

01179

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA  
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

- TESIS -

**ANÁLISIS DE FACIES SÍSMICAS PARA LA IDENTIFICACIÓN DE  
CUERPOS ARENOSOS DEL EOCENO TARDÍO  
AL NOROESTE DEL CAMPO MECATEPEC  
EN LA CUENCA TAMPICO MISANTLA.**

QUE PRESENTA

**JOSÉ HERNÁNDEZ BRAVO**

253256

**A LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO  
DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA  
COMO REQUISITO PARA OBTENER EL GRADO DE**

**MAESTRÍA EN INGENIERÍA  
EN EXPLORACIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DEL SUBSUELO**

**DIRECTOR DE TESIS: DR. JAIME BARCELÓ DUARTE.**

CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F.

2000



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## **DEDICATORIA**

**A MIS PADRES** CON GRAN CARIÑO Y ETERNO AGRADECIMIENTO.  
A MI PADRE POR DARMER EL MEJOR EJEMPLO DE DEDICACIÓN CONSTANTE  
AL TRABAJO ARDUO Y DIGNO; A MI MADRE POR SUS DESVELOS, SU  
PERMANENTE SACRIFICIO Y SU ATENCIÓN VIGILANTE SIEMPRE POR  
ENCAUSARME EN EL CAMINO CORRECTO.

**A MI ESPOSA** BLANCA ROSALBA CON TODO EL AMOR DEL MUNDO POR SU  
CARIÑO OTORGADO, SU APOYO FIEL Y CONSTANTE AUN EN LOS TIEMPOS  
MÁS DIFÍCILES, QUE HA SIDO COMO UN PADRE EN MI AUSENCIA Y UNA  
MADRE EJEMPLAR SIEMPRE CON NUESTROS HIJOS; POR SU DEDICACION  
INAGOTABLE Y POR SU SACRIFICIO PERMANENTE.

**A MIS HIJOS** SALVADOR, JOHAN DANIEL Y EDSON LEONARDO.  
QUIENES ME MOTIVAN A REALIZAR MI MAYOR ESFUERZO Y SUPERACION  
CONSTANTE; CAUSANTES DE ORGULLO Y SATISFACCION AL VERLOS  
DESARROLLAR EL POTENCIAL DE SUS HABILIDADES Y SU PERSONALIDAD  
PROPIAS; POR SU BIENESTAR, SUS ALEGRÍAS, SUS SONRISAS, Y  
OCURRENCIAS, TESOROS INVALUABLES DE MI VIDA.

**A MIS HERMANOS**, A QUIENES DE UNA U OTRA FORMA LES QUEDARE  
SIEMPRE EN DEUDA POR SU APOYO Y CARIÑO SINCERO OTORGADO DE  
MANERA PERMANENTE.

## AGRADECIMIENTOS

Primeramente deseo expresar mi agradecimiento a PETROLEOS MEXICANOS Exploración y Producción, primera empresa del país, de la que me enorgullece profundamente ser parte de ella, por brindarme la oportunidad de realizar estudios de maestría, fundamentales en mi desarrollo profesional.

Al Dr. Ulises Ricoy Saldaña por la motivación constante y desinteresada hacia mi persona para realizar estudios de posgrado, camino seguro de superación profesional y desarrollo tecnológico para mejorar la calidad de los trabajos que me sean empeñados, efectuados siempre observando el bien de nuestra empresa y del país.

Al M en C. Alfredo E. Guzmán Baldizán por otorgarme las facilidades para realizar los estudios de Maestría en Exploración en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la U.N.A.M.

Al M en C. J. Antonio Cuevas Leree por las facilidades brindadas para la obtención de la información y el material técnico necesario utilizado en el desarrollo del presente trabajo.

Con singular y emotivo agradecimiento al Dr. Jaime Barceló Duarte antes que nada por su amistad otorgada; por su apoyo constante, sus ideas, sus valiosos consejos aportados a este trabajo, y por su conducción acertada en la dirección de esta tesis.

Al Ing. Filiberto Cuevas Sánchez por su amistad, su asesoría permanente y por compartir los conocimientos acumulados en una vida de trabajo con dedicación y calidad profesional, maestro y guía de quienes laboramos en la exploración petrolera.

Al Dr. Jaime Rueda Gaxiola, alto ejemplo de calidad profesional, quien exigió siempre un esfuerzo extra en mis estudios, y motivó incontables discusiones técnicas; en quien vi claridad y la más alta calidad docente, siendo un placer recibir sus cátedras diarias y una alta satisfacción personal haber recibido sus consejos como guía y tutor en mis estudios.

Al M en C. Juan Manuel Brandy Purata por su amistad, sus cátedras, sus consejos y por todo el apoyo técnico proporcionado en la ardua actividad del manejo de la información sísmica en el Laboratorio de Interpretación Interactiva.

Un agradecimiento sincero a todos mis profesores por sus conocimientos compartidos tanto en clases como en las practicas de campo que serán recuerdos inolvidables, con quienes tuve la oportunidad de convivir y percibir su vocación por la enseñanza.

Al Ing. Adolfo Huidobro González por su gran ayuda y su cooperación otorgada en largas sesiones, incluso en horarios extenuantes fuera de lo normal en la carga de la base de datos en la Estación de Trabajo Landmark, reconociendo su amplia experiencia, capacidad y habilidad en el manejo de la misma.

A Carlos, Andrés y Adolfo, compañeros de estudio, por compartir sus conocimientos y experiencias profesionales adquiridas; con quienes conviví jornadas de desvelo, penurias y cansancio en seminarios, exámenes y prácticas de campo, así como también logros y satisfacciones conjuntas.

A mis sinodales por las atenciones prestadas, y el tiempo dedicado para efectuar el análisis, las correcciones y observaciones al presente trabajo.

Por las facilidades otorgadas y el apoyo brindado de las siguientes dependencias:

Gerencia de Exploración de la Región Norte en Poza Rica, Ver., mediante la Subgerencia de Procesado de Datos Sísmicos donde se proporcionaron las líneas sísmicas requeridas que soportan el estudio; la Subgerencia de Control Geológico de Perforación de donde se obtuvo información sobre algunos de los registros digitalizados de pozos; del Laboratorio de Paleontología, donde se obtuvo información de estudios relacionados con el presente trabajo; y del Archivo Técnico donde se obtuvo gran parte de la información geológica y geofísica consultada.

Residencia de Exploración del Distrito Poza Rica mediante el área de Interpretación donde se obtuvo información y asesoría muy valiosa de técnicos especialistas que han efectuado estudios diversos relacionados con el presente trabajo.

Superintendencia de Producción del Distrito Poza Rica mediante el Grupo Multidisciplinario Poza Rica el cual proporcionó información de pozos digitalizados y del historial de producción aportada en pozos vecinos y del área de estudio, información importante para conocer las características geológicas y petroleras del Campo Mecatepec.

División de Estudios de Posgrado, de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, mediante personal especializado en el manejo de la plataforma Landmark, quienes dieron apoyo y asesoría constante en la carga de información tanto sísmica como geológica, indispensables para el desarrollo del presente estudio.

Así como del Activo de Exploración Tampico, mediante la Coordinación de Proyectos Terrestres, por facilitar el uso del equipo de cómputo necesario, permitirme atender debidamente la revisión académica de tesis marcada por los sinodales y realizar los tramites administrativos en la UNAM inherentes con esta tesis.

# CONTENIDO

Página

## RESÚMEN.

<b>1. INTRODUCCIÓN.</b>	1
1.1. LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.	1
1.2. OBJETIVOS DEL TRABAJO.	1
1.3. GENERALIDADES DE LA CUENCA.	2
1.4. ANTECEDENTES DEL EOCENO TARDÍO.	2
1.4.1. DE PRODUCCIÓN.	3
1.4.2. GEOLÓGICOS.	4
1.5. MÉTODO DE TRABAJO DESARROLLADO	5
<b>2. MARCO GEOLÓGICO DEL ÁREA.</b>	7
2.1. ESTRATIGRAFÍA DEL TERCIARIO.	8
2.1.1. UNIDADES LITOSTRATIGRÁFICAS.	9
2.1.2. UNIDADES BIOESTRATIGRÁFICAS.	16
2.1.3. UNIDADES LIMITADAS POR DISCORDANCIA.	24
2.2. ANÁLISIS GEOQUÍMICO DEL TERCIARIO.	27
<b>3. GEOFÍSICA DEL ÁREA.</b>	37
3.1. CARACTERÍSTICAS DE SÍSMICA UTILIZADA.	37
3.2. INTERPRETACIÓN SÍSMICA.	39
3.3. SECUENCIAS SÍSMICAS IDENTIFICADAS	48
<b>4. MODELO GEOLÓGICO INTERPRETADO.</b>	58
<b>5. GEOLOGÍA ECONÓMICA DEL ÁREA.</b>	61
5.1. ROCAS GENERADORAS.	61
5.2. ROCAS ALMACENADORAS.	62
5.3. ROCAS SELLO.	63
5.4. TRAMPAS.	63
<b>6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.</b>	67
6.1. CONCLUSIONES.	67
6.2. RECOMENDACIONES.	69
<b>7. BIBLIOGRAFÍA.</b>	71

## INDICE DE FIGURAS

	Entre página
Figura – 1.1 Localización de la Cuenca Tampico – Misantla.	1 y 2
Figura – 1.2 Localización Geográfica Regional del área de estudio.	1 y 2
Figura – 1.3 Ubicación Geográfica Local del área de estudio.	1 y 2
Figura – 1.4 Histograma de Producción de la Formación Tantoyuca.	3 y 4
Figura – 1.5 Modelo Regional Postulado para el Eoceno Tardío	4 y 5
Figura – 1.6 Modelo Postulado del Delta Cazones.	4 y 5
Figura – 1.7 Registro Tipo de la Formación Tantoyuca del Eoceno Tardío.	4 y 5
Tabla - 2.1 Pozos perforados en el área de estudio.	7 y 8
Figura – 2.1 Columna Estratigráfica de la Cuenca Tampico – Misantla.	7 y 8
Figura – 2.2 Tabla Cronoestratigráfica del Terciario de la Cuenca Tampico – Misantla	24 y 25
Figura – 2.3 Características Geoquímicas de la Cuenca Tampico -- Misantla.	34 y 35
Figura – 3.1 Plano de Líneas Sísmicas del área de estudio.	37 y 38
Figura – 3.2 Línea – IV del Prospecto Tantoyuca.	42 y 43
Figura – 3.3 Línea – IV con Atributo Sísmico de Amplitud.	42 y 43
Figura – 3.4 Línea – III del Prospecto Tantoyuca.	44 y 45
Figura – 3.5 Línea – III con Atributo Sísmico de Amplitud.	44 y 45
Figura – 3.6 Línea – 95 del Prospecto Brinco – Jamaya.	45 y 46
Figura – 3.7 Línea – 95 con Atributo Sísmico de Amplitud.	45 y 46
Figura – 3.8 Línea 19033 del Prospecto Papantla con Atributo Sísmico de Amplitud.	45 y 46
Figura – 3.9 Línea – XII del Prospecto Tantoyuca.	46 y 47
Figura – 3.10 Línea – XII con Atributo Sísmico de Amplitud.	46 y 47
Figura – 3.11 Línea – XI del Prospecto Tantoyuca.	46 y 47
Figura – 3.12 Línea – XI con Atributo Sísmico de Amplitud.	46 y 47
Figura – 3.13 Línea – X del Prospecto Tantoyuca.	47 y 48
Figura – 3.14 Línea – X con Atributo Sísmico de Amplitud.	47 y 48
Figura – 3.15 Configuración de Horizonte E -3. (Base del Eoceno Tardío)	52 y 53
Figura – 3.16 Configuración de Horizonte E -3.0 (Cima de Secuencia I –Inferior)	53 y 54
Figura – 3.17 Plano de facies sísmicas de la Secuencia I.	54 y 55
Figura – 3.18 Configuración de Horizonte E –3.1(Cima de Secuencia II –Intermedia)	55 y 56
Figura – 3.19 Plano de facies sísmicas de la Secuencia II.	55 y 56

Figura – 3.20 Configuración de Horizonte E -3.2 (Cima de Secuencia III – Superior).	56 y 57
Figura – 3.21 Plano de facies sísmicas de la Secuencia III.	56 y 57
Figura – 3.22 Configuración de Horizonte O -I. (Cima de Secuencia IV – Joven)	56 y 57
Figura – 3.23 Plano de facies sísmicas de la Secuencia IV.	57 y 58
Figura – 4.1 Modelo Geológico Interpretado.	58 y 59
Figura – 5.1 Áreas de oportunidad “A, B y C” identificadas en la Línea Sísmica III.	64 y 65
Figura – 5.2 Área de oportunidad “D” identificada en la Línea Sísmica III.	65 y 66
Figura – 5.3 Área de oportunidad “E” identificada en la Línea Sísmica IV.	65 y 66
Figura – 5.4 Localización de áreas de oportunidad.	66 y 67

## RESÚMEN.

El área de estudio se encuentra ubicada al noroeste de Poza Rica, Ver., y limitada por las coordenadas UTM en Y: de 2 270 000 a 2 279 000 y en X: de 650 000 a 660 000; de la cual se recopiló la información geológica, geoquímica y geofísica de tipo 2D existente, generándose un proyecto en la estación de trabajo Landmark de la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM

Las líneas sísmicas fueron balanceadas y calibradas con registros de pozos para después realizar su interpretación bajo el concepto de la Estratigrafía de Secuencias, definiéndose cinco horizontes (ó líneas de tiempo) identificados como: E-3, E-3.0, E-3.1, E-3.2 y O-1. Con estos horizontes se delimitaron cuatro Secuencias Sedimentarias de edad Eoceno Tardío, denominándose por orden de antigüedad como: Secuencia I-Inferior Basal, Secuencia II-Intermedia, Secuencia III-Superior y Secuencia IV-Joven, en las que se logró identificar la presencia de facies correspondientes con cuerpos arenosos, su distribución, y su relación con los cuerpos productores del Campo Mecatepec.

Con el análisis del patrón de reflexiones internas de las secuencias sísmicas se interpretó un modelo geológico correspondiente a un sistema deltaico al identificarse las facies de: planicie deltaica, frente deltaico progradante, talud, y fondo o piso de cuenca; que corrobora la existencia del Delta Cazonos postulado por Cuevas en 1980, el cual se desarrolla en dirección hacia el Noreste con más de 16Km de longitud y 20Km de amplitud.

Se identificaron cinco áreas de oportunidad con posibilidades de contener hidrocarburos donde se tienen trampas de tipo estratigráfico. Tres están definidas en el frente de avance deltaico por terminaciones “downlap” hacia la cuenca en la Secuencia I y II, relacionadas con el Horizonte E-3 (superficie discordante) que se postula como ruta de migración de hidrocarburos; y dos en el borde externo de talud, definidas por patrones monticulares, con terminaciones “onlap” echado arriba y “downlap” hacia la cuenca.

El análisis de los resultados de pirólisis obtenidos en los pozos del área definen que el sistema Terciario se encuentra en un estado de madurez adecuado para generar hidrocarburos principalmente de tipo gaseoso, y aceite; los datos de reflectancia de vitrinita sitúan al sistema dentro de la ventana de generación de hidrocarburos.

## 1. INTRODUCCIÓN.

1.1. LOCALIZACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO. Se ubica geológicamente hacia la porción suroriental de la Cuenca Tampico Misantla, y geográficamente se localiza al norte del estado de Veracruz (figuras -1.1 y 1.2) en los municipios de Tihuatlán y Coatzintla, adyacentes al noroeste de la ciudad de Poza Rica. El área está delimitada por las coordenadas U.T.M. 2 279 000 al norte y 2 270 000 al sur; 650 000 hacia el poniente y 660 000 al oriente (figura - 1.3) cubriendo una superficie de 90.000Km<sup>2</sup>.

En cuanto a vías de comunicación se refiere, el área es cruzada totalmente desde la parte sur hacia el norte por la carretera federal N° 130 conocida como México - Tuxpam, así como por gran cantidad de caminos vecinales asfaltados y una extensa red de caminos de brecha creados por Pemex para la realización de trabajos de exploración, perforación y explotación.

Geológicamente se encuentran aflorando en la mayor parte del área de estudio sedimentos terrígenos de la Formación Alazán de edad Oligoceno Medio, y en menor cantidad hacia la parte sur del área sedimentos de la Formación Palma Real Superior de edad Oligoceno Tardío. Las formaciones en general presentan un echado suave, continuo, y un engrosamiento hacia el oriente, a la vez que se hacen mas jóvenes en el mismo sentido. Afloran también aislados diques y derrames de roca ígnea extrusiva de composición basáltica en forma de mesetas, a las que se ha determinado una edad Mioceno Medio a Mioceno Tardío.

1.2. OBJETIVOS DEL TRABAJO. Identificar en el área de estudio la presencia de cuerpos arenosos en la Formación Tantoyuca del Eoceno Tardío, su distribución y su posible relación con los cuerpos productores del Campo Mecatepec, que geográficamente se encuentra adyacente al noroeste de la Ciudad de Poza Rica, Veracruz, y geológicamente se ubica hacia la porción suroriental de la Cuenca Tampico – Misantla (figura 1.1), donde se ha postulado la existencia del Delta Cazonas (Cuevas, 1980).

