogarrio al oeste y la de Tancochapa al SW (Fig. 2.2). Las dos primeras presentan una dirección NE-SW y la tercera una dirección NW-SE. La falla La Central ha tenido desplazamientos rotacionales hacia el NE, provocando un sistema de bloques antitéticos que tienden a profundizarse hacia el

Golfo de México, en donde la columna sedimentaria terrígena del Terciario aumenta considerablemente de espesor.

En el ámbito regional aparentemente, los campos vecinos al área de estudio y aquellos ubicados al NE de la misma (Arroyo Prieto, Ocuapan, Pico de Oro, etc.), se caracterizan por presentar un sistema estructural que se comporta como un conjunto de bloques antitéticos, los cuales se desarrollan de SW a NE, rompiéndose inicialmente paralelos a los sistemas de falla La Central y Ogarrio. A medida que continúan profundizándose, giran en forma escalonada, basculándose en contra de los planos de falla (Estavillo *et al.*, 1983). Estos bloques son cada vez más profundos y con una columna sedimentaria cada vez mayor hacia el Golfo de México. Los movimientos tectónicos salinos son los controladores de la distribución de las facies arenosas, en las cuales se entrapan los hidrocarburos, y las facies arcillosas, que se encuentran estratigráficamente arriba de los horizontes productores, impidiendo la migración ascendente de los mismos, por lo que los hidrocarburos pueden provenir, posiblemente, de las secuencias estratigráficas del Mesozoico, o bien de la misma secuencia terrígena del Terciario, que aunado a los movimientos tectónicos, facilitan al mismo tiempo el diapirismo salino (Estavillo *et al.*, 1983).

3.2.- Estratigrafía Cenozoica

Durante el Terciario se incrementó el volumen de sedimentos terrígenos, debido a la emersión de la Sierra Madre del Sur, depositándose en las cuencas terciarias formadas durante la Tafrogenia Cascadiana. Consecuencia de ello son las potentes secuencias detríticas, hasta de 10 km. de espesor, depositadas en ciclos transgresivos-regresivos pero con franca tendencia regresiva (Fig. 3.4). Estas fluctuaciones tectónicas se reflejan por las facies sedimentarias que tienden a cambiar lateral y verticalmente, a medida que el plano de la falla La Central iba rotando hacia el NE, ocasionando un sistema de bloques de tipo antitético, donde algunos de ellos se encuentran buzando al SW (Estavillo *et al.*, 1983). El sistema de fracturamiento

regional y la carga litostática, provocó que la sal de los depósitos evaporíticos subyacentes atravesara a la columna calcáreo-arcillosa del Mesozoico y a la terrígena del Terciario.

El movimiento de la sal en el subsuelo fue un mecanismo importante en la distribución de los sedimentos y lo sigue siendo en la conformación estructural del área, ya que se encuentra tanto en las partes someras de la región, como en las profundas.

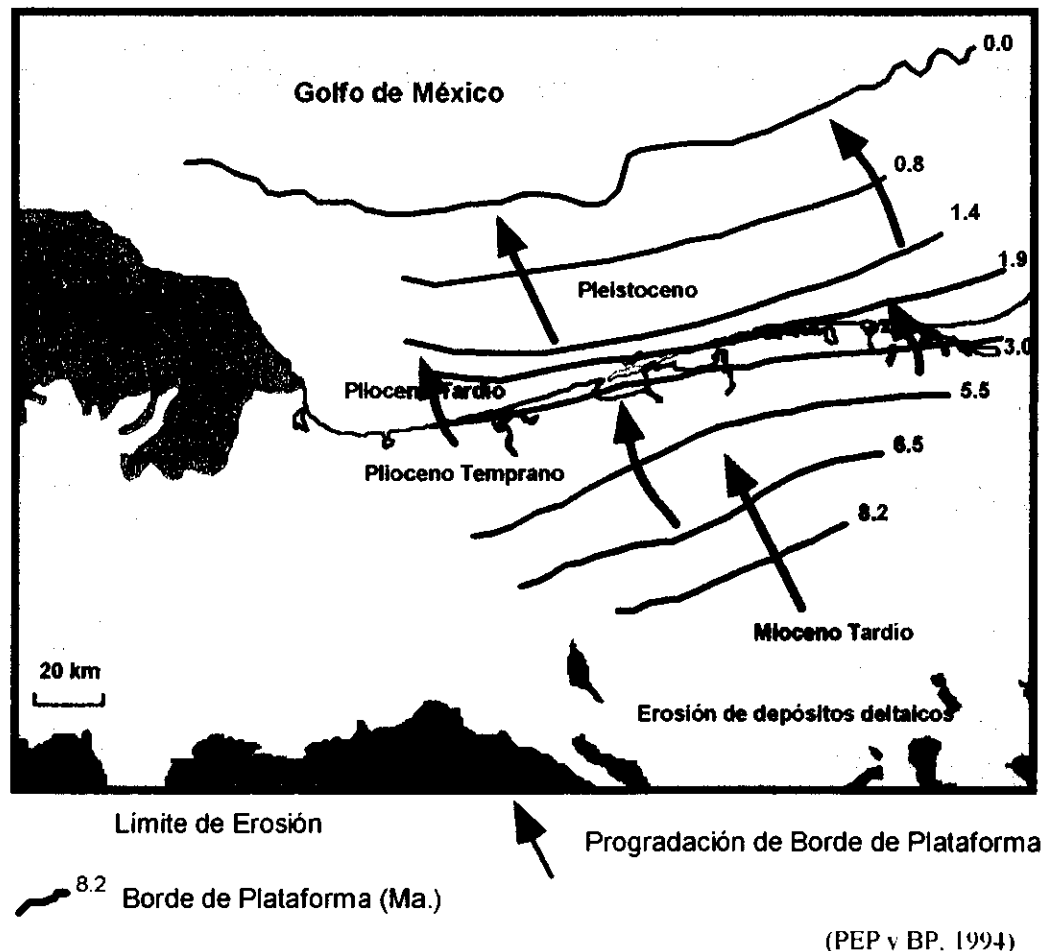


Fig. 3.4 .- Evolución del borde de las plataformas Neógenas del área de estudio

En el área La Central, los cuerpos salinos están formando diapiros y canopies dentro del paquete de sedimentos terrígenos del Terciario. Esta sal alóctona, según las secciones sísmicas del área, se comporta como cuerpos aislados en muchas ocasiones.

La columna estratigráfica de las Cuencas Terciarias del Sureste abarca del Paleoceno al Reciente con espesores de hasta 10,000 m. de lutitas y areniscas, que en general presentan contaminaciones de bentonita y horizontes de ceniza volcánica en la parte superior; localmente se intercalan algunos cuerpos de caliza calcarenítica en el Eoceno y Mioceno (Cabrera y Lugo, 1984). En el área de estudio los sedimentos que atravesaron los pozos van desde el Plioceno al Reciente, los cuales están comprendidos por las Formaciones: Cedral, Paraje Solo, Filisola, Concepción Superior, Concepción Inferior y Encanto. Lo anterior es con base a los últimos estudios paleontológicos realizados a las muestras del Campo La Central.

Existe una gran variabilidad en los espesores de los sedimentos, lo cual se debe a que durante el Terciario Superior, se desarrolló en estas cuencas un proceso de distensión que dio lugar a la evolución de fallas contemporáneas al depósito (Ogarrio, La Central, Palizada, Comalcalco, etc.), provocando que las cuencas terciarias evolucionaran a fosas o “*grabens*”, recibiendo un gran aporte de sedimentos terrígenos durante el Terciario Superior al Reciente.

Dividir una potente secuencia terrígena, constituida por una alternancia de lutitas, areniscas y conglomerados, en unidades litoestratigráficas con el objeto de efectuar correlaciones en el subsuelo o superficie, presenta una gran dificultad debido a la homogeneidad de los sedimentos, a la ausencia de horizontes litológicos índice y a la falta de cambios o de contrastes bruscos en los sedimentos que permitan definir formaciones o grupos.

Lugo y Cabrera (1984) realizaron una división del Terciario basada en unidades biocronológicas, debido a que mediante el uso de los conjuntos faunísticos es posible hacer una subdivisión de la monótona secuencia arcillo-arenosa que caracteriza al Cenozoico.

En la tabla-1 se resume la estratigrafía del Cenozoico para las Cuencas Terciarias del Sureste. En ella se incluyen, como referencia, las biozonas de foraminíferos planctónicos, así como las correspondientes unidades de roca.

Por lo anteriormente expuesto Cabrera y Lugo (1987) subdividieron las secuencias sedimentarias del Terciario, en unidades bioestratigráficas, las cuales se describen a continuación:

Paleoceno

En la región del sureste de México 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. becariiformis* (White), *Nuttallinella florealis* (White), *Osangularia velascoensis* (Cushman) y muchas más. Se han reconocido además, la mayoría de las especies planctónicas que caracterizan a las biozonas de *Globorotalia trinadadensis* hasta la *Globorotalia velascoensis*. En las Cuencas del Sureste, el Paleoceno corresponde a la parte inferior de la Formación Lutitas Nanchital que tiene un espesor del orden de 900 m (Tabla-1).

Eoceno

Las rocas del Eoceno están agrupadas en la parte superior de la Formación Lutitas Nanchital (Tabla-1). Es ricamente fosilífera y, en ella se han identificado muchas de las especies planctónicas que caracterizan a las biozonas de *Globorotalia subbotinae* hasta la de *Globorotalia cerroazulensis*.

En la 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. Los conglomerados y areniscas están constituidos por fragmentos de rocas ígneas y metamórficas, de areniscas, de calizas recristalizadas y de calizas fosilíferas cretácicas. El cementante es calcáreo y silíceo. Esta formación, se interpreta como depositada en facies de *flych* salvaje. Las lutitas intercaladas contienen foraminíferos planctónicos de las Biozonas representativas del Eoceno Temprano y Medio. En el sur de la Cuenca Salina del Istmo y occidente de la Sierra de Chiapas, los espesores del Eoceno varían desde 1200 hasta 2800 m; mientras que en la región de Chiapas y Tabasco éste mismo varía de 300 a 1000 m.

Oligoceno

Las rocas del Oligoceno están constituidas por lutitas y lutitas arenosas con intercalaciones de tobas y bentonitas, que constituyen en general a la denominada Formación

La Laja (Tabla 1). Presenta abundantes foraminíferos bentónicos tales como *Trochamminoides sp.*, *Haplohragmoides sp.*, *Bathysiphon sp.*, *Pleurostomella alternans* Schwager, *Chilostomella colina* Schwager, *Vulvulina pennatula* Bastsch y muchas más. Su ambiente de depósito es batial inferior. Los foraminíferos planctónicos son también abundantes, estando presentes las especies que caracterizan a las Biozonas desde *Cassigerinella chipolensis-Pseudohastigerina micra*, hasta la *Globigerina ciperoensis*.

Hacia la parte sur de la Cuenca Salina del Istmo y occidente de la Sierra de Chiapas, se ha descrito la presencia de una unidad constituida por una secuencia conglomerática, arenarcillosa. Los conglomerados son similares en composición a los de la Formación Conglomerados Uzpanapa del Eoceno. En las lutitas intercaladas se han encontrado foraminíferos planctónicos de las biozonas que caracterizan al Oligoceno.

En la Sierra de Chiapas, Frost y Langenheim (1974), reportan varias unidades litoestratigráficas carbonatadas con intercalaciones arcillo-arenosas ricas en macroforaminíferos como *Lepidocyclina (Eulepidina) undosa* Cushman, *Nummulites panamensis* Cushman y otros, así como algas coralinas, corales, gasterópodos y pelecípodos, que indican ambientes de depósito de mares someros.

Los sedimentos del Paleoceno al Oligoceno, son el producto de la erosión y retrabajamiento de las rocas del macizo y de la Sierra de Chiapas durante el evento tectónico del Cenozoico Temprano.

Mioceno

En este tiempo ocurrió una importante fase de plegamiento y cabalgaduras en la región del área de estudio, provocando que esta estructuración influenciara notablemente en la distribución de las facies sedimentarias (Ricoy en Cabrera y Lugo, 1984). Los sedimentos fueron depositados en forma de flujos de detritos y turbiditas las cuales fluyeron de sur a norte, a través de los sinclinales y las cuencas de evacuación de sal (Fig. 3.5).

Las rocas de esta edad han sido extensivamente reportadas en el subsuelo y consisten de una secuencia alternante de lutitas fosilíferas y areniscas, depositadas en ambientes batiales, distinguiéndose para el Mioceno Temprano en la porción occidental de las Cuencas del Sureste, a la parte superior de la Formación La Laja, rica en foraminíferos bentónicos arenáceos y

calcáreos de aguas profundas (Tabla-1). La parte superior de esta formación, se data con la biozona de *Catapsydrax dissimilis* y *Catapsydrax 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.

La unidad bioestratigráfica denominada Depósito, que caracteriza gran parte de la región central y oriental de las Cuencas del Sureste, se identifica en el subsuelo, con la extinción de *Anomalinoidea cicatricosa* (Schwager) y abundancia de *Gyroidinoidea broeckhiana* (Karrer). Los foraminíferos planctónicos son abundantes e incluyen las especies características de las Biozonas de *Globigerinatella insueta* y de *Globorotalia fohsi fohsi*. Los sedimentos asociados consisten de lutitas y areniscas alternantes, depositados en un ambiente batial durante el Mioceno Temprano hasta la parte inferior del Mioceno Medio.

Durante la parte alta 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 esta muy bien reconocida en el subsuelo por la extinción de *Siphovigerina auberiana* (d'Orbigny) y la abundancia de *Planulina filisolaensis* (Nuttall), *Uvigerina peregrina* (Cushman), *Sigmoilopsis schlumbergeri* (Silvestri) y muchos más. Los foraminíferos planctónicos son también muy abundantes e incluyen las especies características de las Biozonas de *Globorotalia fohsi lobata*, de *Globorotalia robusta* hasta la de *Globorotalia acostaensis*. Esta unidad representa un ambiente de depósito de batial medio a superior.

Estas dos últimas formaciones son las más productoras de hidrocarburos de los campos terciarios del sureste mexicano.

Plio-Pleistoceno

Es en esta época cuando se tiene el mayor aporte de sedimentos y una rápida progradación hacia el norte del borde de la plataforma, debido probablemente al levantamiento del Macizo de Chiapas producto de la liberación del Bloque de Chortis. Es también en este tiempo cuando se tiene la mayor fase de compresión, la cual provocó un crecimiento aun mayor de las estructuras de la región.

Lo anterior provocó que los cuerpos salinos se movilaran hacia las parte más someras y se desarrollaron grandes cuencas de evacuación de sal (La Central).

El Plioceno Temprano y Medio esta representado por las unidades bioestratigráficas denominadas Concepción Inferior, Concepción Superior y Filisola (Aker, 1984) (Tabla-1). La unidad concepción Inferior se conoce en el subsuelo con la extinción de *Marginulinopsis marginulinoides* (Goes), *Marginulinopsis messinae* (Souaya) y *Amphicoryna hirsuta* (D'Orbigny). Su ambiente de depósito es nerítico externo a medio.

La unidad Concepción Superior es reconocida en el subsuelo de las Cuencas del Sureste con la extinción de *Astacolus vaughani* (Cushman) y se interpreta como depositada en un ambiente nerítico medio. Los foraminíferos planctónicos presentes incluyen *Globorotalia margaritae* (Bolli y Bermúdez), *Globigerinoides conglobatus* (Brandy), *Globorotalia crassaformis* (Galloway y Wissler) y muchos más.

Descansando sobre los sedimentos arcillo-arenosos de la Unidad Concepción Superior, se ha reconocido una columna sedimentaria también arcillo-arenosa que incluye las Formaciones Filisola, Paraje Solo, Agueguesquite 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 *et al.*, Pérez Matus, etc.). La facies de planicies deltaicas corresponden a la Formación Paraje Solo, mientras que las del frente deltaico se asocian a la Formación Filisola.

En el transcurso del Plioceno Tardío- Pleistoceno el bloque Chortis fue desplazado de la margen sur de Chiapas y la liberación de este peso provocó un rebote isostático, vasto aporte de sedimentos que cubrieron las áreas plegadas de la región depositándose en la cima de los canopies de sal y la rápida progradación del margen de la plataforma hacia el norte en el actual Golfo de México. Durante este tiempo se desarrollaron las grandes cuencas de evacuación de sal (Fig. 3.5). Esta secuencia esta relacionada con depósitos deltaicos asociados con las corrientes de los actuales ríos Coatzacoalcos, Uzpanapa, Grijalva, etc.

Los pozos que se localizan en el área solamente han perforado sedimentos que se depositaron hasta una edad máxima de 3.8 m. a. (Plioceno Inferior), según los estudios recientes hechos por paleontólogos de Pemex. Como se mencionó en el capítulo II, no se tiene un buen control en

la edad de las rocas perforadas por los pozos más profundos, debido a la falta de muestras y escasez de foraminíferos planctónicos en las mismas.