**UBICACION DE LA CUENCA  
TAMPICO - MISANTLA**



Figura - 1.1

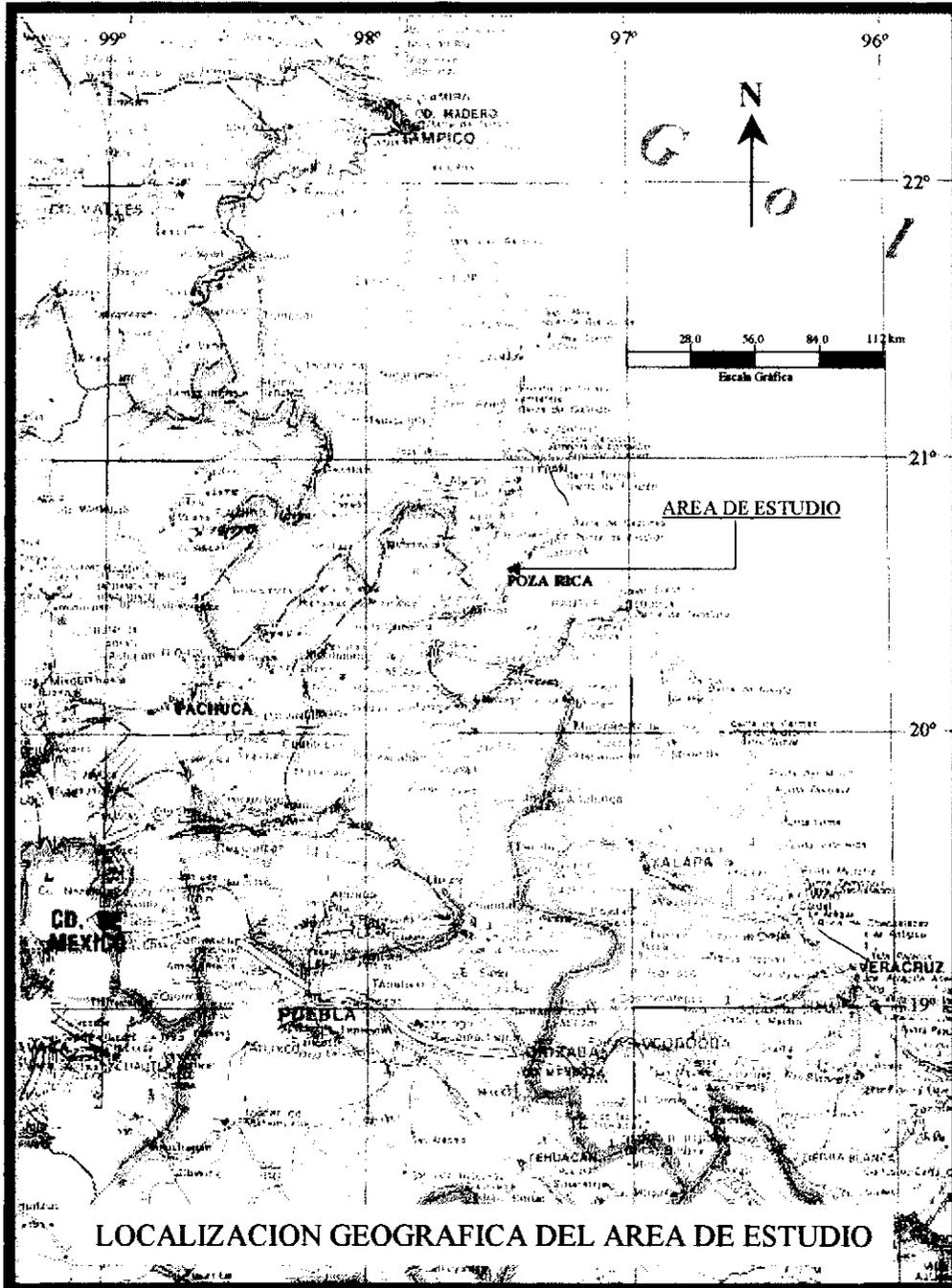


Figura - 1.2



1.3. GENERALIDADES. En la Cuenca Tampico - Misantla se descubrieron hidrocarburos en cantidades comercialmente explotables en 1904, mediante la perforación del Pozo La Pez - 1 en el municipio de Ébano, S.L.P. con una producción superior a los 500 barriles diarios en rocas fracturadas del Cretácico Tardío. En las tres décadas siguientes se fueron descubriendo una gran cantidad de campos mesozoicos en la región de Ebano – Pánuco que constituyen la mundialmente conocida Faja de Oro, sobresaliendo los campos siguientes: San Diego en 1908, Juan Casiano en 1909, Potrero del Llano en 1910, Alazán Viejo en 1912, Alamo y Naranjos en 1913, Tepetate en 1915, Cerro Azul y Juan Felipe en 1916, Chiconcillo – San Miguel y Chinampa Sur en 1918, Amatlán en 1920, Zacamixtle, Tierra Blanca, San Jerónimo, Cerro Viejo y Toteco en 1921, Chapopote Nuñez en 1922, Paso Real en 1925, San Isidro y Jardín en 1927 (*Asociación de Ingenieros Petroleros de México, 1998*). En 1928 se descubre el Campo Mecatepec, primer productor en el Terciario-Eoceno, y en 1930 se descubre el Campo Poza Rica en el Cretácico Medio. En 1955 se descubre el Campo San Andrés primer productor en el Jurásico Superior y posteriormente en la década de los setenta se postula el Canal de Chicontepec de edad Paleoceno - Eoceno en el que se descubren los campos Tajín, Agua Fría y Escobal.

Se han elaborado diversos estudios de tipo geológico y geofísico en toda la cuenca, pero la mayoría de éstos se han enfocado a nivel Mesozoico, donde se han encontrado los grandes yacimientos de hidrocarburos. Los principales yacimientos descubiertos en la cuenca son de edad Cretácico Medio en las Formaciones El Abra y Tamabra, Jurásico Tardío en la Formación San Andrés, y Terciario en el Paleoceno Tardío – Eoceno Temprano en la Formación Chicontepec.

1.4. ANTECEDENTES DEL EOCENO TARDÍO. La Formación Tantoyuca del Eoceno Tardío fue reportada inicialmente por Ickes, E. L., en el año de 1913 (*López, 1956*) mencionando que la localidad tipo de esta formación se encuentra en la vecindad de la población de Tantoyuca, Veracruz, 150 metros al noreste del cruce del camino de Tantoyuca a Chopopo con el Arroyo Tecomate.

Dicha formación está constituida por areniscas, areniscas conglomeráticas y areniscas de grano grueso y fino con cementante calcáreo, con intercalaciones de lutitas arenosas de color gris a gris oscuro. Presenta algunos conglomerados y brechas con fragmentos de caliza cretácica de diferentes colores, así como fragmentos de pedernal negro y areniscas derivados de la Formación Chicontepec del Eoceno Temprano.

La microfauna distintiva de esta formación está dada por un conjunto de abundantes foraminíferos, sobresaliendo ejemplares de *Operculina* y *Lepidocyclina*, indicativas de un depósito en ambiente nerítico de plataforma. Es equivalente en tiempo a las facies arcillosas de la Formación Chapapote, la cual fue depositada en ambientes batiales de cuenca.

1.4.1. PRODUCCIÓN. En el año de 1868 en la Ciudad de Papantla, Veracruz, ya se había reportado la presencia de hidrocarburos en chapopoterías vivas en el área de Furbero por el Dr. Adolph Autrey. En 1928 fue encontrado en la Formación Tantoyuca de edad Eoceno Tardío el primer yacimiento descubierto en el área de estudio del presente trabajo (figuras - 1.2 y 1.3) mediante la perforación del Pozo Mecatepec - 4 (*Informe Final del Pozo Mecatepec - 4, PEMEX, Inédito.*) que produjo 94m<sup>3</sup>/día (591 bls/d) en promedio en el intervalo 1085.0 -1099.7m, acumulando en el período del año de 1928 a 1936 la cantidad de 24 928m<sup>3</sup> (157 136 Bls) de aceite limpio con una densidad de 0.885 gr./cm<sup>3</sup> (28° API).

Se han encontrado hidrocarburos de tipo líquido y gaseoso en la Formación Tantoyuca a profundidades de 1000 a 1800m en promedio en los 11 campos siguientes: Mecatepec, Poza Rica, Escolín, Presidente Alemán, Papantla, Nuevo Progreso, Unión y Progreso, Ocotepec, Riachuelo, Fotón y Vector, encontrándose muy distantes unos de otros. En conjunto han aportado una producción acumulada de 1 270 272bls (figura - 1.4), indicativa del potencial de producción que contiene esta formación.

En 1930 al perforarse el Pozo Poza Rica - 2 se descubren los grandes yacimientos en la Formación Tamabra del Cretácico Medio en los campos Poza Rica, Mecatepec, Escolín, Talaxca y Miguel Alemán (constituyentes de la Faja de Oro) lo que propició que sea relegado el yacimiento Tantoyuca, al cual no se le volvió a prestar atención hasta 1980.

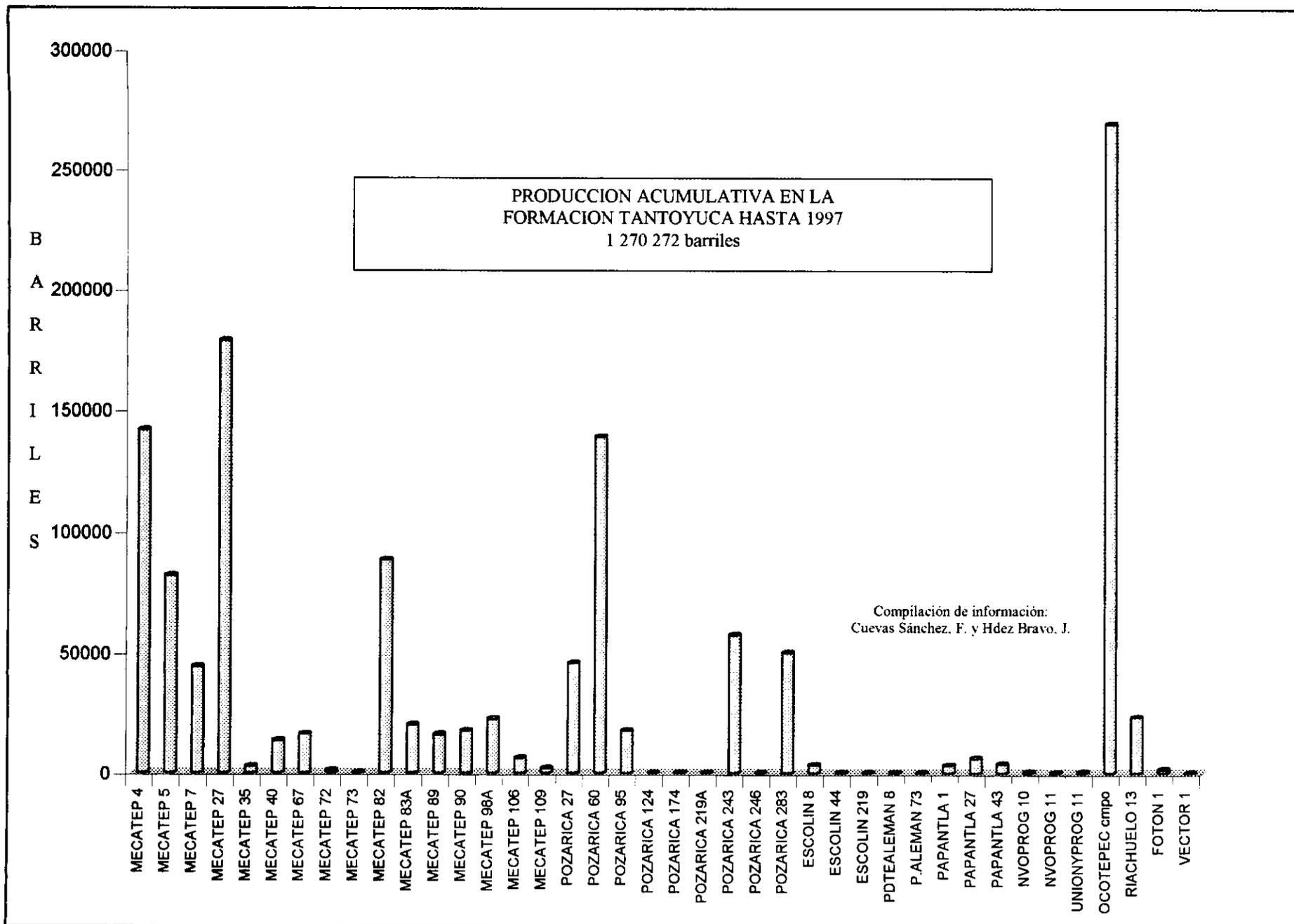


Figura - 1.4

1.4.2. GEOLÓGICOS. Con los resultados obtenidos en diversos estudios geológicos de tipo regional efectuados en la cuenca y su integración con análisis de registros de pozos, se postuló un modelo de depósito (figura – 1.5) para el Eoceno Tardío en el que se distingue el desarrollo de tres cuerpos deltaicos (*Cuevas, 1980*) siendo éstos; a) El Delta Cazonas, con desarrollo del poniente hacia el oriente, con una longitud de 25Km y una amplitud máxima de 20Km, cubre una superficie de 301Km<sup>2</sup>, y tiene espesores netos arenosos de 140m; b) El Delta Furbero, con dimensiones de 10Km de largo y 7Km de amplitud, cubre una superficie de 70Km<sup>2</sup>, se desarrolla en dirección similar al anterior, y con espesores netos arenosos de 40m; y c) El Delta Tecolutla, con desarrollo del sur hacia el norte con una longitud de 25Km y una amplitud de 45Km, cubre una superficie de 700Km<sup>2</sup>, y con espesores netos arenosos de hasta 260m; así como un gran canal denominado Paleocanal de Cazonas, que se desarrolla en general del NW hacia el SE, con dimensiones de aproximadamente 90Km de largo y 15Km en su porción más amplia, cubre una superficie de 900 Km<sup>2</sup>, y contiene espesores netos máximos de areniscas de hasta 150m, esta delimitado en su flanco oriental por el trend arrecifal de la Faja de Oro, y fue alimentado parcialmente por los deltas antes mencionados.

Adyacente al noroeste del Campo Roza Rica se encuentra el Campo Mecatepec que según el modelo antes mencionado se ubica hacia la porción suroriental del frente del Delta Cazonas (figura – 1.6). En esta área se ha obtenido producción de hidrocarburos en 20 pozos en la Formación Tantoyuca (*Informes Finales de diversos pozos Mecatepec y Poza Rica, PEMEX., Inéditos*). Esta formación presenta tres miembros arenosos denominados basal, medio, y superior; siendo los miembros basal y el medio con espesores variables de 15 a 35m, los que han resultado productores, el miembro superior hasta el momento no ha sido probado (figura – 1.7). Es importante mencionar que las pruebas realizadas no están basadas en estudios geológicos, han sido el resultado de análisis aislados efectuados a pozos propuestos para su taponamiento luego de haberse agotado su producción en los yacimientos cretácicos más profundos, lo que hace necesario efectuar estudios enfocados en esta formación para definir sus mejores áreas de entrapamiento.

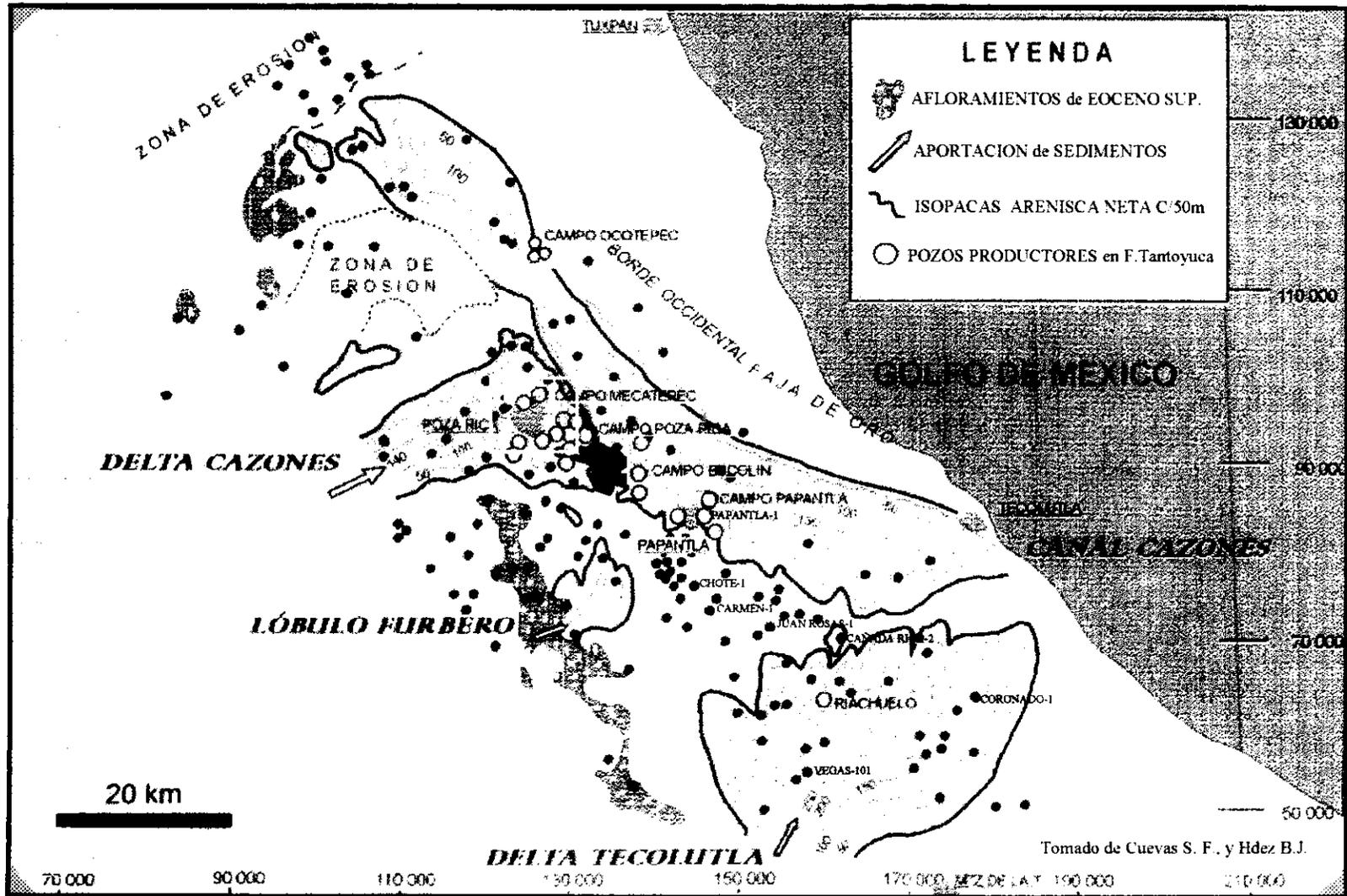


Figura - 1.5

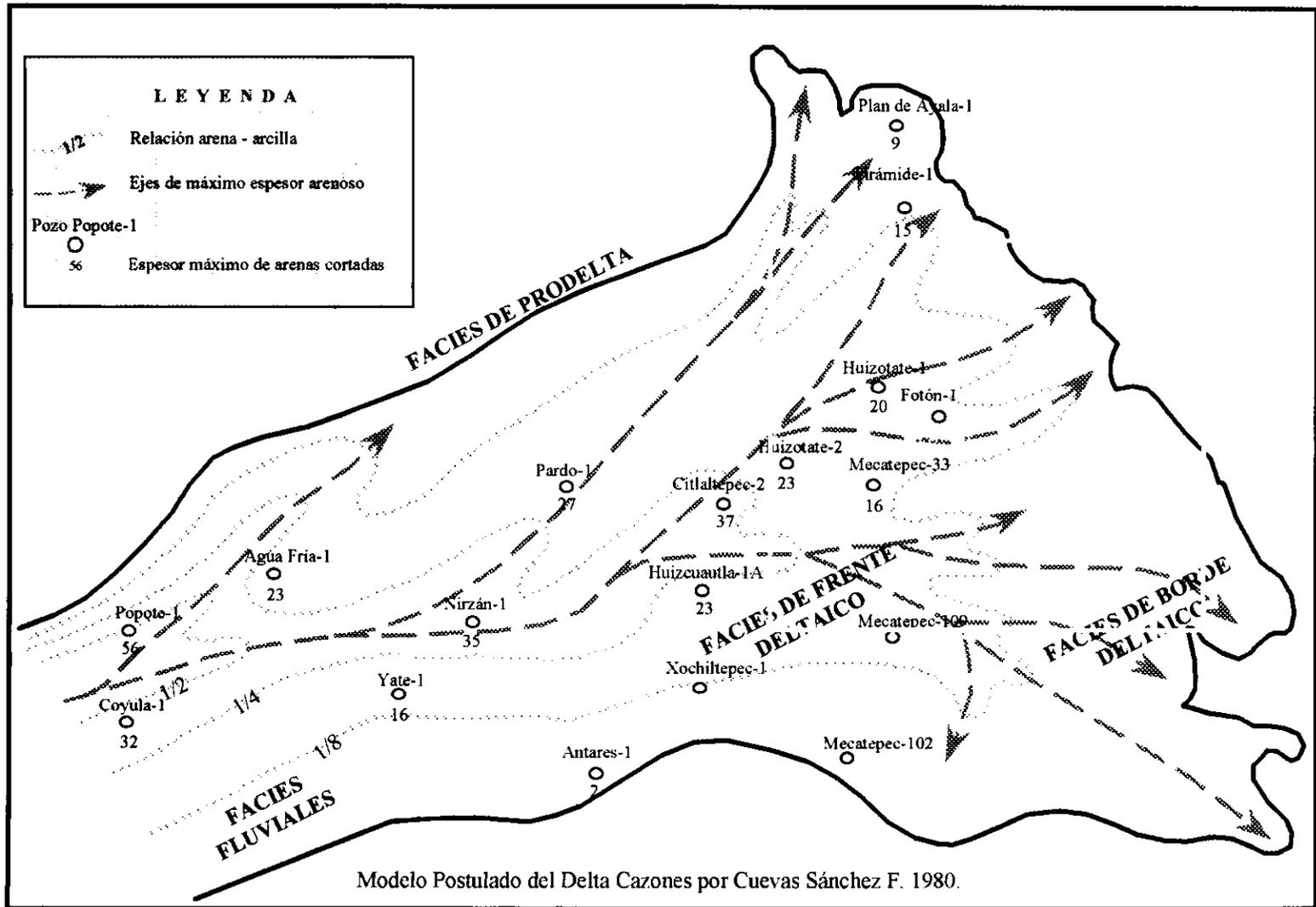


Figura - 1.6

REGISTRO TIPO DE LA FORMACION TANTOYUCA  
EN EL CAMPO MECATEPEC

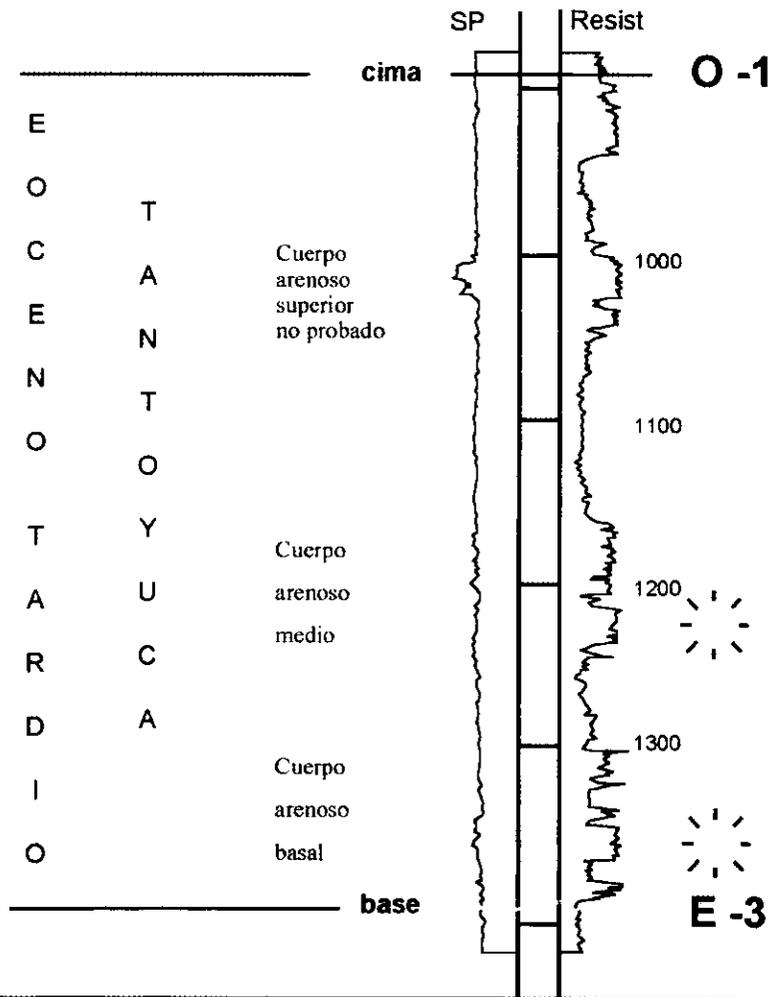


Figura - 1.7

En el área de Poza Rica no se han elaborado trabajos geológicos ni geofísicos enfocados al estudio de los yacimientos del Eoceno Tardío. La producción que se ha obtenido de la Formación Tantoyuca obedece a la circunstancia de que algunos pozos que producían en niveles mesozoicos dejaron de fluir o se invadieron por agua y antes de proceder a taponarlos o convertirlos en pozos inyectoros se efectuaron pruebas de producción en horizontes arenosos identificados mediante el análisis de los registros geofísicos, dando como resultado la producción de hidrocarburos mencionada. Lo anterior llamó la atención de la Superintendencia de Producción del Distrito Poza Rica, por lo que se comenzó a programar pruebas de producción a este nivel en pozos con baja producción obteniendo los resultados mostrados en el histograma de la figura 1.4.

1.5. MÉTODO DE TRABAJO DESARROLLADO. Las actividades que se realizaron son las que se efectúan normalmente en estudios de exploración petrolera por los equipos de trabajo del área de interpretación (cuya misión es la identificación de plays e incorporar nuevas reservas de hidrocarburos) el método seguido fue el siguiente:

- Recopilación de información bibliográfica relacionada con el objetivo y área propuesta.
- Recopilación de información de geología superficial (trabajos de tipo estructural y estratigráficos), de subsuelo (informes finales de pozos del área, registros geofísicos de pozos digitalizados, núcleos, etc.), estudios petrológicos, sedimentológicos, paleontológicos, geoquímicos, etc.
- Recopilación de información geofísica existente en el área, específicamente la referente a los prospectos sísmicos Brinco – Jamaya, Papantla y Tantoyuca de tipo 2D.
- Evaluación, validación y selección de la información compilada.
- Creación del proyecto sísmico en la estación de trabajo Landmark en el que se cargaron las líneas sísmológicas seleccionadas.
- Creación del proyecto geológico en estación de trabajo Landmark en el que se cargó la información de pozos (localización, registros de curvas digitalizadas, gráficos T-Z, columnas estratigráficas, etc.
- Generación de mapas base de control de la información sísmica y geológica.
- Integración y calibración de la información sísmica con registros digitalizados.

- Aplicación de atributos a líneas sísmicas para mejorar la definición de patrones sísmicos.
- Identificación y trazado de los límites de la Formación Tantoyuca del Eoceno Tardío.
- Identificación de las facies sísmicas de la Formación Tantoyuca.
- Delimitación de las facies arenosas de la Formación Tantoyuca.
- Generación de mapas de distribución, isocronas y configuración estructural de la Formación Tantoyuca.
- Generación de mapas de distribución, isocronas y configuración estructural de las facies arenosas de la Formación Tantoyuca.
- Interpretación de tendencias de las facies arenosas de la Formación Tantoyuca.
- Interpretación de la geometría que guardan las facies arenosas.
- Definición del Modelo Geológico.
- Identificación de trampas estructurales y/o estratigráficas.
- Jerarquización de trampas encontradas.
- Análisis de conclusiones obtenidas.
- Síntesis de los resultados alcanzados.
- Planteamiento de recomendaciones.
- Redacción de escrito final.

## 2. MARCO GEOLÓGICO DEL ÁREA.

El conocimiento actual de la geología superficial de la Cuenca Tampico - Misantla es el producto de trabajos elaborados desde principios de siglo por geólogos exploradores de compañías extranjeras (*Ickes, 1913*) y por geólogos de PEMEX en los años sesenta - ochenta. Se considera que la cuenca esta cubierta por la cartografía realizada mediante trabajos de levantamiento de tipo geológico, estratigráfico y estructurales, por lo que ya no se realizan trabajos de campo actualmente.

Por otro lado, el conocimiento de la geología de subsuelo que se tiene de la cuenca se ha obtenido mediante una gran cantidad de pozos perforados, en los que se obtuvieron registros geofísicos, núcleos y muestras continuas de canal, que han aportado abundante información petrológica y paleontológica.

La información anterior ha permitido establecer las características litológicas, la edad, y los ambientes de depósito de las diferentes unidades formacionales que constituyen la columna estratigráfica de la Cuenca Tampico – Misantla (figura – 2.1). Los pozos perforados en el área de estudio presentan variaciones de espesor y cambios de facies en las unidades formacionales establecidas, como se observa en la tabla 2.1 siguiente:

Formación	Cancer -1 espesor	Cenit -1 espesor	Fotón -1 espesor	Huizotote -1 espesor	Huizotote -2 espesor	Mecatepec -33 espesor	Mecatepec -44 espesor
Coatzintla				20.0			190.0
Palma Real Sup.	174.0	120.0	300.0	385.0	367.0	260.0	250.0
Palma Real Inf.	186.0	450.0	385.0	375.0	488.0	523.0	309.0
Tantoyuca	633.0	454.0	565.0	208.0	207.0	340.0	544.0
Guayabal	324.0	392.0	57.0	417.0	440.0	352.0	182.0
Chicontep.Canal	328.0	289.0		357.0	328.0	318.0	215.0
Chicontepec Inf.	123.0	100.0		160.0	93.0	79.0	discordancia
Velasco Basal	34.0	50.0		50.0	46.0	50.0	223.0
Méndez	53.0	195.0		229.0	234.0	205.0	190.0
San Felipe		53.0		14.0	17.0	14.0	14.0
Agua Nueva		50.0		10.0	16.0	79.0	16.0
Tamabra		60.0		177.0	187.0	70.0	201.0
Tamaulipas Sup.		208.0		236.0	190.0	233.0	11.4
Otates		9.0		10.0	7.0	12.0	
Tamaulipas Inf.		235.0		202.0	248.0	149.0	
Pimienta		155.0		200.0	202.0		
Tamán		95.0		160.0	159.0		
Santiago		229.0		393.0	166.6		
Tepéxic		42.0		87.0			
Cahuasas		681.0					
Tr.Basanto Met.		79.0					

Tabla 2.1

## COLUMNA CRONO - LITOSTRATIGRAFICA DE LA CUENCA TAMPICO MISANTLA

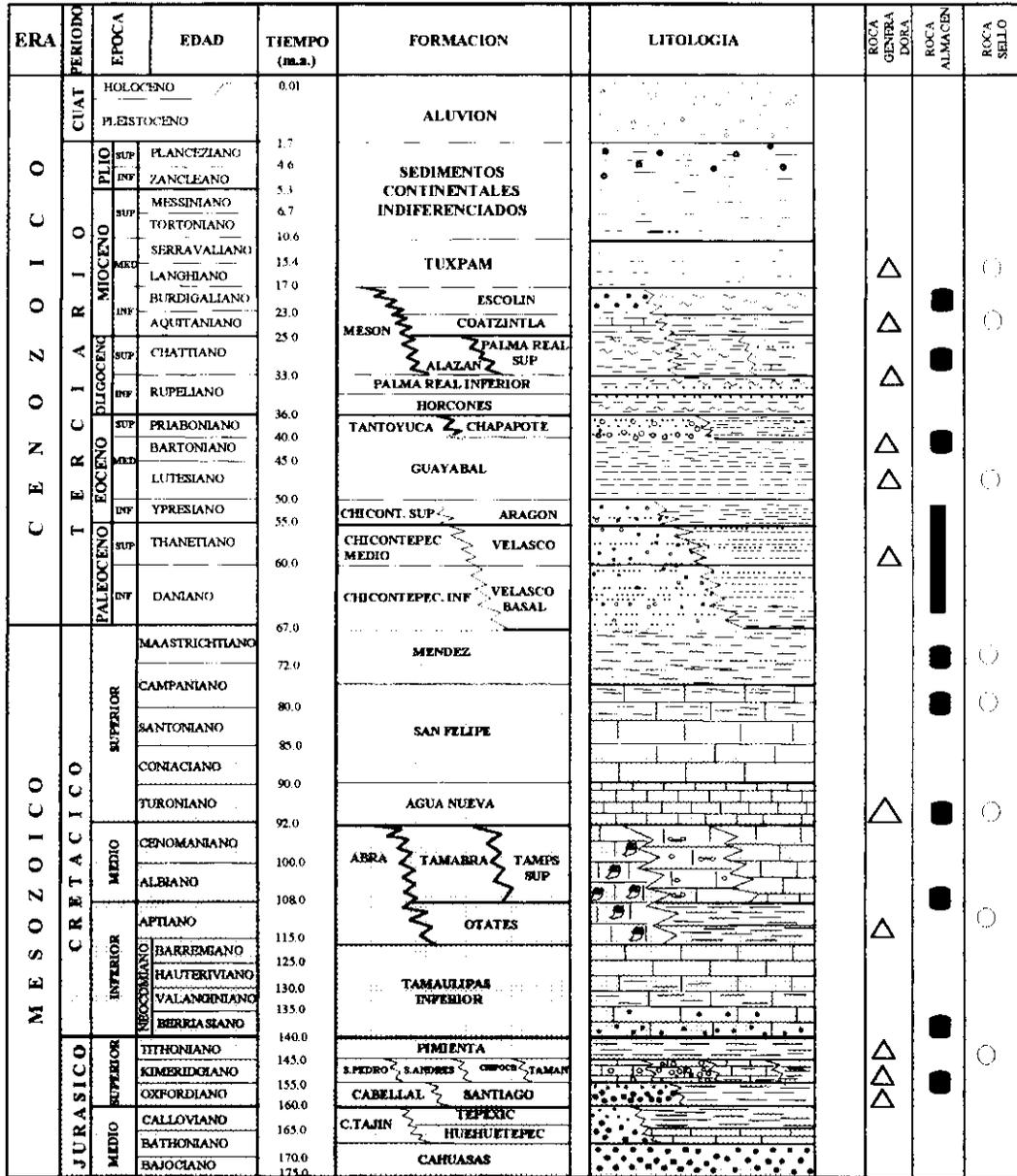


Figura - 2.1

Adyacentes hacia el poniente del área (ver figura -1.3) se han perforado los pozos Citlaltepétl - 2, Huizcuautila - 1A, productor de aceite en la Formación Tamabra, y Pardo - 1 productor de aceite en la Formación Chicontepec.