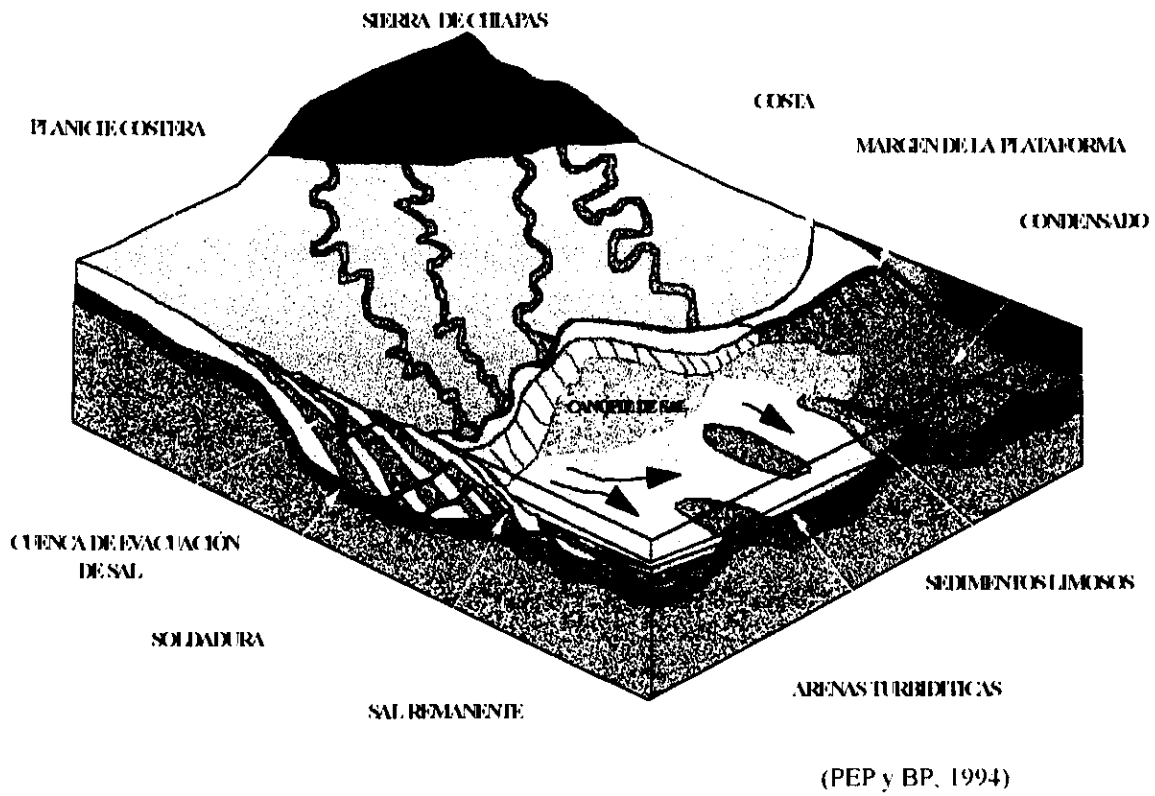


Fig. 3.5.- Bloque diagramático de la paleogeografía del Plioceno Tardío (3.0 m. a.)

IV.- INTERPRETACIÓN

La interpretación sismoestratigráfica permite definir los conjuntos sedimentarios en términos de la estratigrafía de secuencias. A partir del análisis de las secciones sísmicas es posible definir una serie de superficies físicas de depósito, así como su extensión y los patrones de terminación de los estratos contra dichas superficies.

Las secuencias sísmicas constituyen conjuntos depositacionales identificados en las secciones sísmicas caracterizados por patrones de reflexión interna, las cuales se presentan limitadas tanto en la cima como en la base por discordancias.

Las secuencias definidas sísmicamente tienen todas las propiedades de las secuencias depositacionales, sujetas a la condición de que estas propiedades pueden ser reconocidas e interpretadas a partir de datos sísmicos de reflexión. Dado que las superficies y las geometrías internas y externas de las secuencias, tienen un significado geológico con la dinámica sedimentaria, éstas son el resultado de las variaciones en el espacio disponible al momento de depositarse, reflejando las fluctuaciones eustáticas del nivel del mar.

La sismoestratigrafía se basa en que las reflexiones sísmicas siguen el grosor de las capas, y como tal, éstas pueden ser consideradas líneas de tiempo que representan superficies en tres dimensiones. También intenta determinar las relaciones litológicas y estratigráficas en el subsuelo, derivadas de las características de las reflexiones, producto de los contrastes de la impedancia acústica.

La interpretación sismoestratigráfica llevada a cabo en esta tesis, se realizó en 15 secciones sísmicas 2D registradas en el período 1989-1990 y reprocesadas en 1997 con fines estratigráficos. De éstas, 8 presentan una dirección NE - SW y 7 una dirección NW - SE. Dichas líneas forman una malla con espaciamiento entre ellas de 500 m. a 1200 m, las cuales hacen que el trabajo de adquisición sea considerado como de semidetalle.

En forma general, la información sísmica que contienen las secciones reprocesadas, se considera de calidad buena a regular. En la porción S-SE del área de estudio, las líneas sísmicas presentan una relación señal/ruido pobre, teniendo como consecuencia incertidumbre

en la interpretación, mientras que en la posición N-NW dicha relación es mejor, existiendo por lo tanto, un mayor grado de confiabilidad en las interpretaciones.

Los parámetros de adquisición y la secuencia de proceso de los datos sísmicos que se interpretaron son los siguientes:

Parámetros de campo:

Sismógrafo: DFS-V
Longitud de registro: 7 seg.
Profundidad media: 15 m.
Patrón de pozos: 1 por P.T.
Filtros de grabación: 8 - 124 Hz.
Tipo de detectores: Geo-space
Num. de canales: 48
Interv. de muestreo: 2 mseg.
Dist./Puntos de Tiro: 60 m.
Dist./Estaciones: 30 m.
Carga media: 1.135 Kg.
Energía: Dinamita
Detectores por traza: 12
Apilamiento: 1200%.

Secuencia de proceso:

- 1.- Demultiplexado a 2 mseg.
- 2.- Arreglo geométrico.
- 3.- Editado de trazas.
- 4.- Corrección por divergencia esférica.
- 5.- Deconvolución impulsiva consistente con la superficie.
 Long. del operador: 120 mseg.
- 6.- Aplicación de estáticas por elevación.
 Nivel de referencia: 0.0 m.s.n.m.
 Velocidad de corrección: 1600 m/seg.
- 7.- Análisis de velocidades.
- 8.- Corrección dinámica.
- 9.- Supresión de primeros arribos.
- 10.- Aplicación de estáticas residuales.
- 11.- Análisis de velocidades.
- 12.- Aplicación de estáticas residuales.
- 13.- Apilamiento: 1200%.
- 14.- Migración (en tiempo).
- 15.- Filtros variables con el tiempo:

Tiempo (seg.)	Paso de banda.
0.0 - 2.0	8/16 - 42\52 Hz.
1.8 - 4.0	7/14 - 32\42 Hz.
3.8 - 7.0	6/12 - 24\32 Hz.

De la secuencia de proceso anterior, quizás el tipo de deconvolución impulsiva haya modificado la amplitud verdadera de la señal, fuera de esto, se considera que es correcta para los objetivos estratigráficos que se persiguen en esta tesis. Cabe mencionar que los filtros finales que aparecen aquí, solamente fueron aplicados para el graficado final de la sección.

Es conveniente mencionar también que debido a la extensión de algunos cuerpos sedimentarios, y al no poder ver el cierre estructural o estratigráfico con las líneas objeto de este estudio, fue necesario interpretar (en ocasiones) otras líneas sísmicas que se encuentran al NE del campo La Central, para así poder proponer localizaciones con posibilidades petrolíferas.

La interpretación de dichas secciones se realizó en una estación de trabajo con paquetería y *software* de *LandMark*.

4.1.- METODOLOGÍA

La configuración geométrica de las superficies de los estratos, se puede usar como una indicación cualitativa de la cantidad de energía depositacional que estuvo presente cuando se depositaron los sedimentos que conforman los diferentes estratos. A una escala de estructuras sedimentarias tales como las observadas en los afloramientos y núcleos, los tipos de superficies de los estratos que se observan pueden ir cambiando de laminaciones, a *ripples*, a laminaciones de corriente, a erosión, etc., a medida que la energía de depósito se incrementa.

Existe una relación cualitativa similar entre la configuración geométrica de la superficie de los estratos dentro de una secuencia sísmica y la cantidad de energía depositacional que estuvo presente cuando la secuencia se depositó, puesto que la geometría de la reflexión interna de una secuencia cambia de paralela (*or sheet drape*), a sigmoide progradacional, a oblicuo progradacional, a medida que la energía depositacional se incrementa. Este fuerte paralelismo entre la interpretación de la energía depositacional esta representada por superficies de estratos a pequeña escala (núcleos) y a gran escala (secuencia sísmica).

La metodología utilizada en la interpretación sismoestratigráfica que se llevó a cabo en esta tesis se resume en los siguientes cinco puntos:

1.- El análisis de varias líneas sísmicas regionales permitieron identificar la evolución del marco estructural y estratigráfico regional, reconociendo cada uno de los ambientes de depósito. Algunos de estos ambientes fueron comprobados con datos paleontológicos. Lo anterior permitió ubicar el área la Central dentro de una fosa o *graben*, la cual esta limitada por tres grandes fallas.

2.- Utilizando el carácter sísmico de la señal y las terminaciones de las reflexiones (*onlap*, *downlap*, *toplap* o truncaciones), se identificaron y correlacionaron los límites de secuencias sismoestratigráficas, tipo de energía y sedimentos asociados al momento de depositarse.

3.- La integración de la información de los registros eléctricos a las secciones sísmicas, permitió identificar y correlacionar los cuerpos arenosos con posibilidades de contener hidrocarburos, así como las arenas productoras del campo.

4.- Los atributos sísmicos tales como la frecuencia instantánea, fase instantánea e intensidad de reflexión, fueron de gran ayuda para identificar fallas, acñamientos, discordancias, extensión de áreas productoras, etc.

5.- La realización de mapas estructurales en profundidad y de isopacas de cada una de las secuencias sismoestratigráficas y de las arenas productoras, permitió conocer la extensión, espesores, dirección de aporte de los sedimentos y áreas de oportunidad petrolera. Cada secuencia sísmica representa una secuencia depositacional con su distribución particular, geometría de los estratos, patrones de espesores y su historia geológica.

4.2.- ANÁLISIS DE SECUENCIAS SÍSMICAS.

El análisis de las facies sísmicas consiste en analizar la configuración de las reflexiones y otros parámetros sísmicos dentro de las secuencias sísmicas. Estos parámetros, incluyendo la configuración de las reflexiones, amplitud, continuidad, frecuencia y velocidad de intervalo, son interpretados para expresar cierto grosor litológico, estratificación y características

depositacionales de los sedimentos, generados por los cambios relativos del nivel del mar (Vail, P. R., 1977).

La configuración de las reflexiones generalmente se interpretan en términos del marco ambiental, procesos depositacionales y estimación de la litología de los estratos concernientes. Aunque no hay una relación única entre los tipos de configuración de las reflexiones y litologías específicas, la integración de estos elementos de reflexión sísmica con todos los datos disponibles, permiten una predicción razonable del ambiente de depósito y la litología.

Con base en lo anterior y con la ayuda de los registros eléctricos, se identificaron y correlacionaron 8 límites de secuencias principales que en edad varían de 12.5 m.a. al presente, según los datos paleontológicos de los pozos que se encuentran dentro del área de estudio, y las correlaciones hechas desde otros campos. En las secciones sísmicas, éstas se encuentran dentro de los primeros 3.5 seg. de tiempo de reflejo aproximadamente.

El primer límite de secuencia que se identificó y correlacionó corresponde a la base del paquete sedimentario que se interpretó, éste es una discordancia regional y corresponde, en algunos casos a la posible cima de la sal. Dicha discordancia no fue alcanzada por ningún pozo en el área de estudio, pero según las correlaciones hechas desde otros campos (Cuichapa, Lacamango, etc.), ésta corresponde al límite de secuencia 12.5 m.a. (LS-12.5) (Figs. 4.2 y 4.5).

Se puede apreciar en algunas secciones sísmicas con orientación NW-SE, que la discordancia se encuentra limitada al sur y al norte por dos fallas regionales, La Central y Ogarrío respectivamente. Estas fallas son las que limitan el *Graben* La Central y presentan un salto de 1200 m. aproximadamente entre el bloque alto y el bajo; lo anterior fue comprobado con datos paleontológicos de los pozos La Central-4 y Venado-1). Como se mencionó en el Capítulo III, estas fallas se considera que son sinsedimentarias ocasionadas por el gran aporte de sedimentos que existió en el área, provocando la expulsión de sal hacia partes más someras. La distribución de las facies sedimentarias estuvo controlada por subsidencia, fallamiento y diapirismo salino de la zona, dando como resultado que los depósitos sedimentarios tuvieran cambios de facies laterales y verticales con espesores variables.

Se puede observar en las secciones sísmicas, que la discordancia es el límite de dos eventos tectónicos muy importantes ocurridos en el área, uno compresivo y el otro de

distensión. Los estratos que se encuentran inmediatamente por debajo de la discordancia presentan un alto plegamiento, indicándonos los esfuerzos compresivos a los que estuvo sometido gran parte del sureste mexicano debido al levantamiento de la Sierra de Chiapas, durante el Mioceno (Capítulo III). El paquete sedimentario ubicado arriba de la discordancia es de carácter distensivo, presentando un fallamiento de tipo normal (fallas regionales y contrarregionales), el cual se puede apreciar claramente en la parte sur de las secciones con rumbo NW-SE.

La configuración estructural de este límite de secuencia se presenta en la figura 4.1, en la cual se observa un sinclinal cuyo eje principal tiene una dirección NE-SW (tonos violeta).

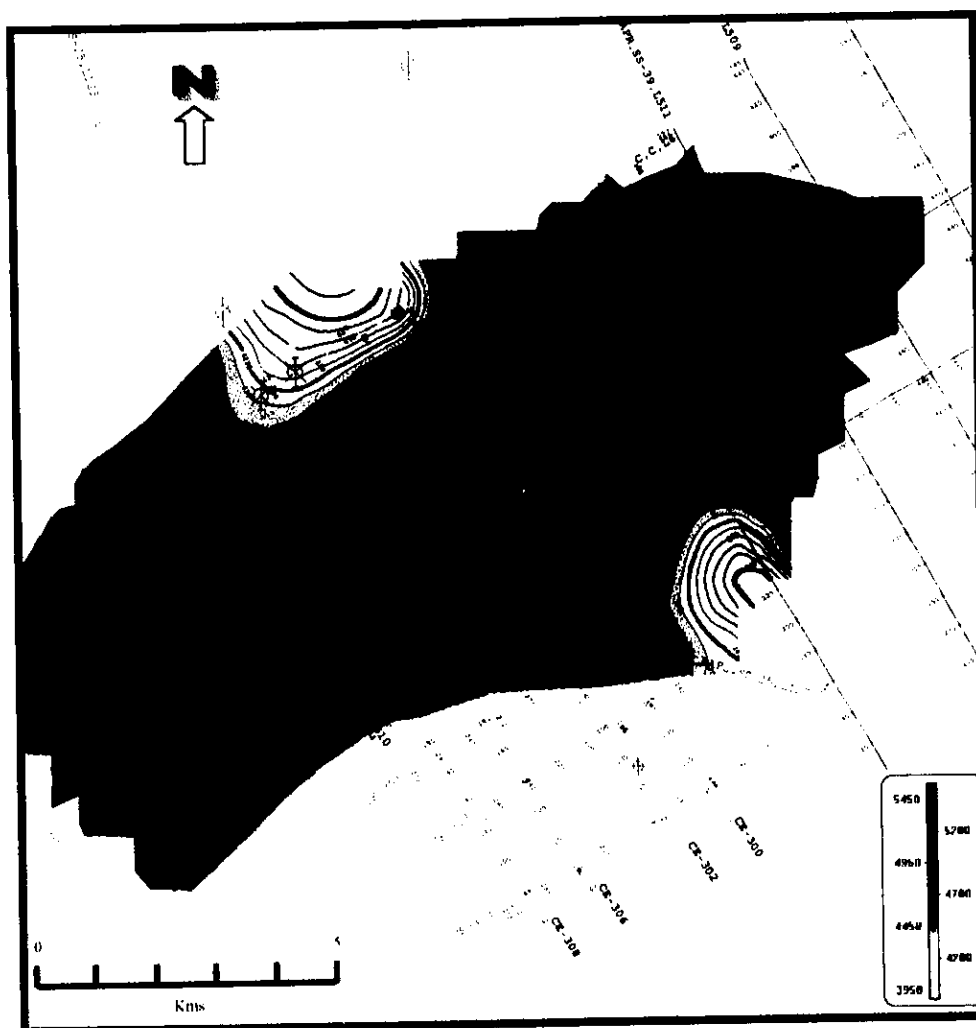


Fig. 4.1.- Configuración del mapa estructural del LS-12.5 (Intervalo cada 50 m.) en el cual se observa un sinclinal, que posiblemente controló la distribución de los sedimentos de las secuencias inferiores, así como las dos fallas regionales del área.

Este rasgo paleogeográfico se va elevando hacia el NW y SE (tonos amarillos), contra el cual se acuñan las secuencias sedimentarias mas inferiores de dicho paquete. Este relieve paleogeográfico pone de manifiesto la tectónica salina que existió en el área de estudio, la cual controló la distribución local de los sedimentos.

La columna sedimentaria que se encuentra arriba del LS-12.5, sobre las líneas sísmicas, fue dividida en 6 secuencias sismoestratigráficas principales, en base a las terminaciones de los reflectores y al carácter de la señal.

A continuación se presenta la descripción general de cada una de ellas, así como su correspondiente significado geológico.

4.2.1.- Secuencia I

Esta secuencia corresponde a la tectonosecuencia 12.5-5.5 m.a., y se encuentra inmediatamente arriba del LS-12.5 caracterizándose por contener cuerpos sedimentarios bien definidos, los cuales presentan una configuración externa de abanico.

Durante la etapa de deformación, los sinclinales formaron depresiones batimétricas las cuales actuaron como el conducto para el transporte de los sedimentos, así como fosas para el depósito de los mismos. Contemporáneamente al crecimiento de las estructuras, estos sinclinales se rellenaron progresivamente con arenas y lutitas turbidíticas (PEP y BP, 1994). La distribución de las facies sedimentarias estuvo controlada por subsidencia, fallamiento y diapirismo salino de la zona, dando como resultado que los depósitos sedimentarios tuvieran cambios de facies laterales y verticales con espesores variables.

Se identificaron y correlacionaron dos abanicos turbidíticos que fueron depositados en estos sinclinales y que actualmente se encuentran plegados. Se caracterizan por presentar reflectores sísmicos de buena continuidad, los cuales convergen en *onlap* sobre la superficie de 12.5 m.a. (ver figs. 4.2 y 4.5). Estos cuerpos sedimentarios son interpretados como turbiditas del talud y asociadas a un *lowstand systems tract*. Los datos paleontológicos indican que su depósito ocurrió en una batimetría batial superior. El contenido neto de arenas dentro de esta

tectonosecuencia es variable, pero alcanza hasta un 80% en muchas áreas de las Cuencas Terciarias del Sureste (PEP y BP, 1994)

La edad del límite superior de estos abanicos submarinos no se ha podido determinar paleontológicamente, pero según las correlaciones sísmicas hechas desde otros campos, ésta corresponde al LS-5.5 m.a.