Hacia el sur del área se encuentran los pozos Corral - 1, Corralillo - 101 productor de aceite y gas en la Formación Chicontepec, Mecatepec - 72 productor de gas en la Formación Tamabra y el Pozo Mecatepec - 102.

En la porción norte adyacente al área se tiene el Pozo Pirámide - 1, productor de aceite en la Formación Tamabra.

De los pozos antes mencionados son importantes para el presente estudio los pozos Cáncer - 1, Cenit - 1, Huizcuautila - 1 A y Pardo - 1 (ubicado fuera del área), debido a que cuentan con análisis de velocidades, además de que las curvas tomadas en los diferentes tipos de registros corridos en estos pozos se encuentran digitalizadas. Al realizarse las gráficas T-Z de los pozos mencionados, solo con las velocidades reportadas en el Pozo Pardo - 1 se pudo obtener un sismograma sintético que permitió efectuar una buena correlación de la columna geológica identificada respecto a la información sísmica. Dicho sismograma permitió realizar un ajuste geológico adecuado en las Líneas - IV y X del Prospecto Tantoyuca. De esta manera se pudieron trazar y correr confiablemente los horizontes identificados en este pozo hacia las demás líneas sísmicas.

## 2.1. ESTRATIGRAFÍA DEL TERCIARIO.

Debido a que el objetivo que se persigue en el presente estudio se encuentra a nivel del Terciario, en el Eoceno Tardío, la presente discusión se enfocará en este período. Las unidades formacionales a las que se hará referencia y que constituyen la columna estratigráfica del Terciario en la Cuenca Tampico - Misantla se describirán a continuación en orden estratigráfico de la más antigua a la más joven, respetando la descripción original elaborada, tomada de *López, 1956*.

### 2.1.1. UNIDADES LITOESTRATIGRÁFICAS.

FORMACIÓN VELASCO. Edad Paleoceno Temprano - Tardío.

Descrita por Cushman, J. A. y Trager, E. A., en 1924.

*Localidad tipo.* Aflora en la Estación Velasco, S.L.P., (ubicada a 20 Km aproximadamente, hacia el poniente de la Estación de Ebano, S.L.P.) del ferrocarril Tampico - San Luis Potosí.

*Litología.* Está constituida en su mayor parte por lutitas de color gris con variación en tono verdoso, azul, café, rojo o marrón, con delgadas capas de bentonitas de color verdoso, escasas interestratificaciones de capas delgadas de areniscas calcáreas de grano fino, y en ocasiones se observan lentes arenosos hasta de 30cm En algunas zonas tiene capas de yeso. Estos sedimentos indican condiciones de depósito en aguas moderadamente profundas por su litología y su fauna.

En el área del Paleocanal de Chicontepec está constituida por margas de color gris, gris - verde, rojizo y café, suaves, arenosas, con capas muy delgadas de bentonita, cenizas y areniscas. La parte basal de la Formación Velasco en algunos lugares como en Ayotoxco, Pue., contiene materiales reabajados de color rojo de la Formación Méndez del Cretácico Tardío (a la que sobreyace), lo cual constituye un buen argumento para la separación en tiempo y litología de las formaciones Velasco y Méndez.

A 2Km al sur de la localidad tipo de la Formación Velasco se perforó el Pozo Velasco-1 que cortó 205m, siendo el espesor máximo cortado de 300m en el Pozo Tamismolón - 1 ubicado  $\pm$  30Km al sureste.

FORMACIÓN CHICONTEPEC. Edad Paleoceno Temprano – Eoceno Temprano.

Descrita por Dumble, E. T., en 1918.

*Localidad tipo.* Se encuentra reportada a 2.5 Km al oriente de Chicontepec, Ver. en el anticlinal del mismo nombre en el poblado de Xalatla, Ver.

*Litología.* Está compuesta predominantemente por areniscas de color gris con estratificación delgada a media, con intercalaciones de margas arenosas de color gris oscuro en bandas delgadas. La Formación Chicontepec tiene cambios de facies tanto laterales como verticales observándose en algunos lugares predominancia de areniscas y en otros de

lutitas. Litológicamente a la Formación Chicontepec se le han identificado tres miembros, los que se definen de la manera siguiente:

Miembro Chicontepec Superior. Está constituido por una serie de areniscas de color gris a gris oscuro, con estratificación delgada de 5 a 6 cm de espesor, intercaladas con margas arenosas.

Miembro Chicontepec Medio. Constituido por una serie alternante de areniscas de grano medio, de color gris, de estratificación delgada a media desde 0.20 hasta 1m de espesor, con lutitas de color gris y gris - oscuro, arenosas, muy duras. En la porción sur de la cuenca este miembro está constituido por lutitas compactas, masivas, de color gris claro, sin estratificación y alternantes con areniscas calcáreas laminares.

Miembro Chicontepec Inferior. Está constituido en general por una serie de lutitas con areniscas lenticulares intercaladas. En la parte central de la cuenca está constituido principalmente por lutitas de color gris verdoso a oscuro y areniscas calcáreas de grano fino y frecuentemente con horizontes bentoníticos. En la porción sur de la cuenca este miembro tiene tres tipos de litología, en la base es arcillosa, en su parte media es arenosa y en la parte superior es arena - calcárea.

En la parte central de la cuenca la Formación Chicontepec descansa discordantemente por erosión sobre sedimentos del Cretácico Tardío, hasta alcanzar en el área del Campo San Andrés a sedimentos del Jurásico Tardío. Esta enorme discordancia se empezó a labrar a inmediaciones del área de Chicontepec, en donde la discordancia pone en contacto a las Formaciones Chicontepec y Velasco, incrementándose su rango hacia el sureste de la cuenca donde alcanza los niveles estratigráficos jurásicos mencionados.

El espesor máximo que se ha cortado son 1150m en el Pozo Tlacolula – 1. En el área de Poza Rica en el Pozo Furbero - 1 se cortaron 780m Como la formación carece de fósiles y horizontes índices ha sido muy difícil medir su espesor en superficie, pero se considera que pudiera tener un máximo de 3000m

### FORMACIÓN ARAGÓN. Edad Eoceno Temprano.

Descrita por Nuttall, W. L. F., en 1930.

*Localidad tipo.* Aflora en el Río La Puerta, al poniente de la Antigua, en la Hacienda de Aragón, Ver., situada a 19Km al suroccidente de Potrero del Llano, Ver., por el camino que sale del poblado de Horcones hacia Guayabal.

*Litología.* Está constituida por lutitas de color gris claro, oscuro y verdoso, de color amarillento al intemperismo, en ocasiones con arenas y areniscas en su parte basal. El contacto inferior con la Formación Chicontepeç infrayacente es transicional.

El espesor máximo perforado se reporta en el Pozo Túxpam - 1, con 325m

### FORMACIÓN GUAYABAL. Edad Eoceno Medio.

Descrita informalmente por Adkins, W. S. en 1925, y de manera formal después por Cole, W. S., en 1927.

*Localidad tipo.* Aflora en Guayabal, Municipio de Tamatoco, Ver., a 12Km al poniente de Potrero del Llano, Ver., en el camino hacia Tlacolula, Ver.

*Litología.* Está constituida por lutitas suaves de color gris y azul a café, que al intemperismo adquieren tonalidades de color gris - café a crema, con intercalaciones delgadas de arenas. En el área de la localidad se consigna como característica la presencia de nódulos de siderita.

El espesor máximo se reporta en el Pozo Chote - 1, que se encuentra situado al sureste de la ciudad de Poza Rica de Hidalgo, Ver., donde se perforaron 1190m

### FORMACIONES TANTOYUCA - CHAPAPOTE. Edad Eoceno Tardío.

Estas formaciones son equivalentes en edad pero de características diferentes y se interdigitan por cambio de facies, la primera es esencialmente areno - arcillosa depositada en regímenes deltaicos y transicionales en ambientes neríticos de plataforma, y la segunda es eminentemente arcillosa, con aislados lentes de arenas y fue depositada en ambientes batiales de cuenca, evidenciado por los numerosos foraminíferos pelágicos que contiene.

La FORMACIÓN TANTOYUCA fue descrita de manera informal primero por Ickes, E. L., en 1913, y descrita de manera formal por Verwiebe, W. A., en 1924.

*Localidad tipo.* Se encuentra en la vecindad de la población de Tantoyuca, Ver., a 150m al noreste del cruce del camino de Tantoyuca - Chopopo con el arroyo Tecomate.

*Litología.* Está constituida por areniscas, areniscas conglomeráticas y areniscas de grano grueso y fino con cementante calcáreo, con intercalaciones de lutitas arenosas de color gris a gris oscuro. Presenta algunos conglomerados y brechas con fragmentos de caliza cretácica de diferentes colores, así como fragmentos de pedernal negro y areniscas probablemente derivados de la Formación Chicontepec del Eoceno Temprano.

El espesor que se ha cortado es variable de acuerdo a su ambiente de depósito, ya que considerando solo a los pozos perforados en el área se tiene que en el Pozo Cáncer – 1 se cortaron 633m, y en el Pozo Huizotate – 2 solamente 207m.

La FORMACIÓN CHAPAPOTE fue descrita por Cole, W. S., en 1927.

*Localidad tipo.* Se encuentra aflorando en el banco ubicado al norte del Río Tuxpam, en la población de Chapapote, Ver., en su cruce con la carretera de Alamo a Potrero del Llano, Ver.

*Litología.* Está constituida por margas y lutitas de color claro y gris a gris verdoso que intemperizan en color crema, con intercalaciones en la parte superior de capas delgadas de bentonita de color amarillo verdoso.

El espesor es sumamente variable, habiéndose perforado en el Pozo Comales - 101 más de 800m, en cambio, en el área del Campo Poza Rica se han perforado solo 375m

FORMACIÓN HORCONES. Edad Oligoceno Temprano.

Fue descrita informalmente por Grimsdale, T. F., en 1933 y de manera formal por Salas, G. P., en 1949.

*Localidad tipo.* Aflora en el arroyo que cruza el camino entre Potrero del Llano y Tlacolula, Ver., a unos 2.2Km al poniente del Río Buenavista, aproximadamente 400m hacia el norte del camino, 3 kilómetros al poniente del poblado de Horcones.

*Litología.* Está constituida por margas grises de tonalidad variable de claro a oscuro y azul que intemperizan en color café a gris crema, con intercalaciones frecuentes de areniscas de grano fino y ocasionalmente capas de ceniza volcánica.

En el área de Mecatepec consiste de una secuencia, de su base a la cima, de conglomerados, arenisca conglomerática y conglomerados, a través de esta secuencia se encuentran lutitas intercaladas haciéndose esta serie muy heterogénea.

El espesor de esta formación es muy variable. En pozos del área de Poza Rica se han cortado hasta 465m

**FORMACIÓN PALMA REAL.** Edad Oligoceno Temprano y Tardío.

Esta formación se ha dividido en dos miembros; Palma Real Inferior de edad Oligoceno Temprano y Palma Real Superior de edad Oligoceno Medio.

Fue descrita informalmente por Nuttall, W. L. F. en 1928, y de manera formal por Villatoro, J. A., en 1932.

*Localidad tipo.* Se encuentra aflorando en la Hacienda de Palma Real, donde se cruza el arroyo de La Cal con el camino que va del Campo Potrero del Llano hacia Temapache, municipio del estado de Veracruz (esta localidad corresponde al Miembro Palma Real Inferior).

Miembro Palma Real Inferior.

*Litología.* Consiste de areniscas, conglomerados y margas arenosas mostrando los estratos variaciones laterales muy rápidas. Los conglomerados tienen cantos de calizas cretácicas y guijarros de pedernal negro y calizas coralinas en bloques y lentes. En la parte basal se encuentran sedimentos con fauna re TRABAJADA del Eoceno. Las variaciones obedecen a períodos transgresivos que tuvieron lugar a principios del Oligoceno como lo demuestra el hecho de que descansa en ocasiones en discordancia angular sobre sedimentos de las Formaciones Horcones, Chapapote - Tantoyuca, Guayabal y Chicontepec.

Miembro Palma Real Superior.

*Litología.* Está constituida por lutitas de color gris, en parte arenosas y con intercalaciones de areniscas de grano fino del mismo color. Hacia la parte superior se encuentra un intervalo de areniscas de grano fino a medio de color gris, en ocasiones se encuentran bloques de calizas coralinas y arrecifales.

El espesor máximo cortado en pozos del área de Poza Rica es de 650m (280m en promedio para el Miembro Palma Real Superior y 370m para el Palma Real Inferior).

FORMACIÓN ALAZÁN. Edad Oligoceno Tardío.

Fue descrita por Dumble, E. T., en 1912.

*Localidad tipo.* Aflora al norte del Río Buenavista, en el cruce del antiguo camino entre las haciendas de Alazán y de Mozutla en el municipio de Tuxpam, Ver. Esta localidad cambia irregularmente por las variaciones del cauce del río por lo que se mencionan dos localidades más, una en un corte del ferrocarril angosto en Toteco, sobre el camino entre Amatlán y Alazán, y la otra sobre el banco del Río Tuxpam, 500m al norte del antiguo amarradero de Tumbadero.

*Litología.* Está constituida por una serie de margas y lutitas de color gris a azul oscuro, que intemperizan en color gris rojizo, ocasionalmente las lutitas se vuelven arenosas en la parte media de la formación y finalmente cambian a areniscas de color gris con intercalaciones arcillosas.

El espesor es variable, siendo 60m el mínimo que se ha cortado en el Pozo Campechana – 2, hasta un máximo cortado de 930m en el Pozo San Rafael – 1, ubicado en el Distrito Tampico. El espesor promedio de esta unidad es de 365m

FORMACIÓN MESÓN. Edad Oligoceno Tardío y Mioceno Temprano.

Fue descrita por Dumble, E. T., en 1918.

*Localidad tipo.* Aflora en los valles entre Moralillo (Hacienda de San Marcos) y Mesón, Ver. , en los bordes de la carretera Tuxpam – Tampico desde el kilómetro 23 hasta el 29 donde se encuentra el poblado de Temapache, Ver.

*Litología.* Está constituida por areniscas, calizas de estratificación delgada y margas arenosas, en algunas partes se presenta una facies de caliza coralina y además, presenta lutitas y margas de color gris a gris oscuro que intemperizan en color amarillento.

El espesor es variable desde 110m en el Pozo Chila – 101 ubicado al sur de Tampico, Tam., aumentando hacia el oriente, con un espesor máximo cortado de 875m en el Pozo Tampico Alto – 101.

#### FORMACIÓN COATZINTLA. Edad Mioceno Temprano.

Fue descrita por Adkins, W. S., en 1925.

*Localidad tipo.* Aflora en el poblado de Coatzintla, Ver., desde la cima del cerro principal, hasta el cruce del camino de Coatzintla a Palma Sola con el arroyo Troncones. Esta localidad representa la parte inferior de la formación, cuya mayor parte se encuentra aflorando hacia el oriente.

*Litología.* Está constituida por lutitas y margas de color gris oscuro, intercaladas con margas arenosas y en algunos lugares con conglomerados y calizas coralinas, ésta formación se considera de carácter transgresivo por la presencia de clásticos en la base, principalmente de areniscas, y de lutitas en la parte superior.

El espesor varía entre 150m, cortados en los pozos Coatzintla cercanos a la localidad tipo y 450m en el Campo Santa Agueda (situado 22Km al norte). El espesor promedio en el área de estudio se considera de 315m

#### FORMACIÓN ESCOLÍN. Edad Mioceno Temprano.

Fue descrita por Grimsdale, T. F., en 1933.

*Localidad tipo.* Aflora en los arroyos de Canoas y Escolín, en la Hacienda Escolín, a lo largo de 1500m al oriente del Pozo Escolín – 54. La serie completa aflora en el arroyo de Santa Agueda, a lo largo del límite sur de las Haciendas de Pital y Mozutla.

*Litología.* Consiste predominantemente de margas de color gris oscuro en la parte inferior, muy homogéneas y masivas en su composición, que intemperizan en color café oscuro y ocasionalmente muestran planos de estratificación. Hacia la cima de la formación las margas son arenosas y están intercaladas con areniscas gruesas, gravas, areniscas calcáreas y calizas arenosas.