4.2.1.a.- Abanico turbidítico 1

Este cuerpo se localiza en la parte centro-oriente del Campo La Central y su mejor expresión se tiene en la L-300 entre los P.T's 160 y 370 a un tiempo de reflejo de 3.1 seg. aproximadamente (fig. 4.2), en la cual se observa que se encuentra ligeramente plegado con buzamiento hacia el NW. Esta línea sísmica tiene una orientación tal que permite ver en forma perpendicular el cuerpo turbidítico, visualizando claramente su forma externa e interna así como el carácter sísmico de la señal. Al momento de correlacionarlo se observó que la extensión y distribución del mismo es hacia el NE del campo (ver fig. 4.3), esto ocasionó que se interpretaran 8 líneas sísmicas más que se encuentran fuera del área de estudio, con el objeto de poder delimitar su extensión y así ver el cierre estructural.

El abanico submarino se caracteriza por presentar dos tipos de facies sísmicas principalmente, una en la parte central (P.T. 270 de la L-300) donde se observa que la señal presenta un carácter de tipo *hummocky* de baja amplitud y frecuencia, mientras que en los lados, los reflectores son paralelos de alta amplitud y frecuencia con buena continuidad (fig. 4.2). Las facies *hummocky*, en este caso, se interpretan como el canal principal y depósitos de alta energía, mientras que los reflectores paralelos son considerados los *leaves* del canal y sedimentos de sobre banco (*overbank*), los cuales terminan en forma de *onlap* sobre la discordancia. Según la literatura que existe respecto a este tipo de cuerpos, la parte donde se tiene el mayor contenido de arenas es el canal, a partir del cual las facies granulométricas se van haciendo más finas hacia la periferia, esto es, facies cercanas, intermedias y distales.

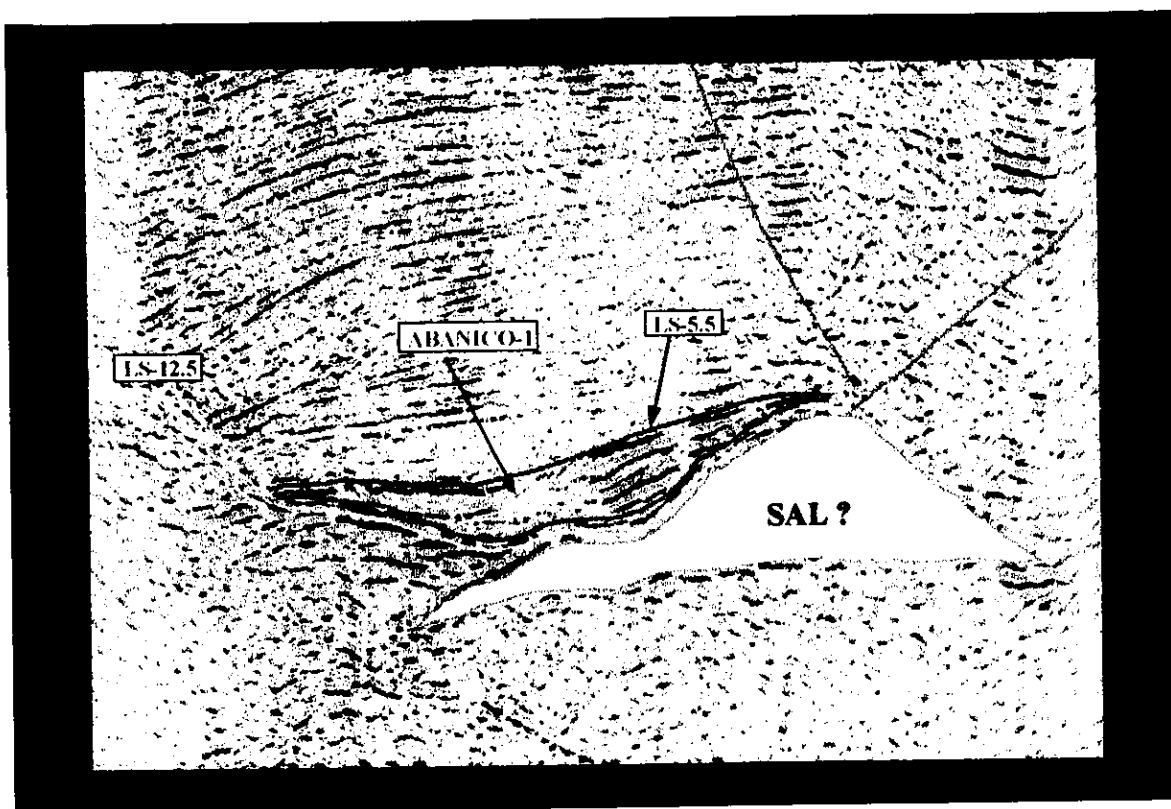


Fig. 4.2.- Línea 300 mostrando el abanico-1 con sus respectivos límites de secuencia. La línea de color rojo corresponde al LS-12.5 y marca el límite de los dos eventos tectónicos. Nótese las facies sísmicas de canal y de *overbank* del abanico, así como las terminaciones *onlap* sobre el LS-12.5.

En la figura 4.3 se presenta el mapa de isopacas del primer abanico turbidítico, en la cual se observa claramente la extensión y espesor del mismo. La configuración presenta una forma concéntrica, indicándonos que los mayores espesores se encuentran al centro del cuerpo sedimentario (color magenta) alcanzando un máximo de 390 m. Con base en esta configuración podemos decir que la dirección de aporte de los sedimentos al momento de depositarse es de SW a NE.

Las dimensiones que presenta este abanico son 7 Kms. de ancho por 13 Kms. de largo comprendiendo un área de 60 Kms² aproximadamente. Al momento de correlacionarlo se observó que la extensión y distribución del mismo es hacia el NE del área de estudio (Fig. 4.3).



Fig. 4.3.- Mapa de isopacas del abanico turbidítico-1 (Intervalo cada 25 m.) donde se observa claramente la extensión y espesor del mismo. La dirección de aporte de los sedimentos se infiere que es de SW a NE.

También se correlacionó y configuró la cima del abanico-1. En la figura 4.4 se muestra el mapa estructural del mismo en el que se observa una nariz estructural con

buzamiento hacia el NW, ubicando la parte mas alta en el P.T. 225 del la L-513 aproximadamente.

Al sobreponer el mapa estructural al de isopacas podemos observar que la mejor posición para una localización exploratoria se encuentra aproximadamente en el P.T. 290 de la misma línea a una profundidad de 4150 m., el cual es un punto con excelente posición estructural y que tocaría las facies intermedias del abanico submarino atravesando 200 m. de espesor aproximadamente.

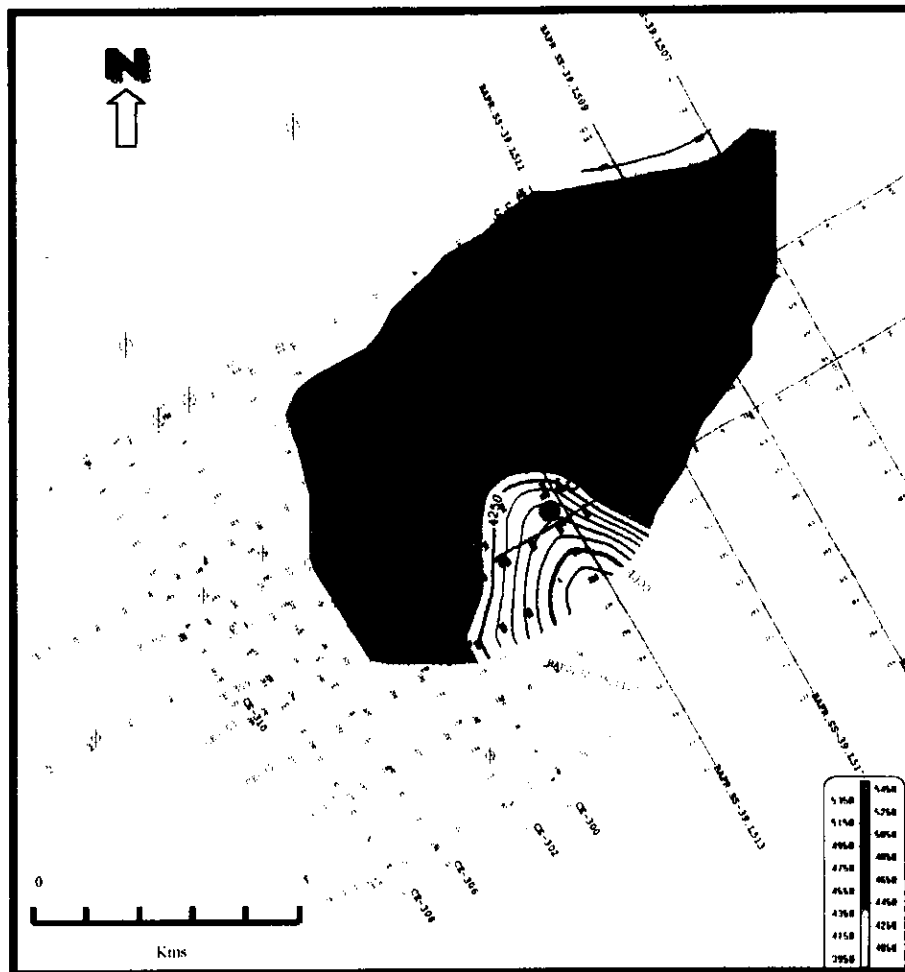


Fig. 4.4.- Mapa estructural del abanico-1 (intervalo cada 50 m.). Se trata de una nariz estructural con buzamiento hacia el NW, en donde la mejor posición para una localización se encuentra en el PT. 290 de la L-513.

4.2.1.b.- Abanico turbidítico 2

Al NW del área de estudio se observa parte de un abanico turbidítico, que según las líneas sísmicas y sus respectivas configuraciones éste se extiende hacia el Campo Ogarrio ubicado al noroeste del Campo La Central a aproximadamente 7 km. de distancia, y sobre el cual se adquirió en 1998 un estudio sísmico tridimensional. La sección tipo donde se aprecia mejor el abanico es la L-307, el cual se encuentra a 3.0 seg. de tiempo de reflejo entre los P.T's 190 y 350 (Fig. 4.5).

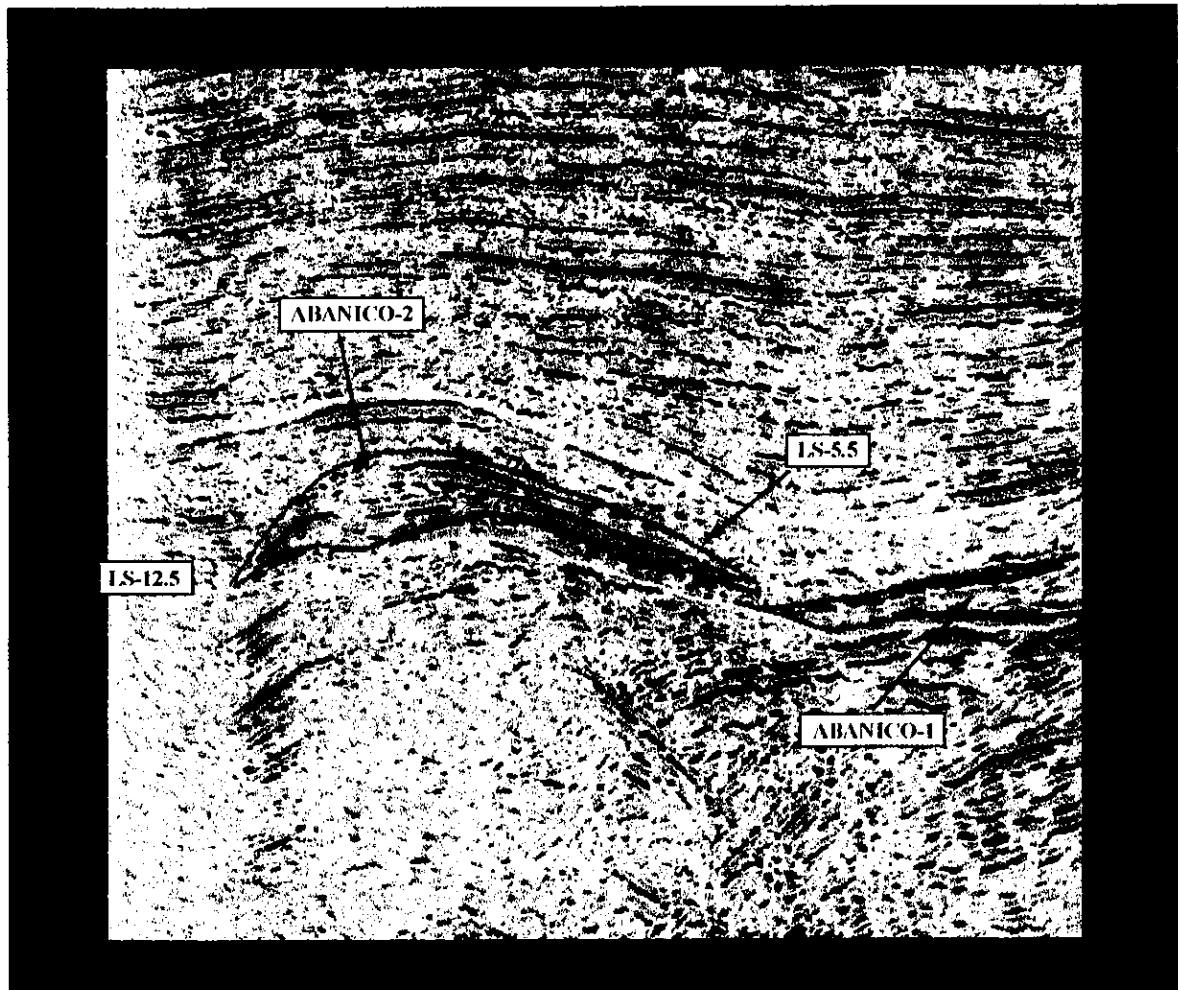


Fig. 4.5.- Línea 307 en la que se muestra el abanico-2 que actualmente se encuentra invertido, así como parte del abanico-1. Se observa claramente el evento compresivo debajo del LS-12.5

En esta línea se observa que el abanico se encuentra estructuralmente invertido por los eventos compresivos y tectónica salina ocurridos en el área. Mas hacia el norte sobre la L-123 se observa que éste se encuentra truncado por la falla regional Ogarrío, la cual resbala sobre la posible cima de la sal (Figs. 4.6 y 4.7). Este cuerpo presenta facies similares a las del abanico-1, identificando las facies de canal (*hummocky*) entre los P.T's 290 y 320 de la L-307 a la profundidad de 3 seg. de tiempo doble, y las altas amplitudes y buena continuidad a ambos lados del mismo correspondientes a los *leaves* (Fig. 4.5).

Sobre la misma línea en el P.T. 300 a un tiempo de reflejo de 2.8 seg. se observa una anomalía de amplitud sísmica, la cual puede estar asociada a un cambio litológico o a la presencia de hidrocarburos (ver fig. 4.5). Al momento de hacer la correlación sísmica, este reflector corresponde en tiempo al mismo que produjo 477 BPD en el pozo Arroyo Prieto 2D, el cual se encuentra dentro de la Formación Encanto (ver fig. 4.8).

El mapa de isopacas se presenta en la figura 4.6, indicándonos que el cuerpo sedimentario presenta una distribución hacia el Campo Ogarrío (norte), y que el aporte de los sedimentos al momento de depositarse fue de sur a norte. Los colores magenta corresponden a los máximos espesores del abanico siendo hasta de 375 m. aproximadamente, y se relaciona posiblemente con el mayor contenido de arenas dentro del mismo.

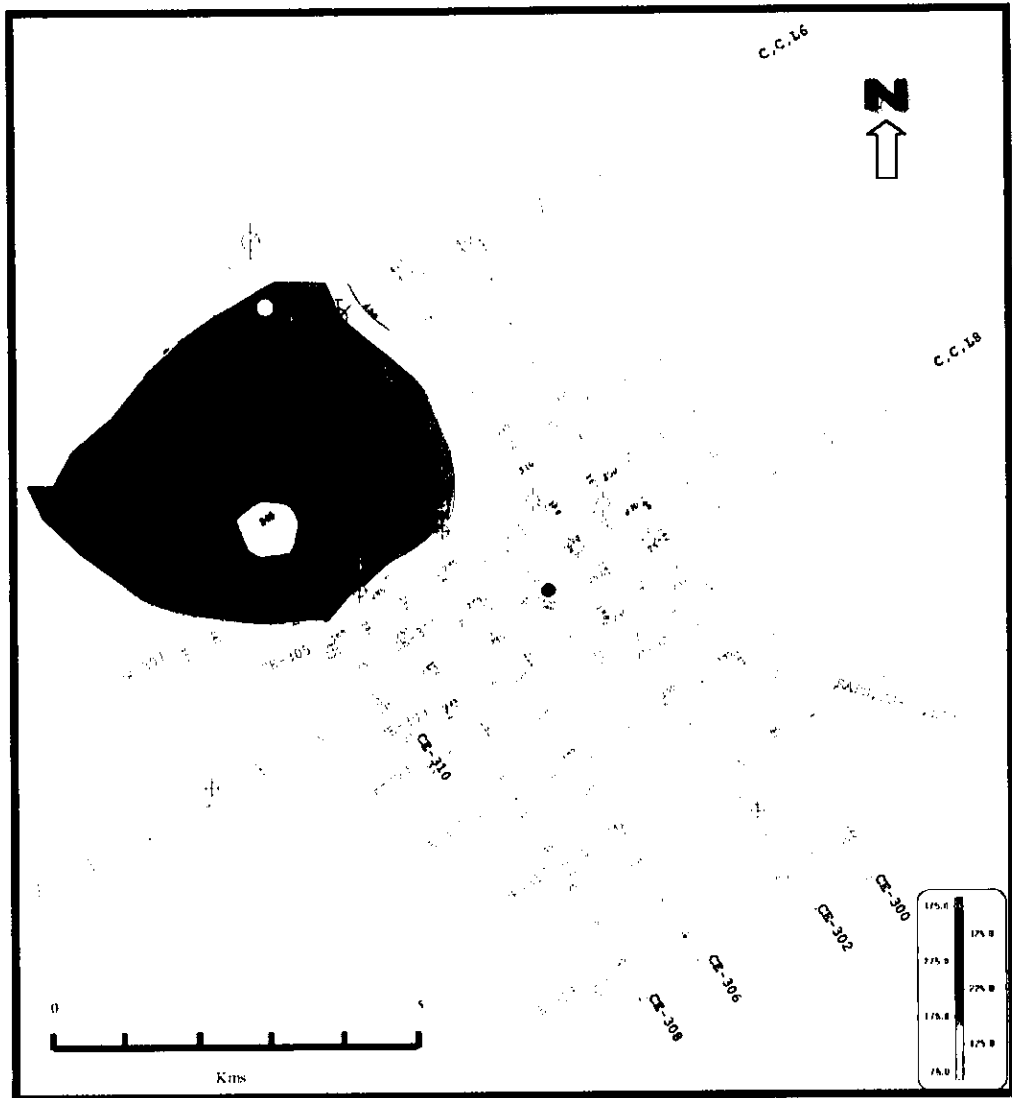


Fig. 4.6.- Mapa de isopacas del abanico-2 (Intervalo cada 25 m.). Según esta configuración Los mayores espesores se encuentran sobre la L-310 indicándonos un aporte de sedimentos de sur a norte.

La configuración estructural de la cima del abanico se presenta en la figura 4.7 en la que observamos la culminación de un eje anticlinal en el crucero formado por las líneas 6C y 123, justo donde se encuentran perforados los pozos Central-5 y Central-6. Según los antecedentes de perforación de estos dos pozos (Capítulo II), el Central-6 presentó buenas manifestaciones

De acuerdo a lo anterior y al mapa estructural de la figura 4.7, la mejor posición para alcanzar el abanico-2 sigue siendo el área que se encuentra alrededor el pozo Central-6. Se propone una nueva perforación en el PT 80 de la L-123 hasta una profundidad de 4300 m., ya que la reintervención de alguno de los dos pozos no es posible porque ambos tienen “pescados” y podría ser muy riesgoso perder el pozo.

El pozo Central-4 alcanzó a perforar una parte de este cuerpo sedimentario resultando improductivo, probablemente porque quedó ubicado en las facies distales del mismo, según el registro eléctrico, y en una posición estructural más baja con respecto al Central-6.

Considero que estos cuerpos turbidíticos pueden contener varios yacimientos de hidrocarburos debido a la alternancia de lutitas y areniscas que los constituyen. El entrapamiento en el primer abanico es del tipo combinado (estructural-estratigráfico), mientras que el segundo es estructural. Además, con base en el ambiente de depósito de los sedimentos, es de esperarse que existan varios yacimientos con diferentes sellos de tipo intraformacional. El tipo de hidrocarburos que se espera encontrar en estas arenas es principalmente aceite ligero y gas, según la interpretación y las analogías realizadas en este trabajo, ya que estas arenas turbidíticas son de un ambiente de depósito y edad similar a las que producen en el campo Arroyo Prieto (ver fig. 4.8).

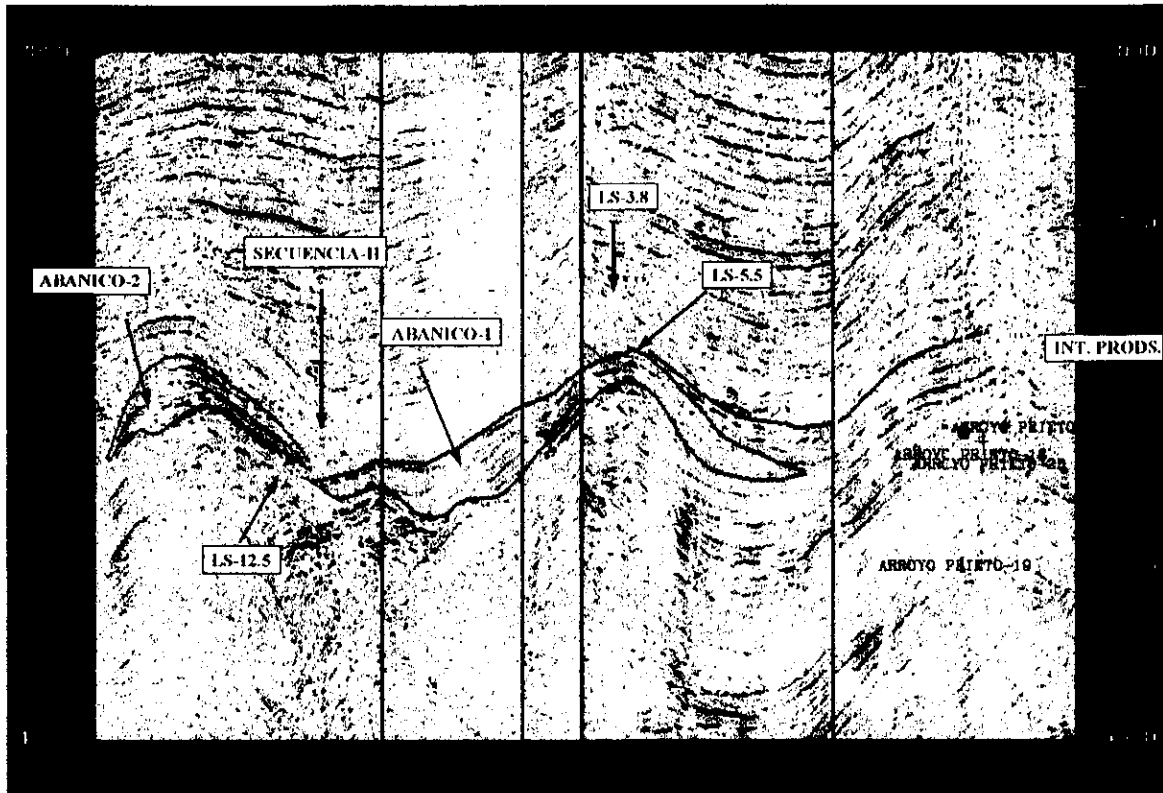


Fig. 4.8.- Sección compuesta en la que se muestra la correlación entre los abanicos y el campo Arroyo Prieto, así como los intervalos productores en éste último.

4.2.2.- Secuencia II

Esta secuencia se encuentra cubriendo la tectonosecuencia 12.5-5.5 m.a. y esta limitada por las superficies LS-5.5 y LS-3.8 (Fig. 4.8). Se caracteriza por presentar un patrón sísmico libre de reflexión con amplitudes y frecuencias bajas, y una forma externa de relleno de canal (ver figs. 4.2, 4.5 y 4.8). A medida que vamos subiendo en tiempo hacia la parte superior de la unidad sismoestratigráfica, ésta va cambiando paulatinamente a valores mayores en el contenido de frecuencias, amplitud y continuidad de los reflectores (ver fig. 4.8). Esto nos indica posiblemente, que los primeros sedimentos fueron depositados como un evento de alta energía y de composición litológica similar, y que posteriormente fue aminorando la misma

existiendo estadios entre cada uno de los depósitos, permitiendo que se depositaran sedimentos con características petrofísicas diferentes, ocasionando que la onda sísmica que viaja a través de las capas detecte las interfaces entre ellas. Con base en lo anterior podemos decir que se trata de un evento turbidítico de aguas profundas, cuya parte inferior esta compuesta principalmente de arcillas y la parte superior de rocas arenosas con alternancia de lutitas, como lo indican los registros eléctricos de los pozos que la alcanzaron a perforar (Central-6, Central-4 y Central-201). Por lo tanto, esta secuencia puede funcionar como un buen sello para los posibles yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en los abanicos turbidíticos. Según los datos paleontológicos, esta secuencia fue depositada en una batimetría de nerítico externo - batial superior.

Dentro de esta secuencia se pueden observar algunas anomalías sísmicas en las partes altas de las estructuras, como las que se encuentran inmediatamente arriba del abanico-2 las cuales pueden estar asociadas a la presencia de hidrocarburos, ya que se encuentran dentro de la misma unidad cronoestratigráfica que produce en campo Arroyo Prieto, señaladas por flechas en la figura 4.8.

La figura 4.9 corresponde al mapa de isopacas de la secuencia II, donde observamos que los mayores espesores (tonos violeta) de esta secuencia sedimentaria coinciden con la parte más profunda de la discordancia (ver fig. 4.1), adelgazándose hacia los flancos estructurales (NW y SE). La parte más potente de esta secuencia, nos indica posiblemente el cauce principal de distribución de los sedimentos que la constituyen.

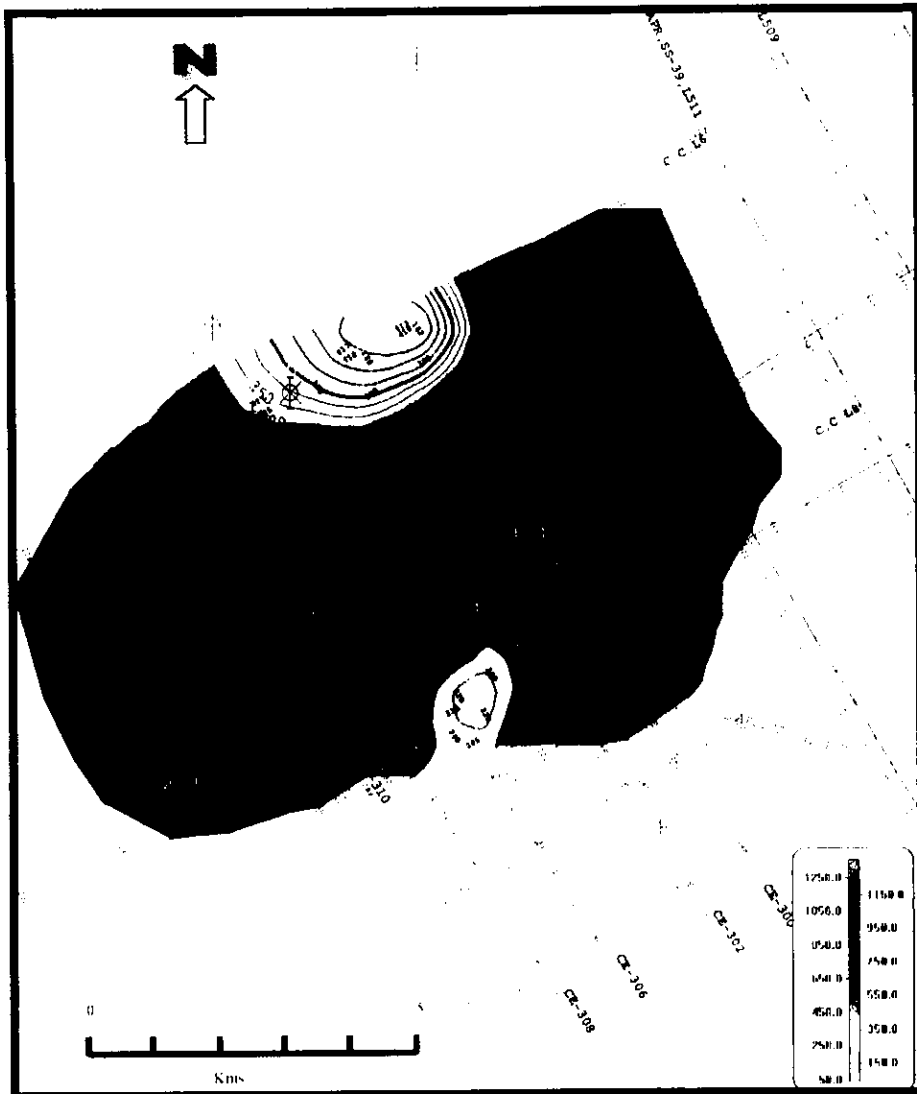


Fig. 4.9.- Mapa de isopacas de la secuencia-II (Intervalo cada 50 m.). En esta figura se muestra que los mayores espesores coinciden con la parte más profunda del mapa estructural del LS-12.5.

4.2.3.- Secuencia III

Esta secuencia se encuentra entre los límites de secuencia LS-3.8 y LS-3.0 caracterizándose por presentar un patrón de reflexiones de moderada a baja amplitud y frecuencia, configuración externa sigmoidal progradante y un carácter sísmico que varía de *hummocky*, monticular y subparalelo de mediana a baja continuidad (ver Fig. 4.10)

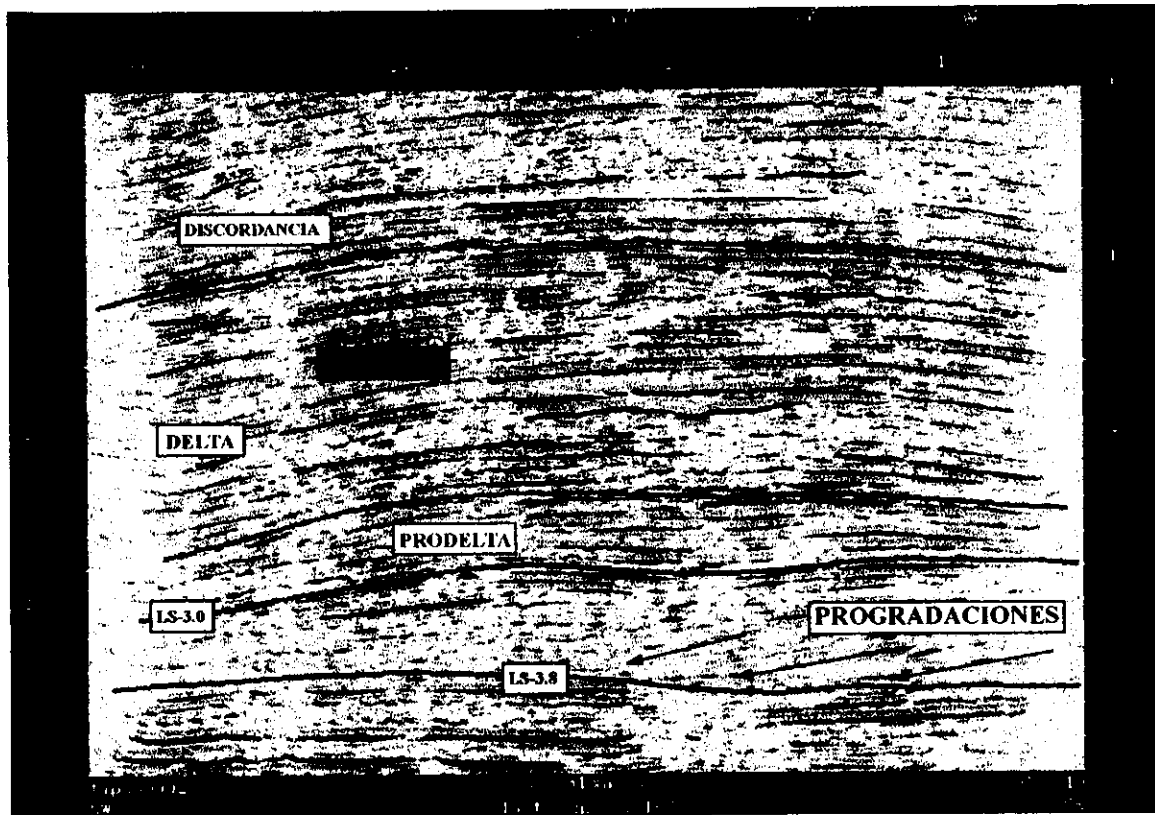


Fig. 4.10.- L-310 mostrando la secuencia-III (progradaciones) y secuencia-IV (delta), así como los límites de secuencia LS-3.0 y LS-3.8. Se puede ver claramente la variación de los canales a través del tiempo geológico.

La superficie progradante corresponde al LS-3.8 según los datos paleontológicos realizados por Biólogos de PEMEX, la cual fue datada con el fósil planctónico *Globigerina* *Nepenthes* de edad Plioceno Inferior. Este organismo se encuentra en el pozo La Central-4 a una profundidad de 4006 m.s.n.m., y batimétricamente corresponde a un ambiente sedimentario

que varía del nerítico interno al nerítico medio. Dicho pozo se encuentra proyectado aproximadamente 200 m. sobre la L-310.

Se puede apreciar fácilmente sobre las líneas que tienen una orientación NW-SE, que los estratos progradantes de esta secuencia presentan un ángulo de buzamiento hacia el norte relativamente alto (mayor a 10°) (Fig. 4.10). De acuerdo a la batimetría y al tipo de configuración externa de la misma, podemos deducir que esta secuencia depositacional corresponde a la plataforma progradante.

Las características anteriores (forma externa, carácter sísmico de la señal, ángulo que presentan las progradaciones, etc.) implican que esta unidad sismoestratigráfica fue depositada en un régimen sedimentario de relativamente alta energía, un gran aporte de sedimentos y/o una subsidencia relativamente rápida de la cuenca. Según el registro de Potencial Espontáneo (SP) de los pozos que atravesaron esta secuencia, la parte superior de la misma se caracteriza por ser altamente arenosa, sin poder observar algún posible cuerpo de arcilla lo suficientemente grueso para que sirva de sello (ver registros sobre las líneas sísmicas).

4.2.4.- Secuencia IV

El LS-3.0 es la base de un gran paquete sedimentario bastante potente (1700 m. aproximadamente) que se caracteriza por presentar cuerpos individuales de arena de más de 200 m. de espesor interestratificados con delgadas capas de arcilla, el cual fue interpretado como un sistema deltaico (Fig. 4.10).