El espesor es muy variable, tendiendo a aumentar hacia el Oriente y al sureste de Poza Rica y Papantla, Ver. En promedio se han cortado 300m en pozos del Campo Presidente Alemán, y solamente 90m en el Campo Escolín (adyacente a la ciudad de Poza Rica, Ver.) debido a que en esta área se encuentra aflorando.

#### FORMACIÓN TÚXPAM. Edad Mioceno Medio.

Fue descrita por Dumble, E. T., en 1911.

*Localidad tipo.* Aflora en las lomas de la ciudad de Tuxpam, Ver., a 120m al poniente de la iglesia principal, así como en el camino de la Loma del Cuartel Militar.

*Litología.* Está constituida por lutitas generalmente arenosas, areniscas, areniscas calcáreas, y calizas arenosas. Localmente se aprecian algunos conglomerados hacia la base de la formación, aunque en algunos lugares, como en el Campo Ezequiel Ordóñez se presenta un horizonte de tobas de color verde.

El espesor es muy variable, desde 90m como promedio en el Campo Cabo Rojo, hasta un espesor máximo cortado de 820m en el Pozo Tecolutla - 3.

2.1.2. UNIDADES BIOESTRATIGRÁFICAS. En los pozos del área de estudio no se han realizado trabajos bioestratigráficos de detalle de manera sistemática, solo se cuenta con análisis en intervalos aislados de algunos pozos en que se ha tenido interés específico, pero se tiene un control operativo que permite marcar límites identificados mediante la correlación con registros de pozos.

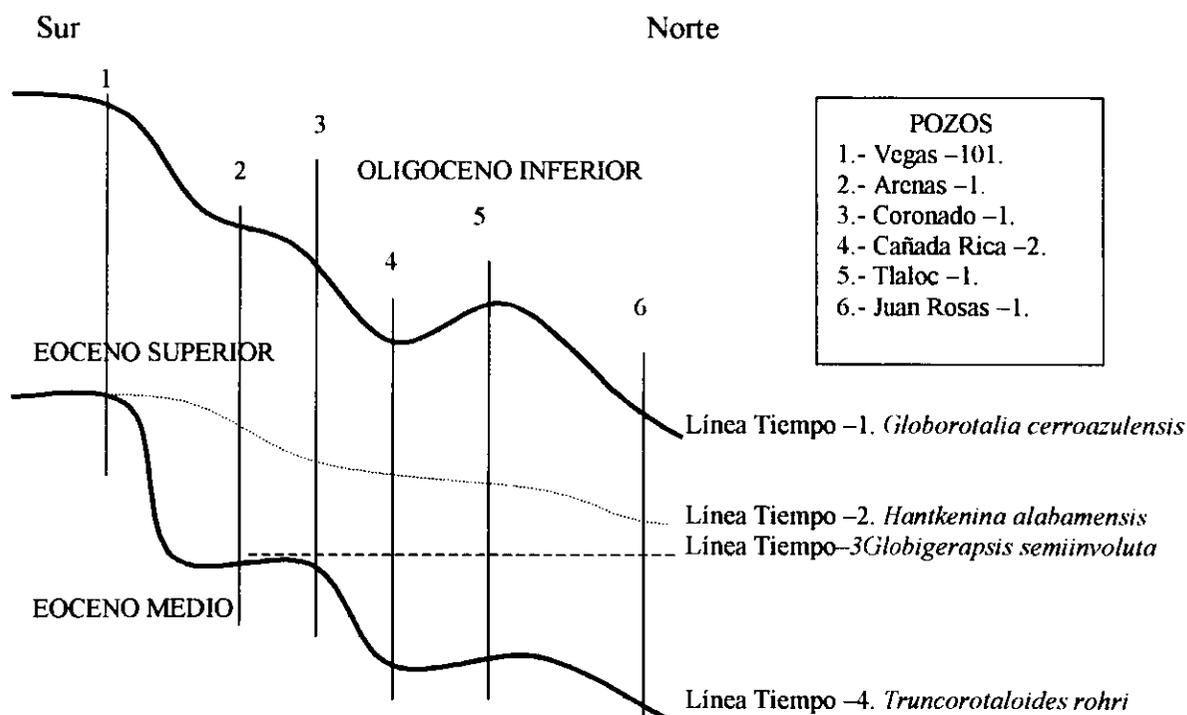
En los pozos Mecatepec – 102 y 109 adyacentes al sur del área, se analizaron 21 y 31 muestras del Eoceno Tardío respectivamente (*Ramón, et al, 1980*) en los que se reporta la siguiente información:

En el Pozo Mecatepec – 102 en el intervalo 408 - 537m, se definió un ambiente nerítico externo al determinarse la presencia de los siguientes fósiles indicativos: *Textularia majori*, *Pararotalia mexicana*, *Heterolepa dutemplei*, *Gyroirinoidea altiformis* y *Bulimina striata*, marcándose la cima con *Globigerina pseudoampliapertura*. En el intervalo 537 – 821m se definió un ambiente batial superior al determinarse: *Melonia affinis*, *Guttulina irregularis*, *Heterolepa dutemplei*, *Cibicidoides robertsoniana*, *Pararotalia mexicana*, *Cibicidoides pseungeriana* y *Globorotalia centralis*. En el intervalo 821 a 972m se definió un ambiente nerítico medio al determinarse *Amphistegina lessonii* y *Lenticulina americana*.

En el Pozo Mecatepec – 109 en el intervalo 643 – 922m se definió un ambiente nerítico externo al determinarse: *Textularia majori*, *Eponides trumpyi* y *Karreriella bradyi*,

marcándose la cima con *Globorotalia centralis*, *Globorotalia cerroazulensis* y *Hantkenina alabamensis*. En el intervalo 922 – 1136m se definió un ambiente nerítico medio al determinarse: *Amphistegina lessoni*, *Lenticulina americana*, *Hanzawaia concentrica*, *Poroeponides criborepanda*, e *Islandiella californica*.

En el área de Tecolutla, Ver., a 50km aproximadamente al sureste del área de estudio, se estudiaron los pozos Vegas – 101, Arenas – 1, Coronado – 1, Cañada Rica – 2, Tlaloc – 1 y Juan Rosas – 1, (Roldán, 1981) en los que se marcaron las biozonas planctónicas siguientes:



En los pozos Carmen – 1, Chote – 1 y Papantla – 1 (situados al sureste del área) se realizaron análisis microfaunísticos en los que se determinó una cenozona de *Globorotalia cerroazulensis*, definiéndose la cima del Eoceno Tardío por la aparición de *Globigerina pseudoampliapertura*, estableciéndose que su ambiente de depósito fue batial superior, aunque en el Pozo Papantla – 1 se determinó para la Formación Tantoyuca un ambiente nerítico externo.

En general el Eoceno Tardío está definido en la provincia geológica del Golfo de México (*Hardenbol y Berggren, 1977*) por la presencia de los foraminíferos planctónicos *Globorotalia cerroazulensis*, que marca la cima del Eoceno Tardío; *Globigerinatheka semiinvoluta* en su parte inferior, y la aparición de *Truncorotaloides rohri* que generalmente marca la base del Eoceno Tardío. También son utilizados los foraminíferos bentónicos *Marginulina cocoaensis* para marcar la cima, *Textularia hockeyensis*, *Textularia bibollensis*, y *Eponides yeguaensis* para la base, y por los radiolarios de la zona *Thyeocyrtis bromia*, aunque ésta ha sido reemplazada por tres nuevas zonas, *Cryptopora ornata* la más joven, *Calocyclusa nayca* y *Carpocanistrum azyx* la más antigua.

La microfauna observada en las rocas de edad Terciaria en la Cuenca Tampico - Misantla ha permitido establecer una secuencia faunística bien definida, distintiva de las unidades formacionales litoestratigráficas que constituyen la columna sedimentaria. La secuencia faunística terciaria se menciona a continuación en orden de la más antigua a la más joven, respetándose los criterios y rangos con que fue establecida originalmente y se denotará a los fósiles como abundantes (\*) e índices (●):

#### PALEOCENO.

El conjunto microfaunístico correspondiente al Paleoceno Inferior se ha definido básicamente por la presencia de las familias *Globorotaliidae* y *Globigerinidae* que constituyen hasta un 60% del conjunto faunístico observado en la Formación Velasco, así como la especie *Globigerina cretacea* d'Orbigny. La fauna, en su mayoría pelágica, indica un ambiente de depósito de aguas profundas que corresponde a un ambiente batial.

Se ha identificado un conjunto microfaunístico de foraminíferos de diversas especies que representan al Paleoceno Tardío en la Formación Chicontepec Inferior y Medio, siendo estos los siguientes:

●*Anomalina velascoensis* (Cushman), ●*Aragonia velascoensis* (Cushman), ●*Globorotalia crassata* variedad *aequa* Cushman & Renz, ●*Globorotalia membranacea* (Ehrenberg), ●*Globorotalia velascoensis* (Cushman), ●*Globorotalia wilcoxensis* variedad *acuta* Toulomi, ●*Gumbelina globulosa* (Ehrenberg), ●*Marssonella oxycona* (Reuss), ●*Nodellum velascoense* (Cushman), ●*Nuttallides florealis* (White).

## EOCENO.

El conjunto microfaunístico de foraminíferos representativos del Eoceno Temprano observados en la Formación Chicontepec Superior es el siguiente:

•*Globigerina pseudobulloides* Plummer, •*Globorotalia palmerae* Chushman & Bermúdez, •*Textularia affinis T. fonda* (Reuss), •*Textularia affinis T. goesii* (Cushman) y •*Trochamina diagonis* (Carsey), además de:

*Bulimina triedra* (Cushman), *Cornuspira cretacea* (Reuss), *Globigerina velascoensis* (White), *Globorotalia velascoensis* (Cushman) y *Gumbelina globulosa* (Ehrenberg).

Los foraminíferos del Eoceno Temprano observados en la Formación Aragón son característicos por constituir una biofacies con predominio numérico muy marcado del género *Globigerina*, aunque existen varias especies índices pertenecientes a otros géneros, el conjunto es el siguiente:

•*Anomalina dorri aragonensis* Nuttall, •*Aragonia aragonensis* (Nuttall), •*Bulimina semicostata* Nuttall, •*Hantkenina mexicana* variedad *aragonensis* Nuttall, •*Haplophragmoides acutidorsatum* (Hantken), •*Hastigerinella eocaenica* variedad *aragonensis* Nuttall, •*Globigerina affinis G. orbiformis* Cole, •*Globorotalia aragonensis* Nuttall, •*Textularia agglutinans* d'Orbigny, •*Vaginulinopsis asperuliformis* (Nuttall) y •*Vulvulina pectinata* variedad *mexicana* Nuttall.

El conjunto faunístico indica que los sedimentos de esta formación se depositaron en aguas batiales profundas.

La microfauna del Eoceno Medio que ha sido observada en la Formación Guayabal, esta representada por el conjunto de foraminíferos siguiente:

•*Amphistegina mexicana* Cole, •*Ceratobulimina eximia* Rzehak, •*Discoyclina cushmani* Vaughan, •*Eponides guayabalensis* Cole, •*Fronicularia interrupta* Karrer, •*Globigerina topilensis* Cushman, •*Globorotalia spinulosa* Cushman, •*Hantkenina*

*longispina* Cushman, •*Nodosaria mexicana* Cushman, •*Plectina dalmatina* Liebus, •*Robulus mexicanus* (Cushman), •*Spiroplectamina zapotensis* (Cole), •*Uvigerina blancocostat* Cole y •*Robulus mexicanus* (Cushman).

El conjunto microfaunístico constituido por los foraminíferos del Eoceno Tardío observado en las formaciones Tantoyuca y Chapapote es muy abundante (\*), siendo para la Formación Tantoyuca los siguientes:

\**Lepidocyclina affinis* L. *ocalana* Cushman, \**Lepidocyclina proteriformis* Vaughan, \**Operculina floridensis* (Heilprin) y \**Operculina mariannensis* Vaughan; *Bulimina jacksonensis* Cushman, *Discorbis jacksonensis* Cushman & Applin, *Globorotalia cerroazulensis* (Cole), *Hantkenina alabamensis* Cushman, *Helicolepidina spiralis* Tobler, *Helicolepidina paustriata* Barker & Grimsdale, *Operculinoides wilcoxi* (Heilprin), *Robulus gutticostatus* Gumbel y *Robulus mexicanus* (Cushman).

Para la Formación Chapapote la asociación microfaunística de foraminíferos observada es la siguiente:

•*Anomalina dorri* Cole, •*Bulimina jacksonensis* Cushman, •*Cribohantkenina brevispina* (Cushman), •*Globorotalia cerroazulensis* (Cole), •*Hantkenina alabamensis* Cushman, •*Hantkenina danvillensis* Howe, •*Textularia eocaena* (Gumbel) y •*Tritaxilina mexicana* Cushman, \**Lepidocyclina proteriformis* Vaughan, \**Operculina floridensis* (Heilprin), y \**Operculina mariannensis* Vaughan.

La microfauna indica condiciones de depósito diferentes entre estas formaciones, estableciéndose que la Formación Tantoyuca se depositó en ambientes de plataforma, aunado al material detrítico que la identifica. Por el contrario la Formación Chapapote fue depositada en ambientes batiales, en cuenca de mar abierto.

## OLIGOCENO

La microfauna que determina la parte inferior del Oligoceno Temprano observada en la Formación Horcones está caracterizada por los siguientes foraminíferos:

*Lepidocyclina (Eulepidina) favosa* Cushman, *Planulina cocoaensis* (Cushman), *Rotaliatina mexicana* (Cushman) y *Textularia oecaena* (Gumbel).

Por la litología y la microfauna observadas en esta formación se infiere que las condiciones de depósito reinantes y las fuentes de suministro de materiales eran similares a las que prevalecieron durante el depósito de las Formaciones Tantoyuca y Chapapote.

La asociación microfaunística que se ha observado en la parte superior del Oligoceno Temprano en el Miembro Palma Real Inferior es la siguiente:

*Anomalina grosserugosa* (Gumbel), *Cibicides aknerianus* (d'Orbigny), *Gyrodina broeckhiana* (Karrer), *Operculina operculinoides* (Cole), *Saracenaria italica* (Defrance) y *Vaginulina elegans* variedad *mexicana* Nuttall.

El conjunto microfaunístico de foraminíferos que determina al Oligoceno Tardío que se ha observado en el Miembro Palma Real Superior (que se encuentra aflorando en la mayor parte del área de estudio) es el siguiente:

*Lepidocyclina tuberculata palmarealensis* Nuttall, *Lepidocyclina asterodisca* Nuttall, *Lepidocyclina parvula* Cushman, *Lepidocyclina pseudomarginata* Cushman, *Lepidocyclina tempanii* Vaughan y *Schenckiella cyclostomata* (Galloway & Morrey).

El conjunto microfaunístico de foraminíferos observado en la Formación Alazán, (la cual se encuentra aflorando en la parte sur del área de estudio) correspondiente también al Oligoceno Tardío, es el siguiente:

•*Anomalina alazanensis* Nuttall, •*Robulus calcar* variedad *alazanensis* (Nuttall), •*Uvigerina spinicosta* variedad *alazanensis* Nuttall y •*Planulina alazanensis* (Nuttall), además de:

*Ammospirata mexicana* Cushman, *Bolivina alazanensis* Cushman, *Bolivina tectiformis* Cushman, *Eponides umbonatus* (Reuss), *Gaudryina asiphonia* (Andreae), *Marginulina alazanensis* Nuttall, *Pseudoclavulina alazanensis* (Nuttall), *Rectobolivina mexicana* Cushman, *Uvigerina alazanensis* Nuttall, *Uvigerina auberiana* d'Orbigny y *Uvigerina nuttalli* Cushman & Edwards.

El conjunto microfaunístico de foraminíferos correspondiente al Oligoceno Tardío observado en la Formación Mesón es el siguiente:

•*Discorbis submamilla* Barker, •*Heterostegina antillea* Cushman, •*Lepidocyclina canelli* Lemoine & Douvillé, •*Lepidocyclina crassata* Cushman, •*Lepidocyclina gigas* variedad *mexicana* (Cushman), •*Lepidocyclina cf. L. morgani* Lemoine & Douvillé, •*Lepidocyclina supera* Lemoine & Douvillé, •*Lepidocyclina undosa* Cushman y •*Operculinoides semmesi* (Vaughan) así como:

*Angulogerina byramensis* (Cushman), *Angulogerina tenuistriata* (Cushman), *Bifarina vicksburgensis* (Cushman), *Clavulina byramensis* variedad *extans* Cushman, *Discorbis araucana* (d'Orbigny), *Discorbis vilardeboana* (d'Orbigny), *Eponides byramensis* Cushman, *Gyroidina scalata* Garrett, *Lepidocyclina waylandvaughani* Cole, *Marginulina mexicana* Cushman, *Marginulina subbullata* Hankten, *Miogypsina cushmani* Vaughan y *Siphonia advena* Cushman.

De acuerdo con la microfauna y la litología observada, se infiere que la Formación Mesón se depositó en un ambiente nerítico interno.