Este cuerpo de gran espesor con basto contenido de arenas parece ser el producto de la compresión y rebote isostático del Bloque de Chortis sobre la Sierra de Chiapas (Capítulo III), provocando que los terrenos emergieran y fueran erosionados y depositados en las tierras bajas ubicadas al norte (área de estudio). El área de La Central, por las características tectónicas que presentaba en ese tiempo, actuó como una gran cazuela en la cual se captaban grandes volúmenes de sedimentos provocando que la sal que existía en el fondo fuera expulsada hacia partes más someras a través de las fallas regionales (La Central y Ogarrío). Según los datos

paleontológicos la fauna es sumamente escasa y mal preservada, observándose solamente fragmentos de conchas de moluscos. El área de estudio desde ese tiempo, se encontraba en condiciones batimétricas transicionales (salobres) siendo este tipo de marcos sedimentarios no propicio para que se depositen potentes cuerpos de arcilla. Lo anterior se comprueba con los registros eléctricos y las secciones sísmicas (ver registros en secciones sísmicas)

Este gran paquete sedimentario se dividió en tres partes principales según las facies sísmicas, prodelta, planicie deltaica y la planicie de inundación (ver Figs. 4.10 y 4.11)

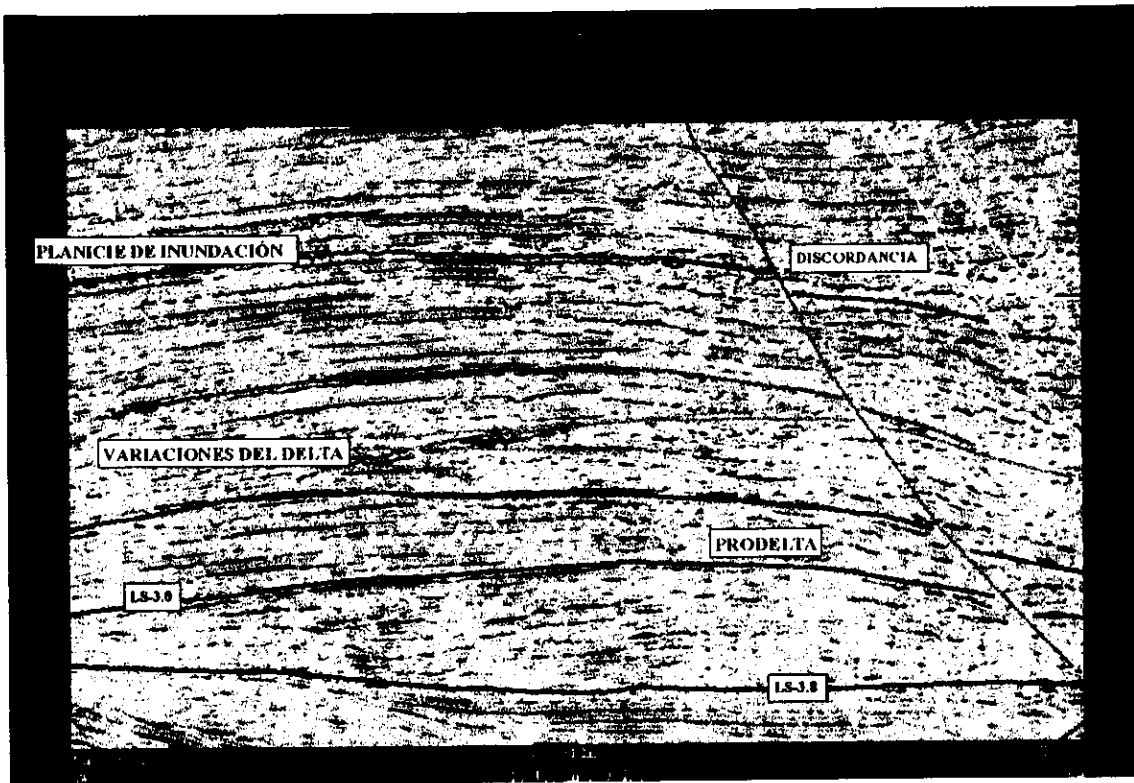


Fig. 4.11.- L-306 en la que se puede observar las principales parte del delta así como las variaciones del mismo a través del tiempo, debido a los cambios de los canales distributarios.

La unidad que se identificó como el prodelta descansa sobre la secuencia progradante (LS-3.0) y corresponde a la parte distal del delta agradante (Fig. 4.11). Según el registro SP del pozo La Central-4 ésta también es muy arenosa pero más arcillosa que la secuencia inferior, y se caracteriza por presentar horizontes de buena continuidad paralelos a subparalelos con un

contenido de amplitudes y frecuencias de moderado a alto (ver L-310). El espesor de la misma es de 400 m. aproximadamente, y batimetricamente fue depositada en un ambiente del nerítico interno según los fósiles *Lenticulina Thalmanni* y *Orbulina Universa* encontrados en las muestras de canal.

Inmediatamente arriba del prodelta se encuentra la planicie deltaica y se caracteriza por presentar una gran cantidad de canales distributarios. La sección tipo para mostrar esta segunda unidad es la L-310, la cual se encuentra entre 1.5 y 2.2 seg. de tiempo doble. Se puede ver claramente un canal distributivo bastante grande a 1.9 seg. de tiempo de reflejo entre los PT's 160 y 240 de la misma línea así como el cambio del mismo a través del tiempo (Fig 4.10). Este canal fue perforado por el pozo La Central-4 sin tener alguna manifestación de hidrocarburos debido a que no tiene un sello.

Los reflectores que conforman esta unidad se caracterizan por presentar cambios laterales y verticales en el contenido de frecuencias y amplitudes, debido a la naturaleza propia de este tipo de sistemas deposicionales en las variaciones litológicas. En la L-306 (1.7 a 2.2 seg.) se puede ver claramente como estaba variando el depocentro en el delta, reflejándose en los parámetros de la señal sísmica (Fig. 4.11).

La parte superior del delta se identificó como la planicie de inundación, la cual se caracteriza por presentar reflectores paralelos de buena continuidad con un contenido de amplitud y frecuencias altas. La parte superior de la misma se encuentra limitada por una superficie erosiva, la cual es más notoria del centro al sur del área de estudio. Esta superficie es la base de las arenas productoras en el Campo La Central, las cuales se describirán posteriormente.

Desde el punto de vista petrolero, un sistema deltaico es capaz de tener los cinco elementos de un sistema petrolero, dependiendo de las condiciones de depósito en que se haya formado, pero en este caso es muy improbable que exista un buen sello en todo el paquete sedimentario (delta) que sea capaz de detener la migración de los hidrocarburos, debido a la gran cantidad de pozos que atravesaron estos sedimentos y salieron improductivos; por lo consiguiente, considero que es muy difícil encontrar un yacimiento en esta columna sedimentaria, al menos con datos 2D.

4.2.5.-Secuencia V

Dentro de esta secuencia se encuentran las arenas productoras del Campo La Central, y se caracteriza por contener según los datos paleontológicos, abundantes fragmentos de moluscos (bivalvos, gasterópodos) y conchas de ostrácodos, los cuales se desarrollan en un ambiente de depósito transicional. Dentro de esta secuencia se identificaron tres unidades sismoestratigráficas, algunas de las arenas productoras del campo (entre 1.0 y 1.6 seg. de tiempo doble), así como un punto brillante (*bright spot*) (Figs. 4.12 y 4.14).

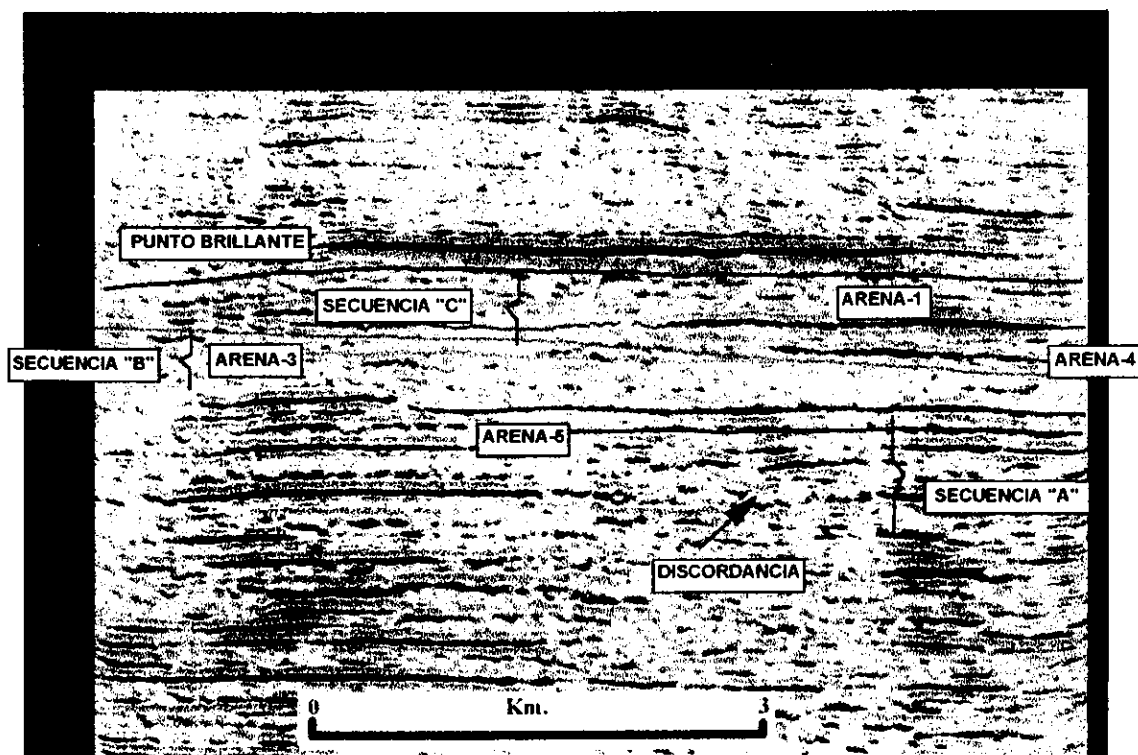


Fig. 4.12.- Línea 311 en la que se muestran la discordancia, secuencias sismoestratigráficas y arenas productoras.

Se identificó una discordancia que corresponde a la base del conjunto de las arenas productoras del campo. La configuración de la misma se presenta en la figura 4.13, en la que podemos observar que la parte estructuralmente más alta se encuentra al NW del campo, mientras que la más baja se encuentra hacia el SE

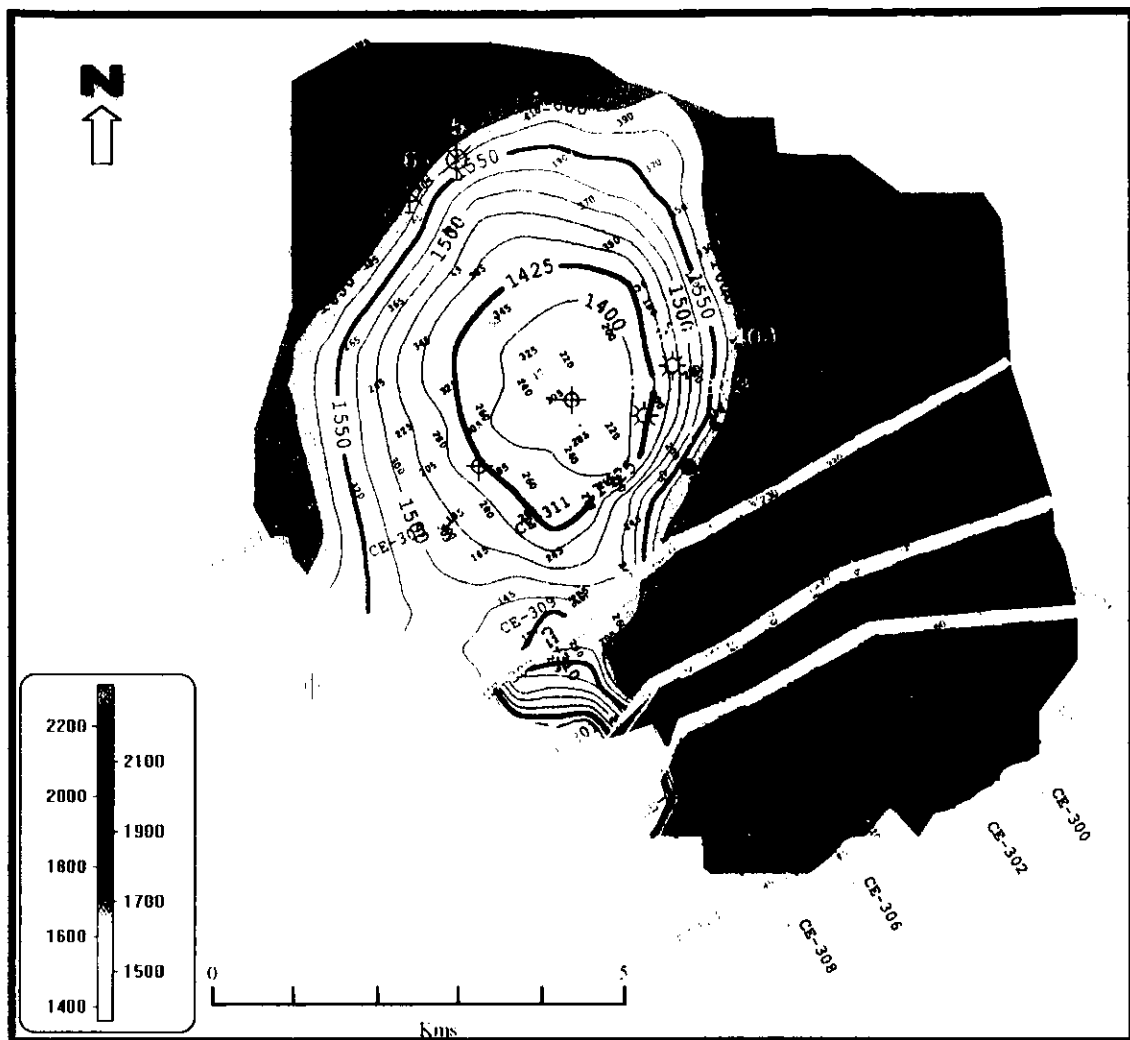


Fig. 4.13.- Configuración estructural de la discordancia (intervalo cada 25 m.). El mapa nos indica que la parte más alta esta en los tonos rojos, donde se acuñan las primeras arenas.

En el centro del área de estudio, con una tendencia NE-SW, las curvas son más densas indicándonos la parte más erosiva y contra la cual se acuñan las unidades sedimentarias depositadas posterior a la discordancia. No se conoce la edad de la misma, debido a que los organismos que nos ayudan a determinarla son muy escasos y mal preservados, posiblemente porque se trata de ambientes sedimentarios muy someros los cuales no permiten el florecimiento de los mismos. Considero que esta superficie pudo haber sido ocasionada por

los constantes cambios de los rios, producto de los levantamientos ocurridos por el diapirismo salino del área.

En la figura 4.14 se muestran las curvas SP e ILD, así como la columna geológica, del pozo La Central 404, en donde se identifican los límites de secuencia, arenas productoras y la discordancia.

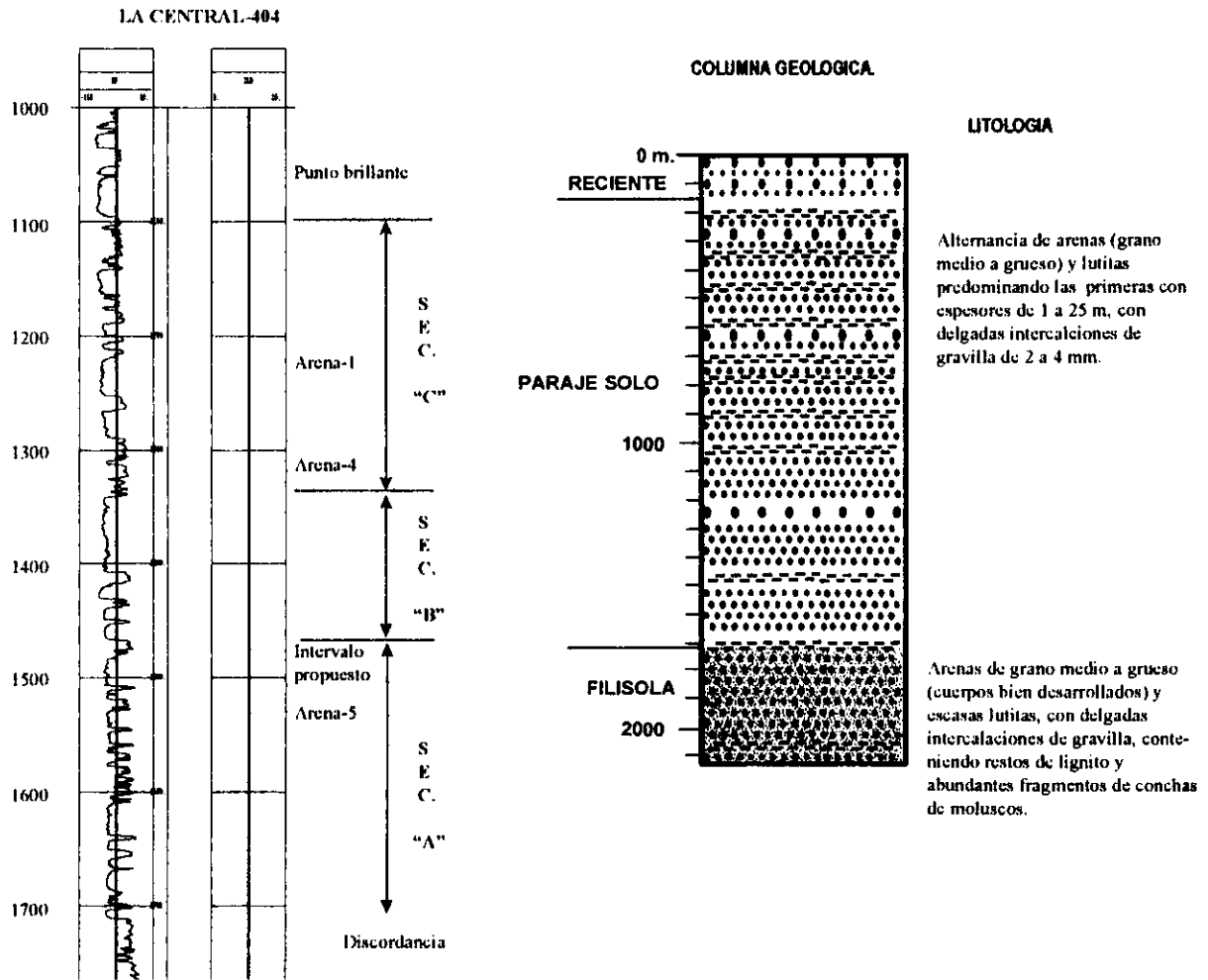


Fig. 4.14.- Registro SP, ILD y columna geológica del pozo 404.

4.2.5.a.- Secuencia "A"

Esta unidad es la más profunda de todas y la que se encuentra en contacto con la discordancia (Fig. 4.14). En el mapa de isopacas correspondiente (Fig. 4.15), se observa un

engrosamiento de la misma hacia el sur del area de estudio (colores verde y azul), coincidiendo con la parte más profunda de la discordancia, y se adelgaza hacia el NW donde se acuña

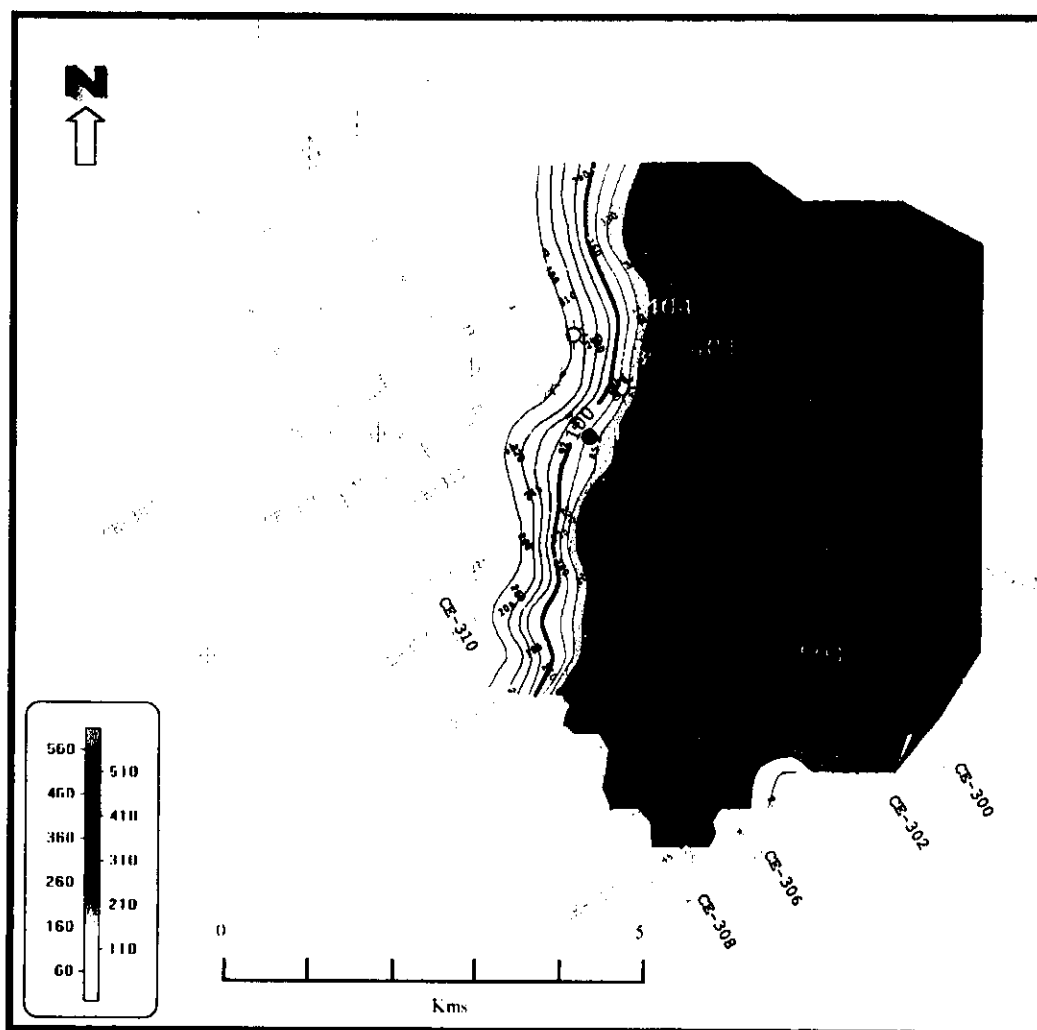


Fig. 4.15.- Mapa de isopacas de la secuencia "A" (Intervalo 20 m.), en el que se observa el límite de la misma hacia el occidente.

La parte más potente de esta secuencia nos indica que, posiblemente, el cauce principal de distribución de los sedimentos fue de SW a NE. Se puede observar claramente en el mapa el límite occidental de la misma. En el área, el espesor máximo de esta secuencia es de 370 m. aproximadamente.

En forma general, el carácter sísmico de la señal en esta primera secuencia, se caracteriza por presentar reflectores subparalelos de continuidad moderada, con amplitudes y frecuencias que varían de medianas a altas, así como una forma externa de relleno de canal. Las facies sísmicas son de tipo monticular y *hummocky*, en los primeros sedimentos depositados sobre la discordancia (en la parte más profunda de la L-311) (Fig. 4.12). Estas características de la señal, nos indican que el depósito de los sedimentos se llevó a cabo en un ambiente de alta energía, probablemente un canal distributivo. Siendo estos canales posiblemente, los responsables de la discordancia anterior.

Arena-5

Esta arena se encuentra en la parte superior de la secuencia "A" y es la más profunda de las productoras en este campo; produce aceite y se encuentra a 1525 m. de profundidad (1.35 seg. de reflejo), en el pozo La Central-404. Existe otra arena con buenas posibilidades de producir hidrocarburos (según los registros SP e ILD) localizada inmediatamente arriba de la anterior, a 1475 m de profundidad (Fig. 4.14) y que no ha sido probada.

La configuración del reflector correspondiente a ésta arena, presenta un levantamiento hacia el norte del área de estudio, acuñándose contra la discordancia (Fig.-4.16). Esto explica porqué los pozos 1, 3, 4, y 332 no producen al mismo nivel que el pozo La Central-404 (ver Fig. 4.17).

Se recomienda profundizar los pozos 333 y 401 hasta 1600 y 2100 m. respectivamente a fin de atravesar las dos arenas anteriores, además de otras que se acuñan antes de llegar al 404 e investigar las posibilidades petrolíferas en los reflectores inferiores que presentan anomalías de amplitud (ver Fig. 4.17).

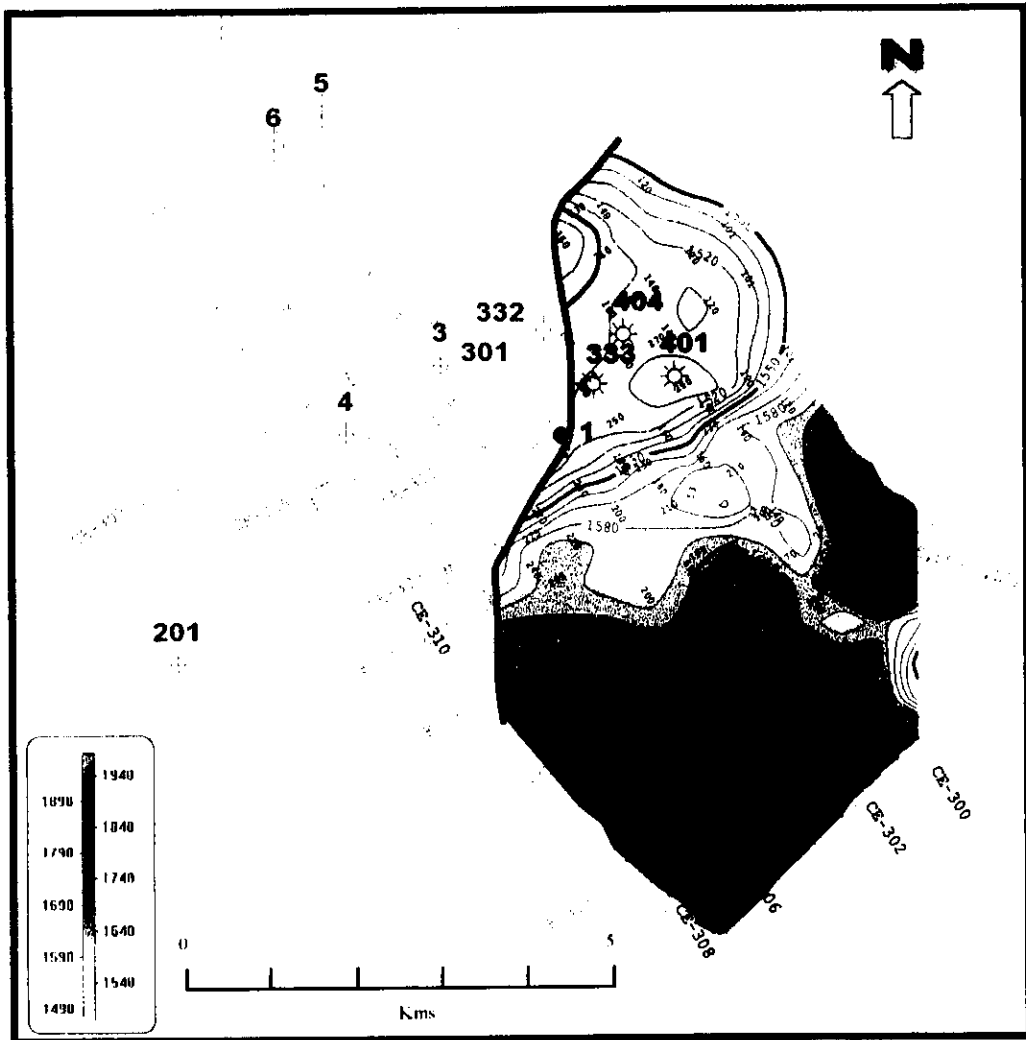


Fig. 4.16.- Configuración estructural de la arena-5 (Intervalo cada 10 m.). El límite de la misma esta representado por la línea azul, y la mejor área para prospectar esta alrededor de los tonos rojos.

Según la configuración de ésta arena, la parte más alta y por lo consiguiente la mejor área para prospectar se encuentra al norte de la L-309 (tonos rojos) (Fig. 4.16).

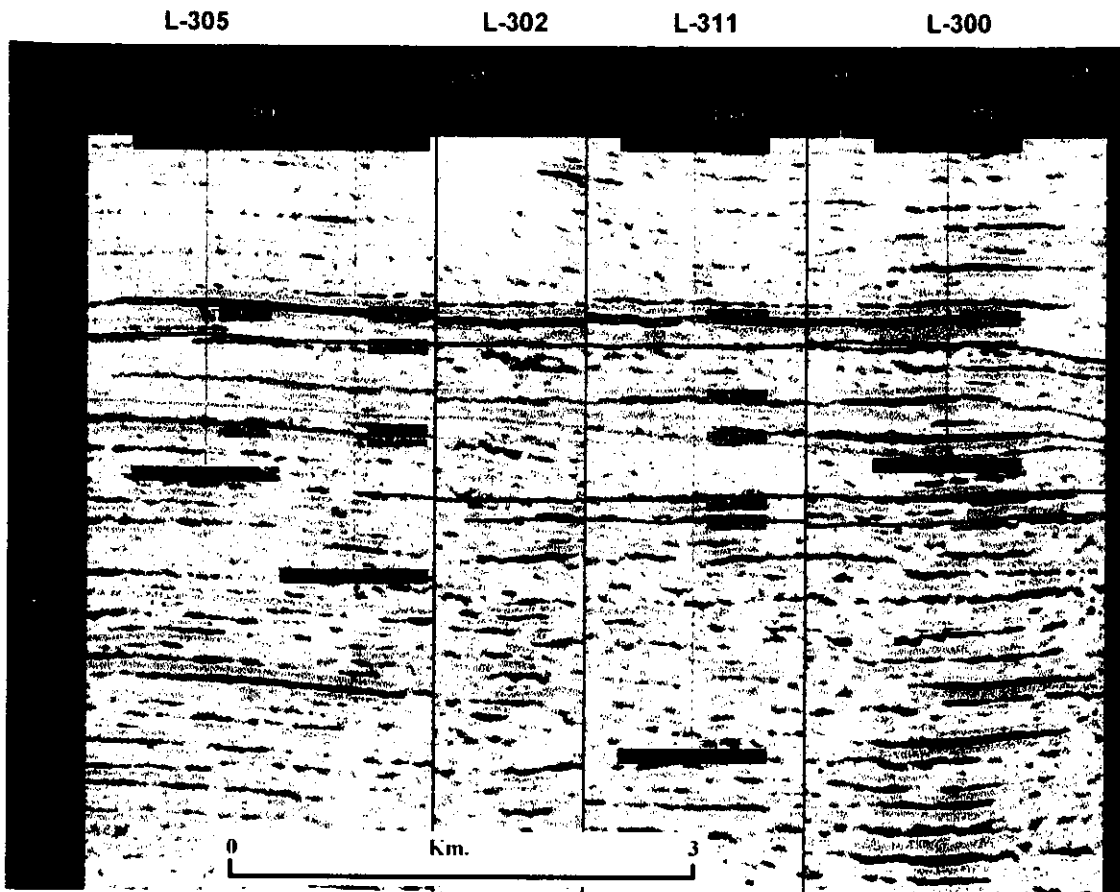


Fig. 4.17.- Líneas en zig-zag mostrando el acuñaamiento de las arenas y las anomalías de amplitud que se encuentran directamente abajo del pozo 401. PROP= horizonte propuesto, prod=horizonte productor.

4.2.5.b.- Secuencia "B"

Esta secuencia, según las secciones sísmicas, presenta una configuración interna caótica de baja amplitud y frecuencia con una continuidad muy baja en la mayor parte del área (Fig. 4.12). La respuesta del SP nos dice que se trata de cuerpos de arena de gran espesor (100 m. aproximadamente), con intercalaciones de espesores delgados de lutitas (ver Fig. 4.14).

Esta secuencia descansa en la parte sur sobre la cima de la secuencia "A" y en la porción norte sobre la discordancia, en actitud de traslape y sin deformación posterior, por lo tanto, la paleotopografía de la discordancia, controló la distribución de los sedimentos. El

mapa de isopacas (Fig. 4.18) muestra que los mayores espesores se encuentran al sur y norte del área de estudio (tonos azules), y se va adelgazando hacia el NW y la parte oriental de la misma (tonos rojos). Esto nos indica que probablemente existieron varios depocentros para esa época, los cuales presentaban una dirección de aporte de sedimentos de SW a NE.

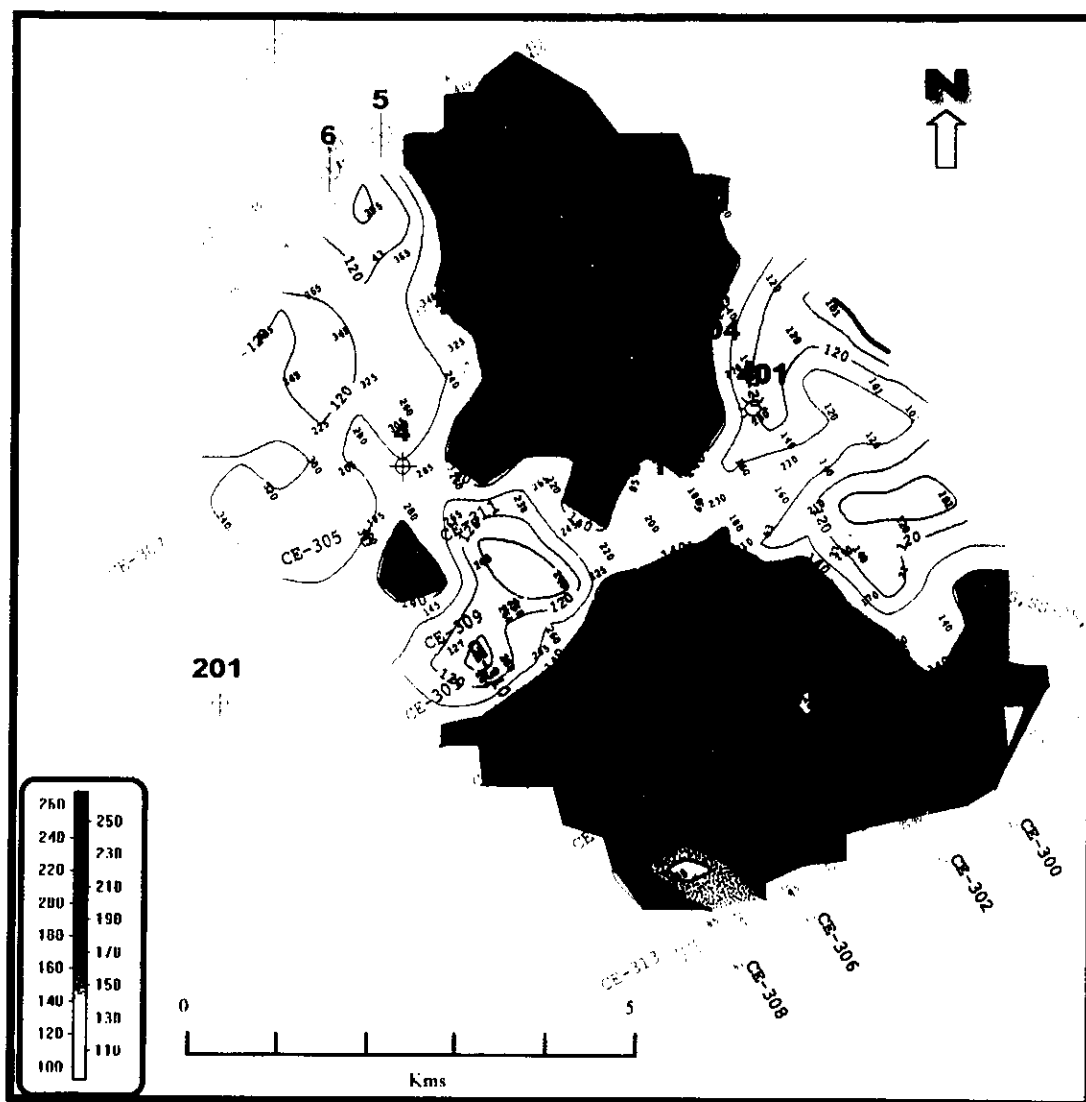


Fig. 4.18.- Mapa de isopacas de la secuencia "B" (Intervalo cada 10 m.), mostrando los mayores espesores de sedimentos al sur y norte del área de estudio.

La geometría del depocentro esta asociada a la compresión que existe del sur, provocando el desarrollo de antefosas por la evacuación de sal debido a la carga de sedimentos sobre las masas salinas.

Arena-3

Dentro de la secuencia “B” esta contenida la arena-3 productora de gas y aceite, localizada a una profundidad de 1310 m. (1.2 seg. de reflejo) en el pozo La Central-301.

La producción de gas y aceite, en esta arena, se puede seguir con gran facilidad entre los pozos 301, 332 y 404. En el pozo La Central-333 solo se presentan manifestaciones de aceite, por lo tanto, el contacto gas-aceite se encuentra entre los pozos anteriores y éste, aproximadamente en el cruce entre las líneas 302 y 311.

Los pozos 1, 3 y 401, no producen hidrocarburos en este intervalo, pero si se encuentra presente el cuerpo arenoso; por lo consiguiente, se infiere que el contacto agua aceite se localiza entre los mismos y los pozos 301, 333 y 404.

La correlación sismoestratigráfica de esta arena fue muy difícil, debido a que no existe un buen contraste de impedancias acústicas dentro de la secuencia que permitan seguir un horizonte a lo largo de las líneas sísmicas, por lo tanto, no se presenta ninguna configuración de la misma. Pero según la respuesta de los registros eléctricos de los pozos productores, la producción se encuentra dentro de los mayores espesores del mapa de isopacas de la secuencia “B” (norte del cruce entre las líneas 302 y 305) (fig. 4.18). Con base en esto, se propone programar pozos hacia el NE del cruce antes mencionado.