## MIOCENO

De la microfauna observada que representa al Mioceno Temprano, se han citado numerosos fósiles, mereciendo especial atención los foraminíferos que presentan un conjunto característico de una biofacies de *Uvigerina* para la mayor parte de la Formación Coatzintla. El conjunto es el siguiente:

•*Cibicides mantaensis* (Galloway & Morrey), •*Miogypsina* *affinis M. panamensis* Cushman, •*Siphogenerina lamellata* Cushman, •*Siphogenerina senni* (Cushman & Renz) y •*Siphogenerina striata* (Schwagner), así como:

*Amphisorus affinis Americanus* (Cushman) *Gyroidina scalata* Garrett, *Nodosaria spinicostata* d'Orbigny, *Nonion pompilioides* (Fichtel & Moll).

Las características microfaunísticas de la Formación Coatzintla indican un ambiente de depósito nerítico externo.

Las unidades que serán descritas a continuación, no se encuentran en el área, pero se encuentran aflorando en áreas adyacentes, situadas al oriente y sur del área de estudio.

El conjunto microfaunístico de foraminíferos correspondientes en edad también al Mioceno Temprano, que se ha observado en la Formación Escolín, es el siguiente:

•*Almaena alvarezii* (Limón-Gutiérrez), •*Almaena zigzag* (Galloway & Heminway), •*Miogypsina complanata* Schlumberger, •*Miogypsina gunteri* Cole, •*Miogypsina mexicana* Nuttall y •*Robulus gutticostatus* (Gumbel), así como:

*Nonion advena* Cushman, *Robulus budensis* Hantken, *Robulus vaughani* (Cushman), *Siphonina advena* (Cushman) y *Sorites* sp.

Esta formación (es correlacionable con la Formación Coatzintla) se depositó durante un periodo en el cual ascendió en un principio el nivel del mar, para luego descender y permanecer posteriormente con poca profundidad hasta el inicio del depósito de la Formación Tuxpam del Mioceno Medio.

Los foraminíferos determinativos del Mioceno Medio que se han observado en la Formación Tuxpam son los siguientes:

•*Globigerinoides sacculiferus* (Brady), •*Robulus americanus* (Cushman), •*Robulus americanus* variedad *spinatus* (Cushman), •*Robulus rotulatus* (Lamarck), •*Robulus vaughani* (Cushman) y •*Robulus beccarii* (Linnaeus), además de:

*Amphistegina lessonii* d'Orbigny, *Cibicides americanus* (Cushman), *Elphidium rugosum* (d'Orbigny), *Operculinoides tuxpamensis* (Thalman), *Orbulina universa* d'Orbigny y *Sphaerogypsina vesicularis* (Parker & Jones).

Por la microfauna observada se infiere que los sedimentos constituyentes de esta formación se depositaron en condiciones de plataforma en un ambiente transgresivo de aguas someras.

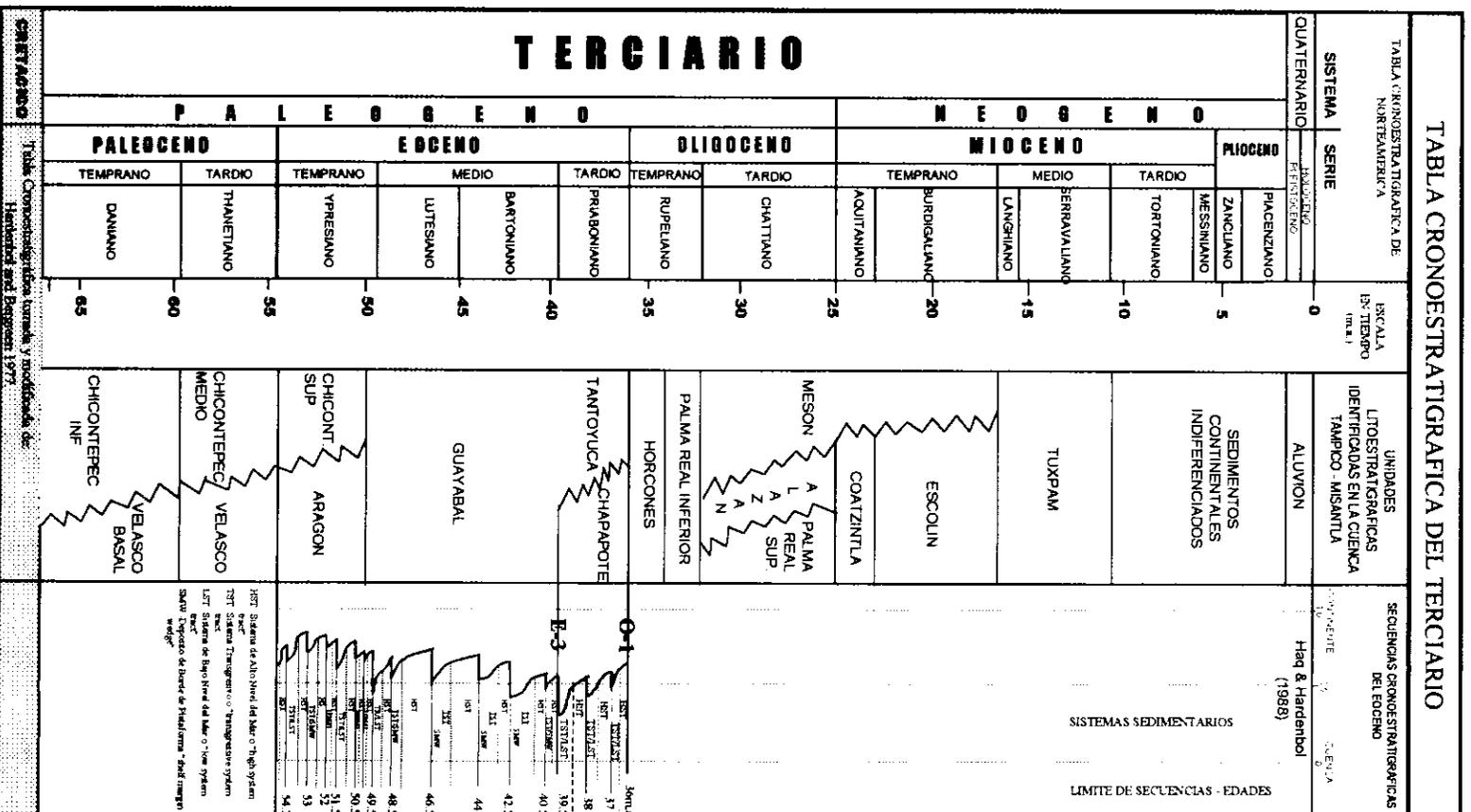
2.1.3. UNIDADES LIMITADAS POR DISCORDANCIA. Estas unidades se consideran como el testimonio de un intervalo específico de tiempo, cada unidad está representada por una "secuencia" de rocas depositadas en ese intervalo de tiempo, que abarca desde el principio hasta el final de su depósito.

Estas secuencias pueden ser ubicadas en el marco de la cronoestratigrafía, que se refiere a la edad de las rocas, cuya clasificación se enuncia en orden jerárquico acompañada con la geocronología (que se refiere al tiempo geológico). En dicha clasificación se utilizan algunos términos que son muy similares para ambas clasificaciones (*Miall, 1990*) siendo estos los siguientes:

<u>Cronoestratigrafía</u>	<u>Geocronología</u>	ejemplo
Eonotema	Eon	Fanerozoico
Eratema	Era	Terciario
Sistema	Periodo	Eoceno
Serie	Epoca	Eoceno Tardío
Piso	Edad	Priaboniano
Cronozona	Cron	<i>Globorotalia cerroazulensis</i>

El "sistema" es la unidad fundamental de la clasificación cronoestratigráfica mundial de las rocas fanerozoicas (*Hedberg, 1976*) ya que a partir de ésta, hacia jerarquías menores de la clasificación, puede no estar representada alguna serie, piso o cronozona. Se ha sugerido al término piso o "stage" como la unidad cronoestratigráfica básica por su uso práctico en correlaciones regionales, estando aun en discusión (*Miall, op. cit.*). Para definir las unidades cronoestratigráficas y su correlación, el criterio paleontológico continúa siendo el más satisfactorio de todos los rangos debido a la evolución orgánica progresiva.

El "Sistema" Terciario en la Cuenca Tampico - Misantla se ha establecido en función de las determinaciones litoestratigráficas y microfaunísticas observadas tanto en superficie como en el subsuelo. Este sistema se encuentra claramente definido en el marco de la Provincia Geológica del Golfo de México, el cual se presenta en la figura - 2.2.



En dicha figura se incluye una columna referente a los Límites de Secuencias o “Unidades Limitadas por Discordancias” (identificadas por Haq, et al, 1988, para el Golfo de México, *In Macurda, 1998*) en la que se presentan solamente los límites de secuencias identificadas para el sistema Terciario en el Eoceno, debido a que los objetivos perseguidos en el presente trabajo se ubican específicamente en el Eoceno Tardío.

Se realizó un análisis de las facies sísmicas correspondientes al Eoceno Tardío, definiéndose cuatro Secuencias Sedimentarias de tercer orden en base a la interpretación efectuada en las líneas sísmicas comprendidas en el área del estudio.

Una “secuencia” esta limitada por superficies (horizontes sísmicos) o discontinuidades (líneas tiempo) de origen eustático y representa el período de tiempo geológico durante el cual se desarrolló su depósito. Estas secuencias constituyen conjuntos depositacionales cuyas propiedades estratigráficas son identificadas en perfiles sísmicos y se definen por los patrones de reflexión interna que las caracterizan.

Por lo general los Límites de Secuencia (en inglés “Sequences Boundaries”) corresponden a superficies de solapamiento en las que se observan terminaciones de tipo diverso (en inglés “onlap”, “toplap” y “downlap”), en cuencas profundas el solapamiento está caracterizado por acuñamientos turbidíticos, flujos detríticos o por aparente solapamiento en deltas progradantes, y en aguas someras el solapamiento se presenta en ambientes deltaicos costeros y fluviales. Los límites de secuencias pueden ser:

- Límite de Secuencia Tipo 1, tiene lugar en la base de las secuencias, se produce por un evento de bajo nivel del mar, caracterizado por erosión subaérea en la que la plataforma queda expuesta, formándose sobre esta valles incisos.
  
- Límite de Secuencia Tipo 2 ó discontinuidad de tipo 2, tiene lugar en periodos cuando desciende el nivel del mar quedando parte de la plataforma inundada. Esta discontinuidad es la más común y se presenta por lo general entre sistemas de alto nivel del mar y de borde de plataforma, en donde estos últimos pueden solapar hacia la plataforma sobre los depósitos previos de alto nivel.

- Superficie de máxima inundación (*Van Wagoner, 1987*), está representada por secciones condensadas, caracterizadas por bajos aportes sedimentarios en condiciones transgresivas pero con abundante contenido faunístico.

Si existe truncamiento erosional submarino o subaéreo de la parte superior del conjunto sedimentario, dicha superficie corresponde a un Límite de Secuencia, y al patrón de terminación de estratos que se encuentra por debajo de dicha superficie se le conoce como “toplap” o cuña crestal que marca la terminación de estratos inclinados contra superficies suprayacentes. Al patrón de terminación de estratos inclinados hacia la cuenca que terminan contra capas infrayacentes de menor inclinación se le conoce como “downlap”, y a la superficie inferior en la que ocurre el acuñamiento se le ha denominado Superficie de Progradación (en inglés “Downlap Surface”) la cual delimita las máximas transgresiones marinas, siendo conocida también como la Superficie de Máxima Inundación (“Maximun Flooding Surface”) y separa los sistemas transgresivos de los de alto nivel del mar.

Las secuencias corresponden a cuatro tipos diferentes de sistemas sedimentarios (en inglés “Systems tracts”) los cuales pueden ser:

- a).- De bajo nivel del mar (“Lowstand” o LST).
- b).- Transgresivo o retrogradante de alto nivel del mar (“Transgressive-backstepping” o TST).
- c).- De alto nivel del mar o progradacional (“Highstand-forestepping” o HST).
- d).- Margen de plataforma (“Shelf-margin prograding complex” o SMPC).

Una secuencia se desarrolla durante un Ciclo Eustático, el cual comprende un periodo de tiempo geológico en el que se presenta un ciclo completo (un ascenso seguido por un descenso del nivel de mar) de variación del nivel promedio del mar a escala global. Dependiendo del periodo de tiempo geológico en el que se desarrolla un ciclo completo se puede tener cinco tipos diferentes, los cuales pueden ser:

- Ciclos de Primer Orden ó Megaciclo Eustático. Son ciclos de larga duración (de 200 a 1500m.a.) originados por la unión y la posterior disgregación de los continentes, donde se desarrollan las Megasecuencias.

- Ciclos de Segundo Orden ó Superciclo Eustático. Estos ciclos tienen una duración intermedia (de 5 a 80m.a.) donde se desarrollan las Supersecuencias y pueden comprender un conjunto de ciclos de tercer orden. Se caracterizan por lentos levantamientos del nivel del mar seguidos por descensos rápidos; se producen en periodos de transición entre la ruptura y la deriva de los continentes, y la reorganización de límites de placas.

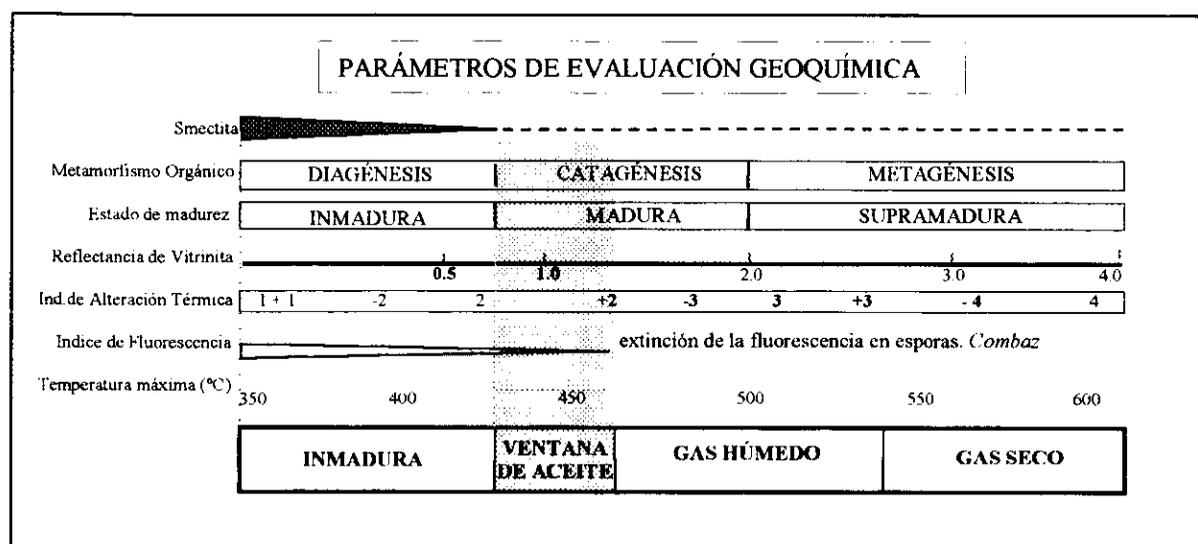
- Ciclos de Tercer Orden ó Ciclo Eustático. Son de corta duración (de 0.5 a 5m.a. ó bien de 1 a 10m.a.) y son originados por glaciaciones y/o desglaciaciones, cambios globales en la tasa de expansión oceánica y tectonismo regional.

- Ciclos de Cuarto y Quinto Orden ó Paraciclos Eustáticos. Son de intervalos de tiempo muy corto (de 0.01 a 0.5m.a.) donde se desarrollan las Parasecuencias en los que una subida relativa del nivel del mar es seguida por otro ascenso del nivel del mar sin que se produzca una caída relativa. Que se originan por cambios en el volumen total de hielo en los polos, que ocasionan los cambios eustáticos en el nivel del mar.

## 2.2. ANÁLISIS GEOQUÍMICO DEL TERCIARIO.

Con base en la información existente que fue consultada en los informes técnicos registrados en el archivo técnico de la Gerencia de Exploración en Poza Rica, se define que en el área de estudio no se han realizado trabajos de interpretación y evaluación geoquímica enfocados al Sistema Terciario, con los que sería posible obtener información del estado de madurez en que se encuentra y establecer el potencial generador de hidrocarburos contenido en las rocas de esta edad.

No obstante lo anterior, se buscó y se encontró información en aisladas bases de datos de geoquímica de seis pozos que cuentan con este tipo de estudios, la información encontrada define que: cuatro de estos pozos aportan datos parciales de pirólisis y análisis ópticos del Terciario y los otros dos solo aportan información para el Mesozoico también de manera parcial. Estos resultados fueron analizados bajo los criterios geoquímicos establecidos, estando los de tipo óptico enmarcados en el cuadro siguiente, y los de pirólisis según la literatura afin con dicha disciplina.



Relación entre los indicadores de alteración térmica de la materia orgánica  
y el dominio de generación de hidrocarburos.  
Modificado de Valencia, 1996.

La información geoquímica del Terciario que fue encontrada corresponde a los pozos Cenit -1, Fotón -1, Huiscuautla -1A y Pardo -1; y que al ser analizada aportó los siguientes resultados:

#### POZO CENIT - 1

La información obtenida corresponde al tipo de los análisis ópticos, y nos indica que la MO (materia orgánica) es de tipo predominantemente carbonosa y leñosa de origen continental (determinada como kerógeno de tipo III, que está definido como potencial generador de hidrocarburos de tipo gaseoso principalmente).