4.2.5.c.- Secuencia “C”

Esta secuencia se localiza inmediatamente abajo del punto brillante (Fig. 4.14), descansando sobre la secuencia “B” y se caracteriza por presentar internamente reflectores subparalelos de alta amplitud y alto contenido de frecuencia, y forma externa de tipo lenticular. Según los registros de pozos, está constituida por una alternancia de lutitas y arenas (entre 5 y

30 m. de espesor). Lo anterior nos da una idea de los estadios que existieron al depositarse este paquete sedimentario.

El mapa de isopacas de esta secuencia (Fig. 4.19) nos indica que los mayores espesores se encuentran al sur del área de estudio, indicándonos que el aporte de los sedimentos fue de SW a NE. También podemos observar que esta secuencia se va acuñando contra la secuencia inferior (secuencia "B") y adelgazándose hacia el norte (Fig. 4.12).

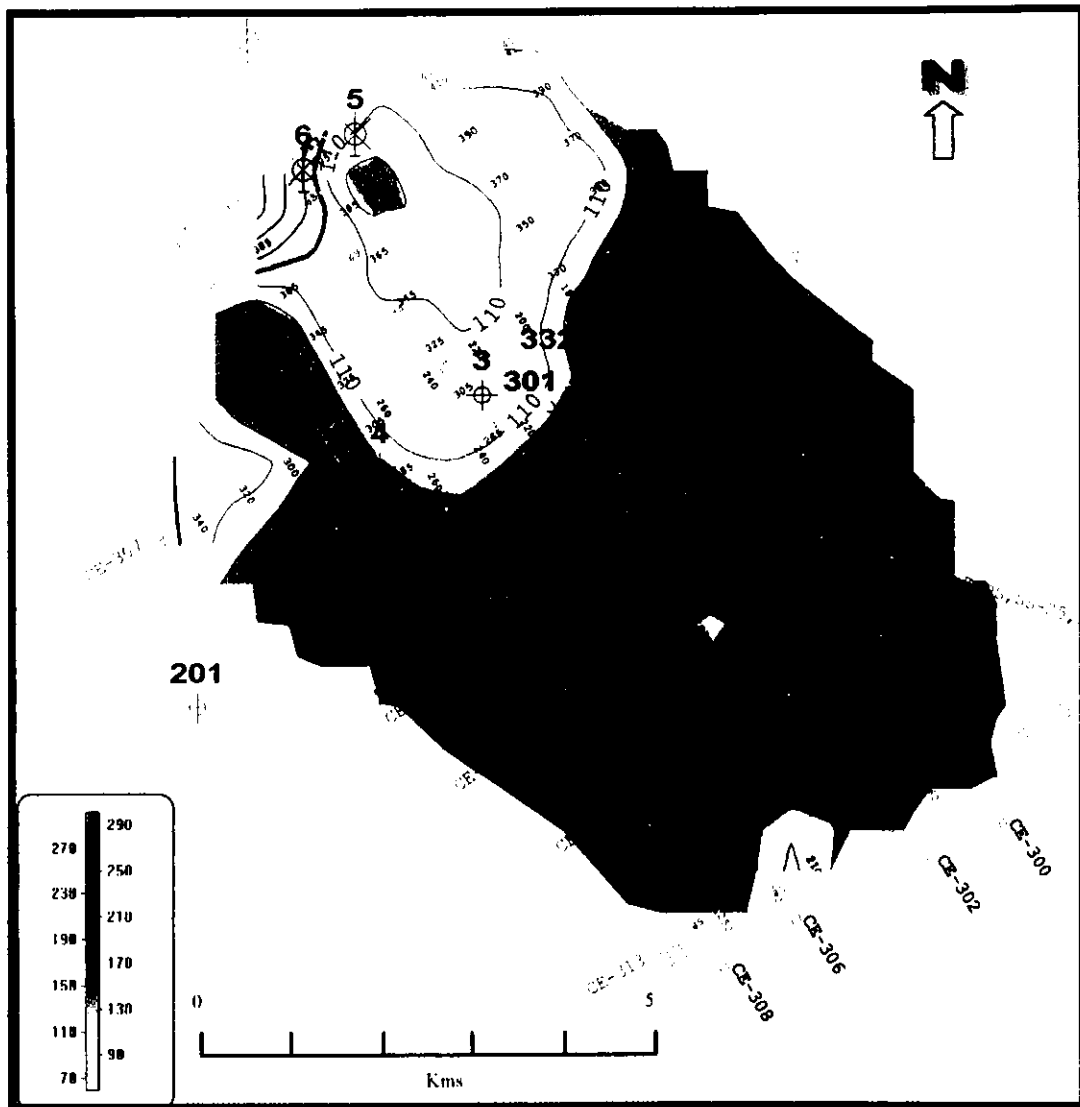


Fig. 4.19.- Mapa de isopacas de la secuencia "C" (Intervalo cada 10 m.).

Dentro de esta unidad se identificaron, con la ayuda de los registros eléctricos, dos arenas productoras, arena-1 y arena-4, las cuales terminan en *onlap* contra la base de la misma (Fig. 4.12).

La arena-1 tiene un espesor de 35 m. y se encuentra a la profundidad de 1219 m. en el pozo La Central-404 y correlaciona con un reflector de alta amplitud y frecuencia en la L-311. Este reflector presenta amplitudes anómalas en la porción oriental de la misma, coincidiendo con el depocentro de la secuencia "C". La configuración de esta arena se puede ver en la figura 4.20.

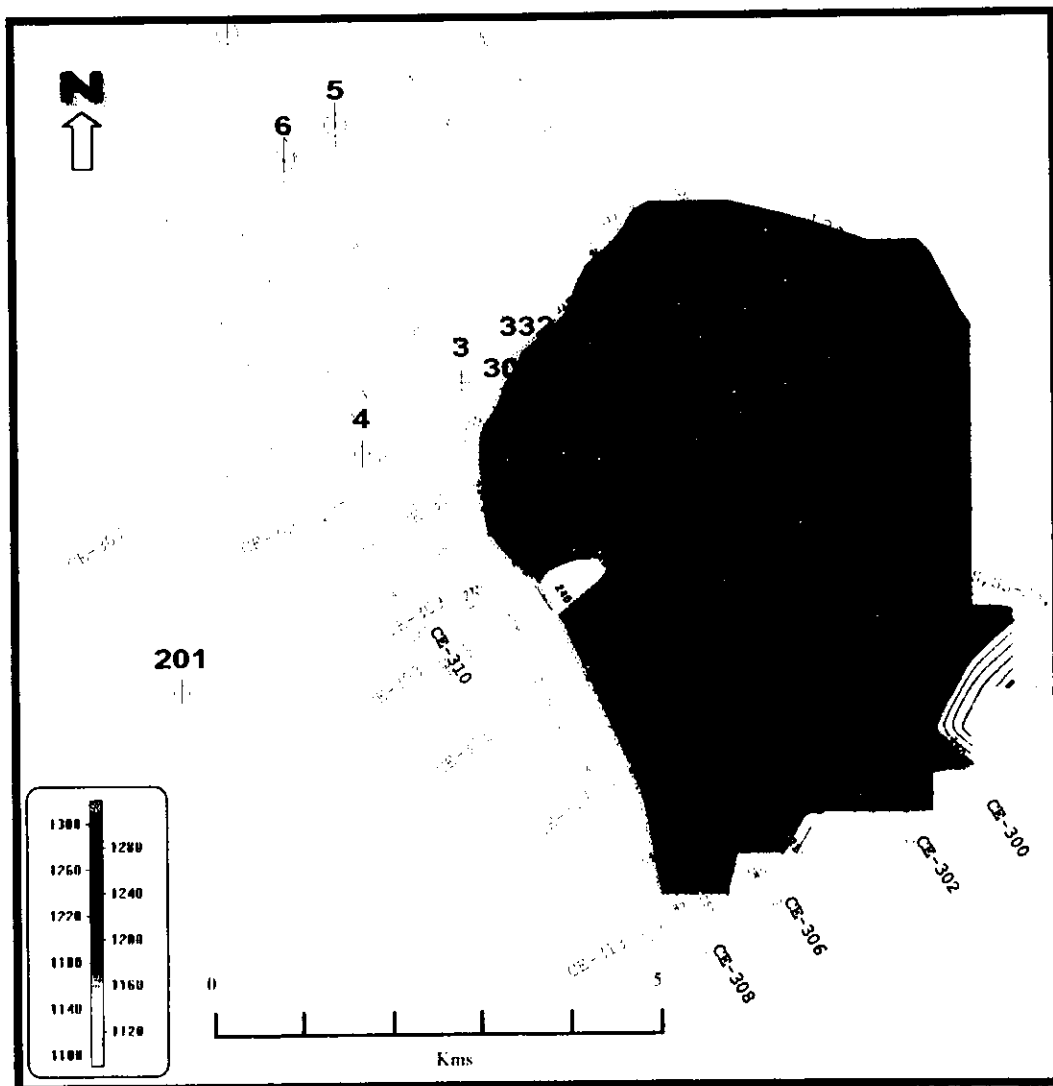


Fig. 4.20.- Configuración de la cima de la arena-1 (Intervalo cada 10 m.). La mejor área para prospectar se encuentra al NE del campo (tonos verdes)

Se puede observar que la mejor área para prospectar esta arena se localiza hacia la parte NE del cruce entre las líneas 302 y 311 (tonos verdes).

La arena-4 se encuentra casi en la parte basal de la secuencia “C”, y se localiza a una profundidad de 1308 m. de profundidad en el pozo La Central-404. Se acuña en el P.T. 159 de la L-311, extendiéndose hacia el oriente. Esta arena ya no se encuentra en el pozo La Central-333, localizado a 625 m. al SW, aproximadamente.

No se presenta ninguna configuración de esta arena pero según los pozos productores, ésta se extiende hacia la parte N-NE de los mismos, la cual sería el área más atractiva para perforar.

Haciendo una analogía entre las tres secuencias sismoestratigráficas anteriores, observamos que las áreas de depocentro van cambiando como producto del azolve del canal principal, al paso del tiempo. Lo anterior es característico de un ambiente transicional.

4.2.5.d.- Punto brillante

La principal arena productora del campo, se localiza a 1 seg. de tiempo de reflejo (1051 m. en el pozo Central-404) y sísmicamente corresponde a un punto brillante (*bright spot*) (Figs. 4.12 y 4.14). Esta correlación se llevó a cabo con la ayuda de los atributos sísmicos (obtenidos en la estación de trabajo), específicamente con el de “Intensidad de Reflexión” (Fig. 4.23), permitiéndonos delimitar mejor el yacimiento.

La configuración de esta arena presenta una geometría lobular (Fig. 4.21), en la cual la parte más amplia de la misma se localiza en la porción NE del área, indicándonos que el aporte de los sedimentos es de SW a NE. Con base a lo anterior se identificaron otras áreas de oportunidad con un riesgo relativamente bajo, y éstas se localizan al NE y SW del campo (dentro del lóbulo) (ver fig. 4.21). El mapa estructural presenta un relieve muy suave, pues se trata de una trampa de tipo estratigráfico.

Se realizó la extracción y configuración de los valores de la amplitud de la traza sísmica del punto brillante, apoyando el área más atractiva. El mapa de la extracción de los valores de la amplitud solamente se visualizó en la estación de trabajo.

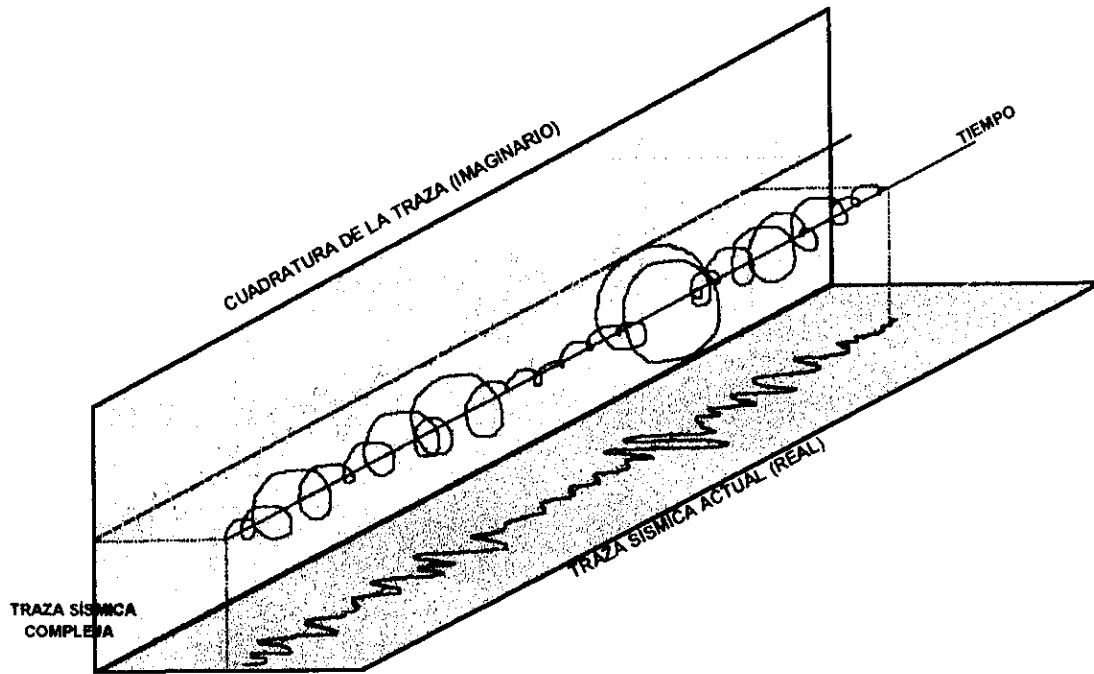
4.2.6.- Secuencia VI

Esta es la secuencia más superior de todo el paquete sedimentario que se interpretó, la cual tiene un espesor de 500 m. aproximadamente y se caracteriza por presentar un patrón libre de reflexión con un contenido de frecuencias y amplitudes bajas (ver secciones sísmicas). Las muestras de canal de esta unidad no contienen información faunística, por lo tanto, se deduce que la misma está compuesta de depósitos netamente continentales. Debido a lo anterior y desde el punto de vista petrolero, esta secuencia no presenta ningún interés.

4.3.- ATRIBUTOS SÍSMICOS.

El origen matemático de los atributos de la traza compleja: intensidad de reflexión, fase instantánea, frecuencia instantánea, y polaridad aparente fue publicada por Taner y Sheriff en 1977.

Taner *et al.* (1979) muestra que una traza sísmica $f(t)$ puede ser considerada como la parte real de una traza compleja, esto es: $F(t) = f(t) + ih(t)$. La cuadratura, ó componente imaginaria, $h(t)$ se determina únicamente a partir de $f(t)$ usando la Transformada de Hilbert. En la práctica, $h(t)$ es la misma $f(t)$ pero desfasada 90° (ver Fig. 4.22).



(M. T. Tancr and R. E. Sheriff, 1977)

Fig. 4.22.- Componentes de la traza sísmica compleja como función del tiempo. Una traza sísmica es la proyección en el plano real y la cuadratura de la traza es la proyección en el plano imaginario.

Según Taner *et al.* (1979), la traza sísmica real $f(t)$ puede ser expresada en términos de una amplitud $A(t)$ y una fase dependientes del tiempo $\theta(t)$ como:

$$f(t) = A(t) \cos \theta(t) \dots\dots\dots(1)$$

La cuadratura de la traza $h(t)$ es entonces:

$$h(t) = A(t) \text{sen } \theta(t), \dots\dots\dots(2)$$

y la traza compleja $F(t)$ es:

$$F(t) = f(t) + ih(t) = A(t)e^{i\theta(t)} \dots\dots\dots(3)$$

Si conocemos $f(t)$ y $h(t)$ (recordando que $h(t)$ se puede obtener a partir de $f(t)$ usando la Transformada de Hilbert), podemos conocer $A(t)$ y $\theta(t)$, esto es:

$$A(t) = \sqrt{f^2(t) + h^2(t)} = |F(t)|, \dots\dots\dots(4)$$

y

$$\theta(t) = \tan^{-1} \left[\frac{h(t)}{f(t)} \right]. \dots\dots\dots(5)$$

donde $A(t)$ es llamada "intensidad de reflexión", y $\theta(t)$ "fase instantánea".

La "frecuencia instantánea", $\omega(t)$, esta definida como la derivada de la fase instantánea, ó:

$$\omega(t) = \frac{d\theta(t)}{dt} \dots\dots\dots(6)$$

Los algoritmos para calcular los atributos de la traza compleja están diseñados para proporcionar valores exactos de los atributos para cada muestra en el tiempo. Un interprete tiende a usar los atributos de la traza compleja para inferir su significado geológico a partir de estos datos.

El mejoramiento en la adquisición de datos sísmicos y técnicas de procesado, hacen posible observar información geológicamente significativa sobre las líneas sísmicas, la cual no se visualizaba en el pasado. Los nuevos tipos de mediciones ayudan en la localización y análisis de las características geológicas, incluyendo algunas acumulaciones de hidrocarburos.

Las ondas sísmicas que detectamos y registramos ordinariamente, se pueden considerar como una señal analítica constituida de una parte real y una imaginaria, de la cual solamente la parte real es la que se detecta y se despliega en la sección sísmica.

Los atributos sísmicos de la señal pueden ser codificados en secciones sísmicas a color, permitiendo al interprete asociar las mediciones y los cambios, con estructuras y otras características en los datos sísmicos. Esto facilita la identificación de interrelaciones entre mediciones, permitiendo determinar la distribución de las rocas objetivo.

A continuación se menciona la importancia de cada uno de los atributos sísmicos y la ventaja de haberlos utilizado en esta parte de la región sur:

4.3.1.- Intensidad de reflexión

La intensidad de reflexión, también llamada Envolvente de la Amplitud ó Amplitud Instantánea, se utiliza principalmente para hacer un análisis cualitativo de las anomalías de amplitud, presentes en una sección sísmica.