El IAT (índice de alteración térmica) indica que la materia orgánica se encuentra dentro de la ventana de generación del petróleo, a partir de la etapa inicial de generación de los hidrocarburos del tipo de los condensados [+2], pasando hasta la etapa inicial de generación de hidrocarburos de tipo gas seco [+3] (*Rueda, et al, 1988*). De acuerdo con los resultados analizados se puede definir entonces que la secuencia de la columna terciaria está madura, aunque el IPG (índice de potencial generador) no se puede determinar debido a que no se cuenta con resultados geoquímicos de pirólisis acerca del contenido de CO (carbón orgánico), los datos analizados fueron los siguientes:

#### Análisis ópticos del Pozo Cenit –1.

PROF	M.Org	IAT	Formación
410	c-l	+2, +3	O. Palma Real Superior
426	c-l	+2, +3	O. Palma Real Superior
464	c-l	+2, +3	O. Palma Real Superior
530	c-l	+2, +3	O. Palma Real Superior
695	c-l	+2, +3	E. Tantoyuca
737	c-l	+2, +3	E. Tantoyuca
795	c-l	+2, +3	E. Tantoyuca
835	c-l	+2, +3	E. Tantoyuca
867	c-l	+2, +3	E. Tantoyuca
952	c-l	+2, +3	E. Tantoyuca
1017	c-l	+2, +3	E. Tantoyuca
1075	l-c	+2, +3	E. Guayabal
1331	l-c	+2, +3	E. Guayabal
1394	l-c	-2, +3	E. Guayabal
1434	l-h	-2, -3	P. Chicontepec Canal
1496	l-c	-2, -3	P. Chicontepec Canal
1536	l-c	-2, +3	P. Chicontepec Canal
1576	l-c	-2, +3	P. Chicontepec Canal
1616	l-c	-2, +3	P. Chicontepec Canal
1656	c-l	-2, +3	P. Chicontepec Canal
1704	l-c	-2, +3	P. Chicontepec Canal
1748	l-c	+2, +3	P. Chicontepec Inferior
1788	c-l	+2, +3	P. Chicontepec Inferior
1828	c-l	-3, +3	P. Velasco Basal

Es importante mencionar que en el ámbito mundial se tiene establecido estadísticamente que en los ambientes de depósito transicional como los pantanos, estuarios, lagunas, “deltas”, etc., es donde se distribuyen los mayores porcentajes de materia orgánica por área (como se observa en la gráfica siguiente) pudiendo ser ésta tanto de tipo leñoso como algácea en relaciones variables dependiendo de las características determinantes (energía fluvial, del oleaje, o de mareas; densidad de las aguas fluviales y marinas; así como la densidad y carga de sedimentos en el cuerpo acuoso que desemboca en el mar) en los medios ambientes depositacionales dominantes. De ahí la importancia de

programar y realizar los estudios geoquímicos siguiendo las normas y procedimientos establecidos para contar con un muestreo selectivo de calidad que permita obtener resultados suficientes y confiables para definir el potencial de generación de hidrocarburos en cada una de las facies identificadas.

AMBIENTES CONTINENTALES 1.4 – 7.8x10 <sup>10</sup> t. CO/año				AMBIENTES MARINOS 1.5 – 7.0x10 <sup>10</sup> t. CO/año		
4%	13%	65%	18%	8%	47%	46%
DESERTICO	ESTEPA	BOSQUE	AGRICULTURA	ESTUARIOS DELTA	PLATAFORMA CONTINENTAL	MAR ABIERTO
294t/Km <sup>2</sup>	2500t/Km <sup>2</sup>	7927t/Km <sup>2</sup>	6429t/Km <sup>2</sup>	20 000t/Km <sup>2</sup>	2798t/Km <sup>2</sup>	833t/Km <sup>2</sup>

Distribución global de producción primaria de materia orgánica, modificado de *Huc, 1980*.

#### POZO FOTÓN - 1.

Los datos analizados de S<sub>1</sub> nos indican que los hidrocarburos ya generados son de rango pobre; el S<sub>2</sub> (que permite cuantificar los hidrocarburos potenciales) indica que los hidrocarburos generados por pirólisis son de rango muy pobre en las muestras 728 y 859; y el S<sub>3</sub> (CO<sub>2</sub> producido por pirólisis) también indica valores bajos.

Los valores de T Máx. (temperatura máxima de pirólisis) en que se obtiene el máximo de hidrocarburos de las rocas en el Rock Eval determinan a una roca madura entre los 430 y los 460° Centígrados. Por lo tanto, la muestra 728 de la Formación Tantoyuca está muy próxima a alcanzar el rango de madurez adecuado para la generación de hidrocarburos, la muestra 859 esta aun más inmadura que la anterior.

El CO (contenido de carbón orgánico) indica potencial pobre cuando se tienen valores  $< 0.5$ , regulares entre 0.5 y 1.0, buenos entre 1.0 y 2.0, muy buenos entre 2.0 y 4.0 y excelentes para valores  $> 4\%$ . Por los valores observados se puede decir entonces que tenemos CO indicativo de un potencial pobre a regular.

El CM (carbón mineral) es indicador de la litología, los valores son dados en rangos de 0 a 12 y determinan la variación de lutitas a calizas, los valores observados nos indican una litología arcillo – calcárea, típica de un ambiente transicional donde se tiene aporte de sedimentos siliciclásticos intercalados y/o cementados con carbonatos.

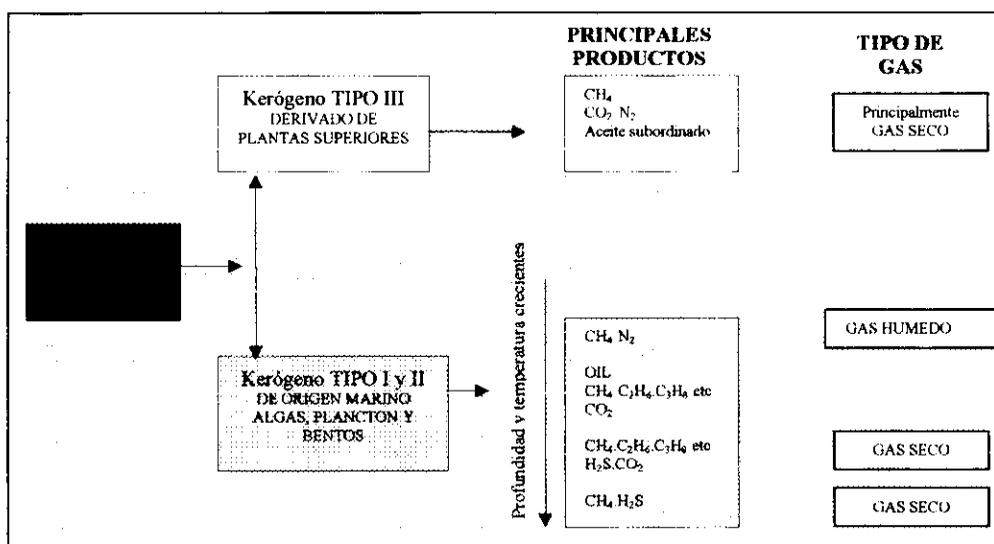
Los datos de MO indican un contenido predominante de materia algácea de origen marino (kerógeno determinado de tipo I, definido como potencial generador de aceite) y materia carbonosa de origen continental subordinada (kerógeno tipo III, potencial generador de gas); relación típica de ambientes transicionales donde se tiene mezcla de ambos tipos de materia orgánica. El tipo de materia orgánica predominante está en la relación que guarda la cuenca de depósito con la línea de costa y los elementos dominantes del medio ambiente.

El IAT indica que la secuencia Terciaria analizada se encuentra en una zona de transformación Catagenética dentro de la ventana del petróleo, en una etapa madura a muy madura [+3 a - 4] de generación avanzada, propicia para la generación tanto de hidrocarburos líquidos ligeros, como de los de tipo gaseoso. Los datos analizados son:

#### Resultados de pirólisis del Pozo Fotón -1.

PROF	S <sub>1</sub>	S <sub>2</sub>	S <sub>3</sub>	Tmax	CO	CM	MO	IAT	Formación
695	0.07	0.00	1.44		0.25	6.1	A, c	+3, -4	E. Tantoyuca
728	0.01	0.27	0.59	426	0.68	2.7	a, l	- 3, 3	E. Tantoyuca
775	0.36	0.04	1.35		0.28	6.8	C, a	+3, -3	E. Tantoyuca
829	0.05	0.00	0.74		0.14	5.9			E. Tantoyuca
859	0.23	0.34	0.89	418	0.79	5.2	A, c	3, +3	E. Tantoyuca
875	0.10	0.02	0.61		0.12	5.8			E. Tantoyuca
925	0.14	0.06	0.78		0.23	6.7	A, c	+3, -3	E. Tantoyuca
975	0.27	0.01	0.88		0.27	4.3			E. Tantoyuca
1025	0.08	0.11	0.72		0.33	6.2			E. Tantoyuca
1075	0.04	0.03	0.92		0.20	6.0	A, c	+3, -4	E. Guayabal
1175	0.10	0.07	0.61		0.30	6.4	C, a	+3	E. Guayabal
1225	0.06	0.00	0.78		0.09	7.1			E. Guayabal
1275	0.08	0.03	0.90		0.27	6.3	C, a	+3, -3	E. Guayabal

Los datos de este pozo indican que la materia orgánica es predominantemente de tipo algácea con materia carbono - leñosa de tipo continental, infiriéndose que se depositó en un medio ambiente transicional marino predominante, en el cuadro siguiente se muestra el tipo de hidrocarburos que pudieran encontrarse en el área según los tipos de kerógeno dominantes.



Hidrocarburos que se producen según el tipo de kerógeno y el nivel de sepultamiento.

#### POZO HUISCUAUTLA - 1A.

Los análisis ópticos de Ro (reflectancia de vitrinita en aceite) observados en este pozo, indican que la materia orgánica contenida en esta secuencia Terciaria se encuentra en la Zona Catagenética, dentro de la Ventana de Generación del Petróleo, se encuentra en la etapa inicial de la generación de hidrocarburos de tipo líquido. Una zona inmadura Diagenética presenta valores < 0.5%, una zona madura Catagenética presenta valores entre 0.5 y 1.53% y una zona super-madura Metagenética > 1.53%, aunque debe de considerarse el que las características propias de cada cuenca determinan variaciones en estos rangos (Rueda, et al, 1988). Los datos analizados fueron los siguientes:

## Análisis ópticos del Pozo Huizcuautla –1A.

PROF	Ro	Formación
255	0.80	O. Palma Real Superior
365	0.80	O. Palma Real Inferior
535	0.83	O. Palma Real Inferior
650	0.83	O. Palma Real Inferior
760	0.85	E. Tantoyuca
840	0.87	E. Tantoyuca
1055	0.92	E. Guayabal
1195	0.92	P. Chicontepec
1350	0.93	P. Chicontepec
1505	0.88	P. Chicontepec
1650	0.88	P. Chicontepec
1805	0.90	P. Chicontepec

## POZO PARDO -1.

Los valores obtenidos de Ro indican que la secuencia Terciaria se encuentra en la etapa de transformación Catagenética dentro de la Ventana de Generación del Petróleo, en una etapa de madurez temprana. Es decir, se encuentra hipotéticamente en condiciones de generación de hidrocarburos líquidos. Aunque no puede asegurarse que sean de este tipo debido a que no se cuenta con resultados que nos permitan efectuar un análisis del tipo, cantidad y calidad de la materia orgánica existente. Los datos analizados fueron los siguientes:

## Análisis ópticos del Pozo Pardo –1.

PROF	Ro	Formación
150	0.52	O. Palma Real Inferior
780	0.70	E. Tantoyuca
950	0.54	E. Guayabal
1345	0.71	P. Chicontepec Canal
1750	0.82	P. Velasco Basal
1934	0.82	K. Mendez
2450	0.72	K. Tamaulipas Superior
2690	0.70	K. Tamaulipas Inferior
3588	0.99	J. Santiago

## POZO HUIZOTATE - 2.

En este pozo se colectaron muestras solamente en el Mesozoico en las Formaciones Tamán y Santiago del Jurásico Tardío, por lo que no se puede tomar ninguna determinación de madurez ni de potencial de generación para el terciario.

## POZO MECATEPEC -101.

En este pozo se colectaron también muestras solo al Mesozoico en las Formaciones Pimienta y Tamán del Jurásico Tardío, por lo que tampoco se puede tomar determinaciones de madurez, ni de potencial de generación para el terciario.

No se puede calcular adecuadamente el Índice de Potencial Generador I.P.G. (S.P.I. en inglés) de hidrocarburos que pudiera tener la secuencia terciaria por los escasos resultados geoquímicos de pirólisis con que se cuenta, por lo que sería poco sustentable establecer un valor determinado de potencial de generación para el área de estudio.

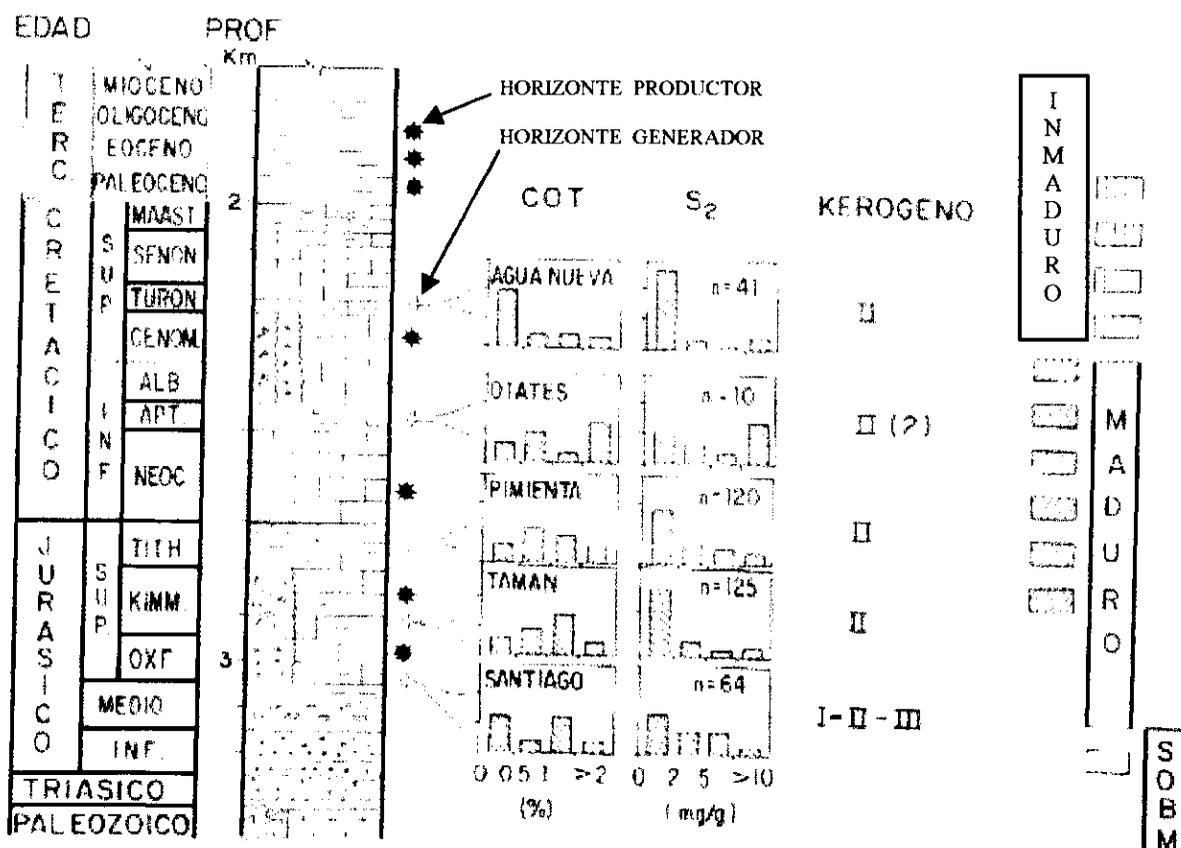
Respecto a los resultados geoquímicos de laboratorio analizados se puede decir que éstos no son suficientes en cantidad para concluir con certeza que la secuencia Terciaria en el área de estudio se encuentra en una etapa madura, aunque la mayoría de los resultados de IAT y de Ro analizados así lo indican. Aunque son pocos los datos, estos permiten interpretar lo contrario a lo que se ha determinado en trabajos geoquímicos regionales realizados anteriormente (*González y Holguin, 1992*) en los que incluso a la secuencia del Cretácico Tardío se le determina también un estado de inmadurez (ver figura – 2.3).

Desde el punto de vista geoquímico la Cuenca Tampico - Misantla puede ser definida siguiendo los parámetros enunciados en la clasificación de cuencas petroleras efectuada por *Demaison, 1984*, de la manera siguiente:

- 1.- Factor de Carga: SUPERCARGADA
- 2.- Estilo de Migración: DRENADO VERTICAL
- 3.- Estilo de Entrampamiento: DE ALTA IMPEDANCIA.