Este atributo sísmico resalta la diferencia de amplitud de la traza. La amplitud de la envolvente es independiente de la fase (ec. 4) y puede tener su máximo en aquellos puntos que no correspondan precisamente a un pico o valle de la traza sísmica real, especialmente, cuando el evento está formado por varias reflexiones, por lo tanto, las anomalías de amplitud a menudo están asociadas a cambios litológicos. Es útil en la detección de “puntos brillantes” y “puntos oscuros” que normalmente se asocian a la presencia de hidrocarburos.

Con este atributo se identificó y se correlacionó con éxito la principal arena productora del Campo La Central (Fig. 4.23), la cual se localiza a 1 seg. de tiempo de reflejo sobre las secciones sísmicas. Esta arena está impregnada de gas seco y en las secciones sísmicas normales se observa como un evento de alta amplitud (*bright spot*).

Este atributo fue de vital importancia para delimitar la extensión de este punto brillante, corroborando la producción en algunos pozos y el fracaso en otros, así como proponer otras áreas de oportunidad petrolera

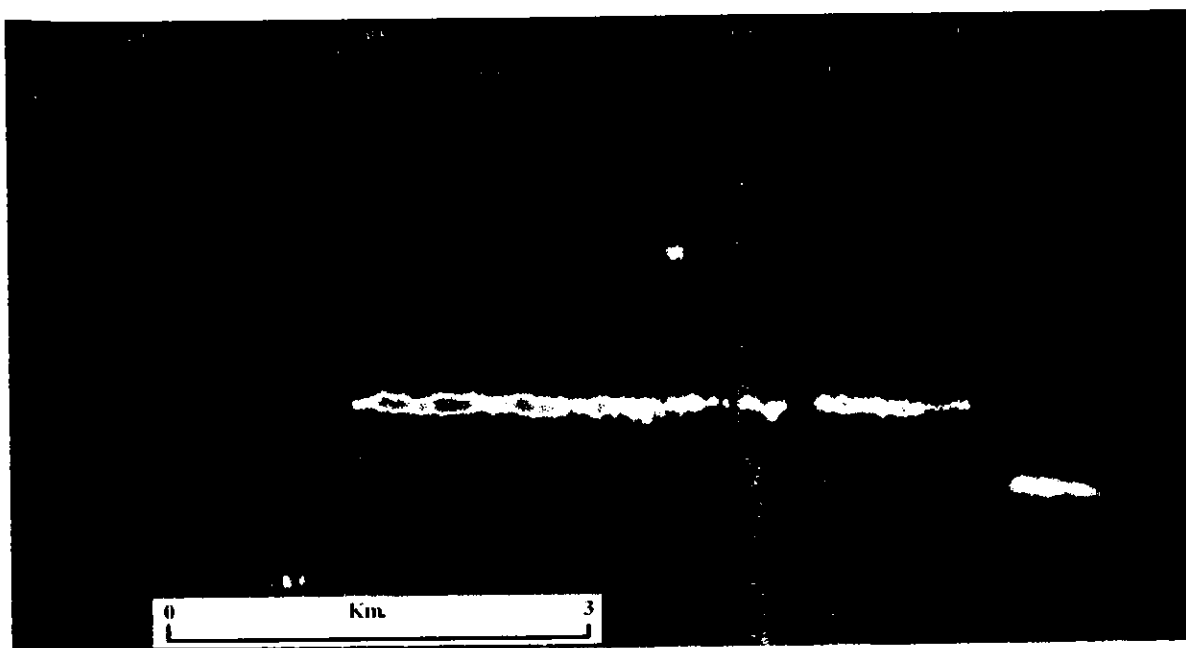


Fig. 4.23.- Intensidad de reflexión de la línea 311. Se puede ver claramente el punto brillante así como la extensión hacia el E de la arena-1.

4.3.2.- Fase instantánea.

La fase instantánea es útil para enfatizar la continuidad de los eventos, especialmente en aquellas áreas donde la señal no es muy buena. Esta es un valor asociado con un punto en el tiempo y por lo mismo es diferente de la fase como función de la frecuencia (ec. 5). La fase correspondiente a cada pico, valle o cruce por cero de la traza real, será representada por el mismo color; de esta manera cualquier valor de la fase puede ser seguido de traza a traza.

Como la fase es independiente de la amplitud de la envolvente, es posible seguir con mayor seguridad eventos débiles. Este tipo de presentaciones es muy práctica para mostrar detalles estratigráficos como: discordancias, fallas, acuñamientos, etc.

La amplitud de los reflectores que se encuentran inmediatamente por debajo del punto brillante es muy débil, en comparación con las zonas adyacentes, haciendo difícil la interpretación en las secciones normales. Esta baja relación señal/ruido, puede deberse a que la arena con gas absorbe casi toda la energía, impidiendo el paso de la misma hacia zonas mas

profundas. Fue en esta parte donde las secciones de fase instantánea ayudaron a marcar bien los límites de secuencias, y a seguir la continuidad de las arenas productoras de gas y aceite enmascaradas por el *bright spot* (Fig. 4.24).

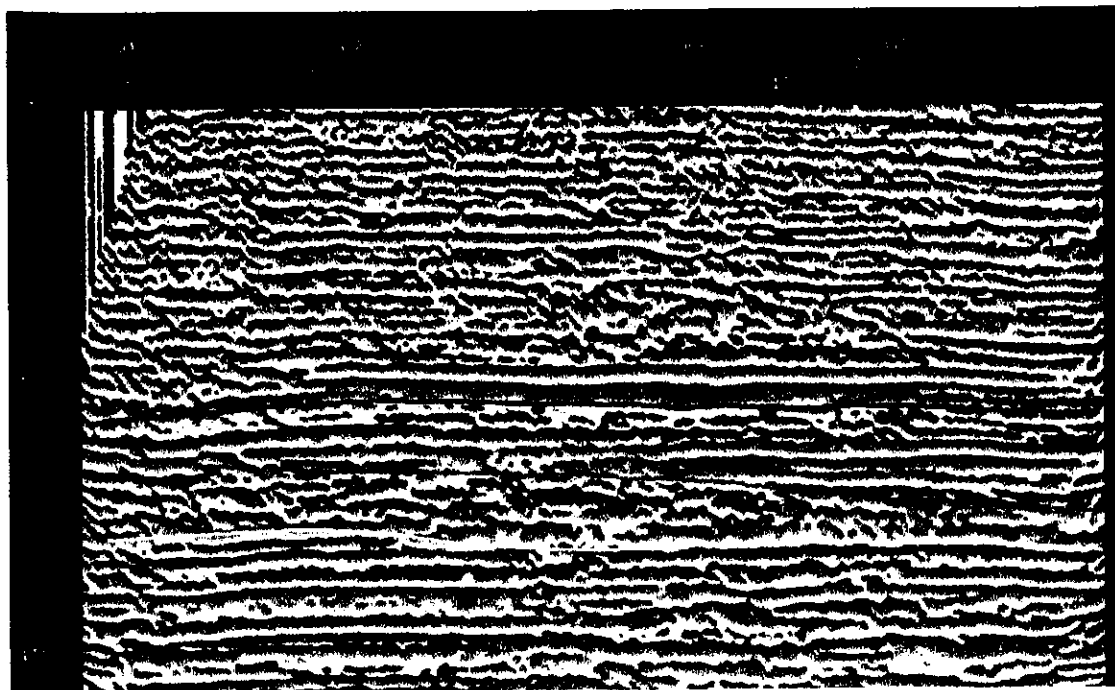


Fig. 4.24.- Extracción de la fase instantánea de la L-311. Se observa claramente la continuidad de los reflectores que se encuentran por debajo del punto brillante, los cuales en una sección normal se ven enmascarados.

4.3.3.- Frecuencia instantánea.

También es un valor asociado con un punto en el tiempo, y es la derivada de la fase instantánea (ec. 6). Por lo general, los eventos de reflexión están formados por varios reflejos individuales que provienen de una serie de reflectores cercanos. La superposición de estas reflexiones puede generar un patrón de frecuencias que caracteriza al evento.

El carácter del evento de reflexión cambia gradualmente, conforme la secuencia de estratos también cambia de espesor o litología (es muy sensible a las variaciones). Las

variaciones rápidas como en acuñaientos y el limite del contacto hidrocarburo-agua, tienden a cambiar la frecuencia instantánea más rápidamente.

Este atributo fue de gran utilidad en este trabajo, para la identificación y mejor trazado de las fallas geológicas (Fig. 4.25).

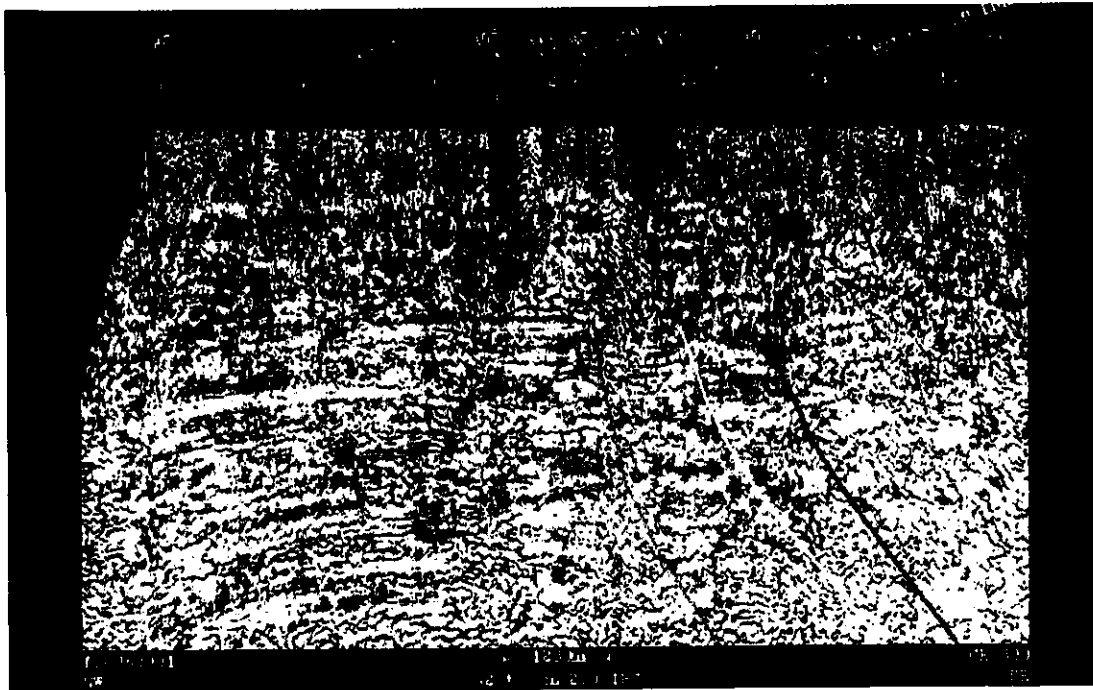


Fig. 4.25.- Frecuencia instantánea de la L-300, mostrando con claridad los cambios laterales y verticales de los horizontes.

V.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

Basados en el resultado del análisis de la información sísmica y de su interpretación se concluye y recomienda lo siguiente:

La estratigrafía sísmica fue una herramienta extremadamente útil en la definición del marco geológico del área de estudio, identificando y correlacionando en las secciones sísmicas cada una de las secuencias sedimentarias, asociándolas con los ambientes de depósito respectivos, los cuales varían desde los de aguas profundas hasta los continentales.

Se encontró que la tectonosecuencia 12.5-5.5 m.a. (*play* Magallanes) está constituida por una serie de abanicos turbidíticos de aguas profundas, que al correlacionarse sísmicamente coinciden con los horizontes productores de gas y condensado del campo Arroyo Prieto. Lo anterior nos permitió proponer dos oportunidades con grandes posibilidad de ser excelentes yacimientos de hidrocarburos. Se considera que, desde el punto de vista petrolero y exploratorio, los sedimentos depositados en esta tectonosecuencia son los más importantes que existen en el área de estudio, debido a que presentan un menor riesgo y volúmenes mayores. La reserva esperada adicional de hidrocarburos derivada de esta interpretación se estima en aproximadamente 90.5 MMBPCE.

Una gran ventaja con respecto a la ubicación de estas localizaciones exploratorias es que existe suficiente infraestructura cerca ó en el lugar donde están propuestas (camino de acceso, baterías, gasoductos, oleoductos, etc.) teniendo como consecuencia una reducción considerable en los costos y tiempo de perforación.

De acuerdo a la interpretación de la información sísmica y a los registros geofísicos de pozos, los horizontes correspondientes al sistema deltáico se encuentran altamente canalizados y constituidos principalmente de arena con delgados cuerpos de arcilla. Algunos pozos perforados en el área presentan una excelente posición estructural y han atravesado los canales identificados en la sísmica pero éstos se encuentran invadidos de agua. Esto nos da una idea de la falta de un buen sello y de la dificultad de proponer una localización exploratoria con líneas sísmicas 2D, debido al espaciamiento que existe entre ellas y a la alta variabilidad de los

canales. Se espera que con el cubo sísmico Encrucijada, el cual se encuentra actualmente en etapa de procesamiento final, se pueda resolver este último punto.

También, este tipo de interpretación con la ayuda de los atributos sísmicos, fue de vital importancia en la identificación y delimitación de las principales arenas productoras del campo, proponiendo nuevas áreas de oportunidad con un riesgo exploratorio relativamente bajo, con el fin de incrementar la producción y las reservas de hidrocarburos en el campo La Central. El ambiente de depósito de estas arenas productoras es transicional

En la figura 5.1 se muestra el área más atractiva para cada una de las arenas productoras del campo con menor riesgo de producción, los pozos que necesitan intervenciones así como las localizaciones exploratorias. Según este mapa la mejor área para desarrollar el campo se localiza al N-NE del mismo.

Para el caso de los pozos de desarrollo se recomienda construir macroperas y optimizar la perforación mediante pozos esbeltos y multilaterales.

Es necesario generar modelos más precisos de velocidades para convertir a profundidad los datos y estos sean más exactos.

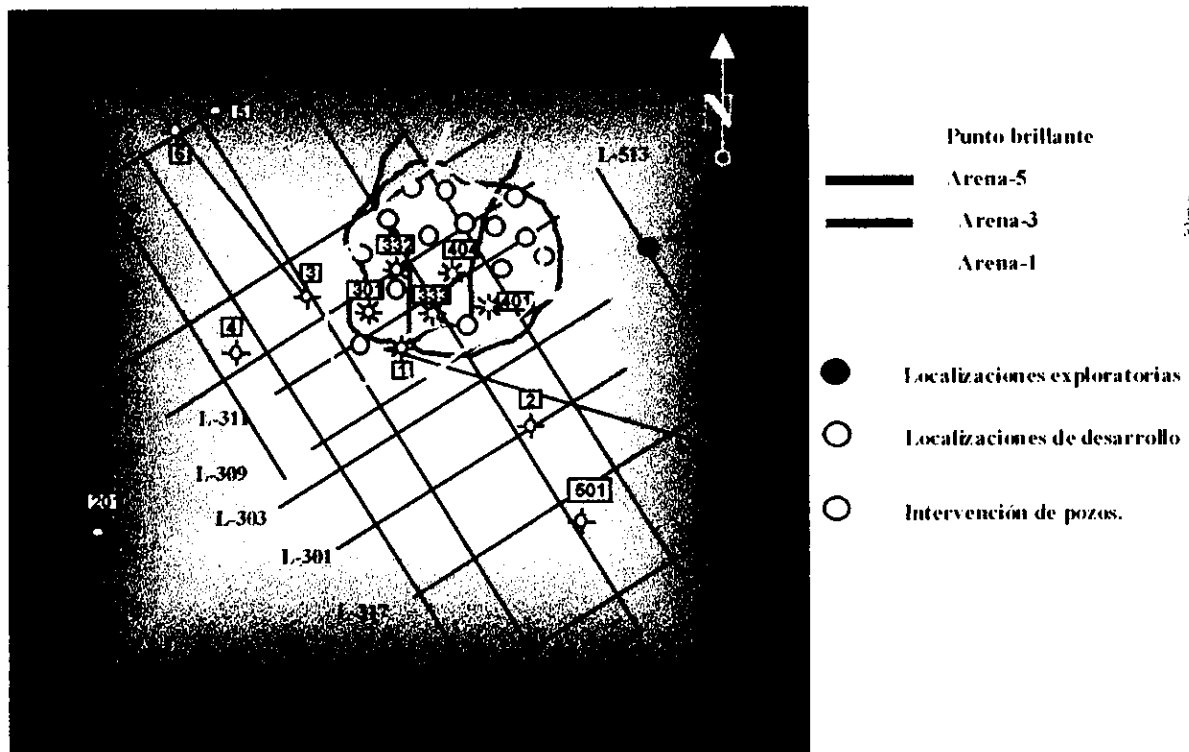


Fig. 5.1.- Localizaciones exploratorias y áreas de oportunidad para cada una de las arenas del campo.

ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

REFERENCIAS

- Amos, S., 1987. "Late Triassic-Jurassic Paleogeography and Origin of Gulf of México Basin". AAPG. Bull. 71 num. 4, pp. 419-451.
- Brown, L. F., Jr. and Fisher, W. L., 1977. "Seismic-stratigraphic Interpretation of Depositional Systems: Examples from Brazilian Rift and Pull-Apart Basins". AAPG Memoir 26, pp. 213-248.
- Cabrera Castro, R. y Lugo Rivera, J., 1984. "Estratigrafía-Sedimentología de las Cuencas Terciarias del Golfo de México". Bol. Asoc. Mex. Geol. Petr., Vol. XXXVI, Num. 2., pp. 3-55.
- Camacho Ramirez, J. y Gonzalez Ortiz, V., 1984. "Informe final de interpretación Área: La central". Inédito.
- Camargo, Z. A. y Quezada M. J. M., 1991. "Análisis Geológico-Económico de las Áreas del Golfo de México con Posibilidades Petroleras". Bol. Asoc. Mex. Geol. Petr., Vol. XLI, Num. 2., pp. 1-32.
- Dobrin B. Milton, 1977. "Seismic Exploración for Stratigraphic Traps". AAPG Memoir 26, pp. 329-351.
- Emery, D. and Myers, K. J., 1996. "Sequence Stratigraphy". Blackwell Science. pp. 3-297.

- Vail, P. R., Mitchum R. M., et al, 1977. "Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level". AAPG. Memoir 26, pp. 49-143.

- Van Wagoner, J. C. And Bertam, G. T., 1995. "Sequence Stratigraphy of Foreland Basin Deposits". AAPG Memoir 64, pp 1-489.