De la clasificación mencionada anteriormente se extrajo la siguiente lista donde se muestra una selección de promedios del índice de potencial generador de hidrocarburos (en inglés S.P.I.) calculados en algunas de las cuencas petroleras más conocidas del mundo, con datos que las distinguen, y que son comunes para fines de comparación con nuestra cuenca:

# CARACTERISTICAS GEOQUIMICAS DE LA COLUMNA SEDIMENTARIA DE LA CUENCA TAMPICO - MISANTLA



Tomado de: González y Holguín, 1992.

Figura - 2.3

CUENCA	ROCA GENERADORA	TIPO DE KEROGENO	S.P.I.(tons HC/m <sup>2</sup> )
Santa Bárbara (USA)	Mioceno	II	39
San Joaquín (USA)	Eocen-Olig-Mio.	II-III	38
Mahakam (Indonesia)	Mioceno	III	34
Mar del Norte (Noruega)	Ksup – Ter.	II – III	15
Tampico – Misantla (Méx)	J Superior	I – II	15
Níger Delta (Nigeria)	Paleoc-Olig.	III	14
Burgan-Arabia (Irán)	Kinf – Kmed -Ter.	II	14
Siberia (Rusia)	Ksup – Ter.	II	8
París (Francia)	Jurásico inf.	II – III	7
Mackenzie (USA)	Olig – Mioc.	III	sin dato
Kalimantan (Tailandia)	Olig – Mioc.	III	sin dato
Songliao (China)	Ksup – Ter.	II	sin dato
Tanganika (Africa)	Ksup – Ter.	II – III	sin dato

Los grandes volúmenes de producción de aceite obtenidos y la extensión de los yacimientos encontrados en el Cretácico Medio en la Formación Tamabra en el área de Poza Rica constituyen lo que en el ámbito mundial se conoce como Campo gigante Poza Rica, que en realidad está constituido por los cinco campos siguientes; Mecatepec, Poza Rica, Escolín, Talaxca, y Miguel Alemán.

Lo anterior ha dado lugar a que se considere que la Cuenca Tampico - Misantla ocupe el 20° lugar entre las provincias petroleras más prolíficas del mundo según la clasificación elaborada por *Nehring* en 1981, que fue modificada después por *Ivanhoe en* 1985 (*Holguín, 1988*). En esta clasificación se consideraron los rangos para definir a las provincias petroleras mayores de 7.5 a 25MMBP, las superprovincias de 25 a 100MMBP y las megaprovincias con más de 100MMBP. En la gráfica siguiente los puntos muestran la producción conocida y las flechas el volumen de petróleo que se espera recuperar, la clasificación es la siguiente:

CUENCA	PROVINCIA	POTENCIAL (barriles x 10 <sup>9</sup> de petróleo recuperable)									
		PROVINCIA MAYOR		SUPERPROVINCIA		MEGAPROVINCIA					
		10	15	20	25	50	75	100	300	500	700
1. ÁRABE - IRANÍ											● →
2. MARACAIBO-VENEZUELA						●					→
3. VOLGA - URALES						●					→
4. SIBERIA OCCIDENTAL						●					→
5. REFORMA CAMPECHE						●					→
6. PÉRMICA-USA						●					→
7. SIRTE - LIBIA						●					→
8. DELTA MISSISSIPPI - USA						●					→
9. DELTA DEL NÍGER - NIGERIA						●					→
10. MAR DEL NORTE -G.B-NOR.						●					→
11. GOLFO DE MÉXICO - TEXAS						●					→
12. ALBERTA-CANADA						●					→
13. TEXAS ORIENTAL - ARKLA						●					→
14. VENEZUELA ORIENTAL						●					→
15. CASPIO MERIDIONAL -RUSIA						●					→
16. CAUCASO NORTE - RUSIA						●					→
17. SAN JOAQUÍN-USA						●					→
18. TRIASICA - ARGELIA						●					→
19. ANADARKO- USA						●					→
<u>20. TAMPICO - MISANTLA</u>						●					→
21. TALUD ÁRTICO - USA						●					→
22. SUMATRA CENTRAL -INDON						●					→
23. LOS ANGELES-USA						●					→
24. CHAUTAUQUA - USA						●					→
25. SUNG LIAO - CHINA						●					→

Tomada de Holguín, 1988.

### 3. GEOFÍSICA DEL ÁREA.

3.1. CARACTERÍSTICAS DE SISMICA UTILIZADA. La información sísmica utilizada es de tipo 2D, de regular calidad y fue realizada con objetivos mesozoicos (aunque recientemente se acaba de adquirir información de tipo 3D en parte del área de estudio con el Prospecto Poza Rica, no se utilizó por falta de infraestructura para su manejo en la UNAM). El material sísmico seleccionado inicialmente fueron 15 líneas, pero solo se consiguieron 11, siendo éstas cargadas e interpretadas en la Plataforma Landmark de la DEPMI, en el módulo Seisworks en su versión 3.1. Las líneas sísmicas (figura – 3.1) corresponden a los prospectos Tantoyuca, Brinco - Jamaya y Papantla, las cuales se encuentran distribuidas de la siguiente manera:

#### PROSPECTO TANTOYUCA

	RUMBO	PT'S	CDP'S
Línea B-III	SW – NE	Inicial = 211 Final = 870	Inicial = 410 Final = 1739
Línea B-IV	SW – NE	Inicial = 300 Final = 856	Inicial = 600 Final = 1714
Línea B-X	NW-SE	Inicial = 300 Final = 534	Inicial = 482 Final = 3387
Línea B-XI	NW-SE	Inicial = 386 Final = 1000	Inicial = 62 Final = 1274
Línea B-XII	NW-SE	Inicial = 396 Final = 995	Inicial = 203 Final = 1216

#### PROSPECTO BRINCO -JAMAYA

	RUMBO	PT'S	CDP'S
Línea RL-90 –A	SW – NE	Inicial = 1034 Final = 1682	Inicial = 2066 Final = 3366
Línea RL-95	NW-SE	Inicial = 1020 Final = 2165	Inicial = 3366 Final = 4270

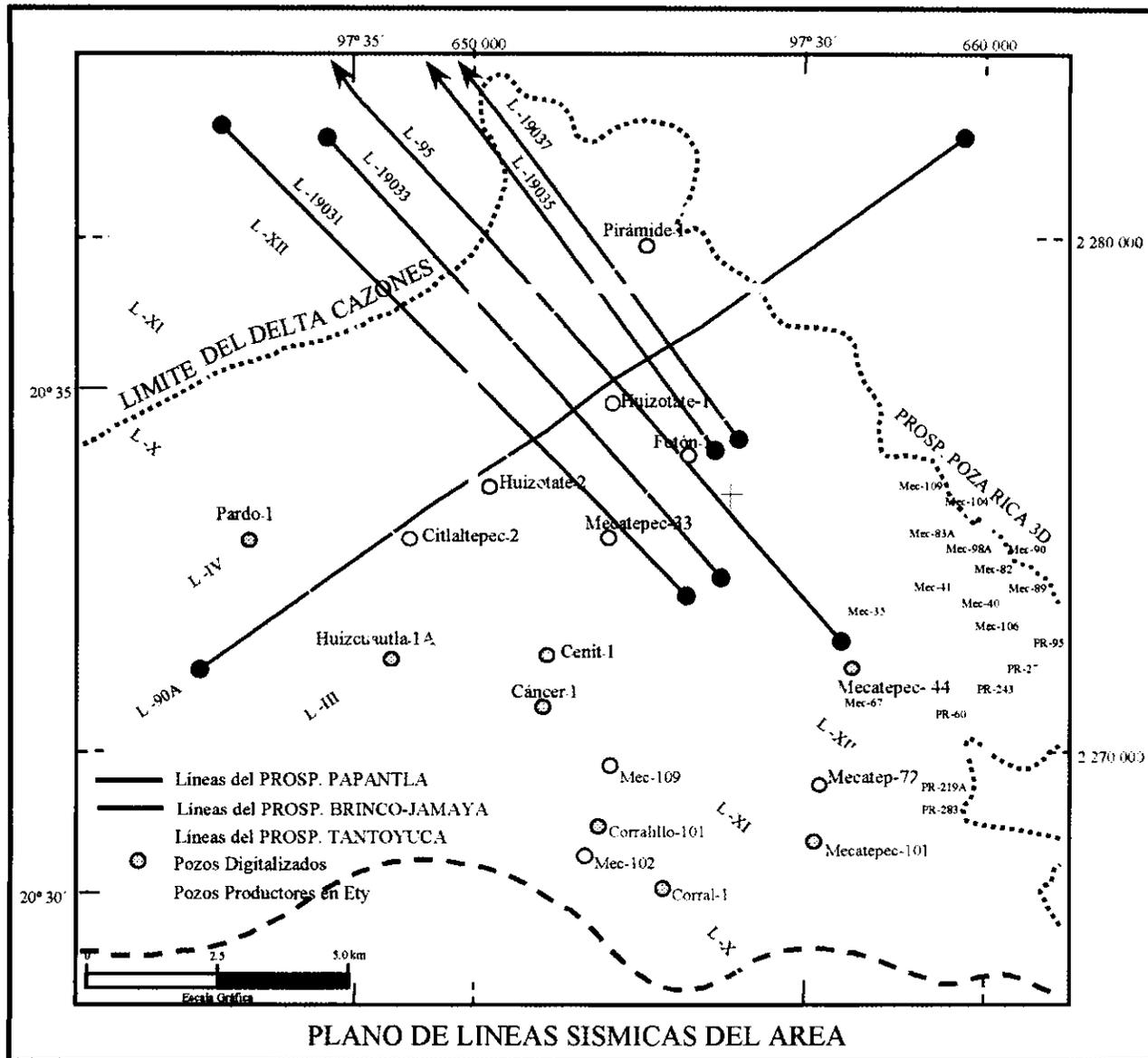


Figura - 3.1

## PROSPECTO PAPANTLA.

	RUMBO	PT'S	CDP'S
Línea 19031	NW-SE	Inicial = 2535 Final = 3137	Inicial = 5069 Final = 6274
Línea 19033	NW-SE	Inicial = 5297 Final = 3848	Inicial = 5290 Final = 6194
Línea 19035	NW-SE	Inicial = 2667 Final = 3067	Inicial = 5443 Final = 6232
Línea 19037	NW-SE	Inicial = 2667 Final = 3067	Inicial = 5407 Final = 6060

El Prospecto Tantoyuca, realizado por la Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A., tuvo como finalidad principal determinar el comportamiento estructural de las unidades formacionales del Cretácico para complementar estudios geológicos y sismológicos anteriores. Los datos sísmicos obtenidos en campo fueron procesados por la Subgerencia de Procesos Geofísicos de la Gerencia de Exploración Zona Norte en Poza Rica, Ver., donde se determinaron y aplicaron correcciones estáticas, concluyendo que las secciones sísmicas obtenidas “muestran en general información de buena calidad en horizontes del Cretácico hacia abajo, regular en los de Chicontepec, y pobre en formaciones más someras” (*Informe Final del Prospecto Sísmico Tantoyuca, 1983*).

Los Prospectos *Brinco – Jamaya, 1996*, y *Papantla, 1987*, presentan características similares al anterior respecto al Terciario; es decir, de pobre calidad, ya que fueron realizados también con objetivos cretácicos, por lo que se solicitó un trabajo de reproceso a la Subgerencia de Procesado Sísmico para las líneas seleccionadas con un enfoque hacia el objetivo Terciario que se persigue, obteniendo una mejoría notable en la calidad de éstas.

Al generarse el proyecto sísmico en la estación de trabajo y proceder a cargar la información sismológica se presentaron varios problemas, ya que los encabezados de las líneas estaban incompletos (coordenadas ausentes o parciales) y no concordaban con los datos de campo (como el intervalo de muestreo, CDP's y trazas) que se leían en cinta. De tal manera, se invirtió gran cantidad de tiempo en identificar los valores correctos para

balancear, uniformizar y establecer en concordancia los intervalos de muestreo y los niveles de referencia de dichas líneas.

Aún en las líneas de un mismo prospecto se observaron encabezados con datos diferentes, encontrando algunas hasta con 1100 milisegundos de desplazamiento con respecto al nivel de referencia, incluso hubo líneas que mostraron la imagen sísmica invertida en sentido horizontal. Afortunadamente se habían visto éstas con anterioridad impresas en papel y ya se tenía idea del comportamiento sísmico del área, lo que sirvió para identificar los errores de captura y grabado en cinta.

Se generó luego el proyecto geológico y se cargó en la estación de trabajo la información geológica de los pozos Pardo – 1, Cáncer – 1, Cenit – 1, Huizcuautila 1-A y el Pozo Mecatepec - 44 que cuentan con análisis de velocidad y tienen algunas curvas obtenidas mediante la toma de registros geofísicos ya digitalizadas. Al trabajarse específicamente los análisis de velocidad reportados en los pozos Cáncer –1, Cenit –1 y Huizcuautila –1 A y efectuar las gráficas de T-Z correspondientes al desplegar las curvas registradas sobre las líneas sísmicas que guardan relación con éstos, se observó un desfazamiento de 60 hasta 160 milisegundos de las columnas geológicas con respecto a los horizontes identificados.

Solamente en el Pozo Pardo – 1 se obtuvo buena correlación mediante un sismograma sintético de la columna geológica registrada, con respecto a la sísmica en el cruce de las Líneas -IV y X del Prospecto Tantoyuca que es donde se ubica dicho pozo. En este cruce se identificaron claramente los horizontes sísmicos que definen la cima y la base de la Formación Tantoyuca y pudieron ser llevados éstos con cierta facilidad hacia las demás líneas sísmicas utilizadas en la interpretación en el presente estudio.

### 3.2 INTERPRETACIÓN SÍSMICA.

La interpretación sísmica se basa en el análisis estructural en el sentido más amplio y específicamente en la identificación de las facies sísmicas, las cuales son definidas como

“un grupo de reflexiones sísmicas, restringido arealmente, con apariencia y características bien distinguibles a otros grupos adyacentes” (*Miall, 1990*).

En el área de estudio se interpretaron las facies sísmicas que se desarrollan en las rocas siliciclásticas, basándose en la observación y análisis de la geometría de reflexión, continuidad, amplitud, frecuencia, intervalos de velocidad, forma externa y la asociación de patrones de reflexión interna observados en las líneas sísmicas. El objetivo del análisis de facies sísmicas es identificar la configuración interna de estos patrones como unidades de reflexión sísmicamente definidas, los cuales proporcionan información del significado estratigráfico, permitiendo identificar facies y ambientes característicos de diferentes tipos o sistemas de sedimentación siliciclástica.

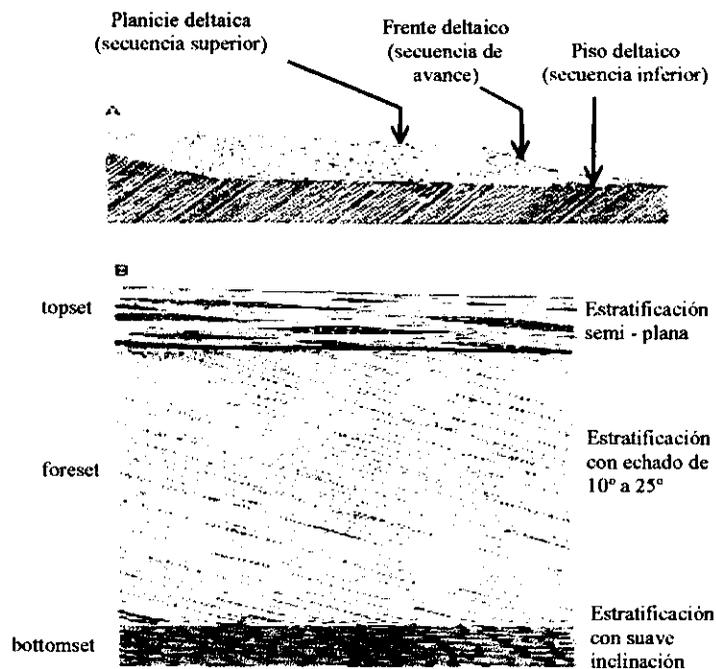
Se ha establecido que las facies sísmicas siliciclásticas asociadas con ambientes de margen de plataforma y progradantes de talud que representan desarrollos deltaicos están definidas por dos tipos de patrones de clinofomas ó superficies de inclinación buzantes típicos (*Sangree y Widmier, 1977*), siendo éstas:

a).- Facies progradacionales sigmoides que representan sedimentación de baja energía con echados menores de 1°.

b).- Facies progradacionales oblicuas que representan sedimentación de alta energía con echados mayores de 10°.

Ambas facies se caracterizan por presentar reflexiones “downlap” hacia la cuenca en la base de una secuencia. Estas representan la acumulación y el desarrollo de la sedimentación a partir de aguas relativamente someras hacia aguas más profundas con acuñaamiento o adelgazamiento de la porción externa de paquetes o estratos individuales. Comúnmente son eventos de baja resolución sísmica y generalmente las partes superiores de estos patrones muestran sedimentos depositados en ambientes fluviales a neríticos; aunque hay ejemplos donde estos patrones se originan también en sedimentos depositados en aguas batiales, debido tal vez a la acción de corrientes de aguas profundas.

A continuación se presenta un modelo en el que se observan las facies de crecimiento de un delta de tipo progradante en sección longitudinal (A), y un acercamiento en corte vertical (B) que muestra el desarrollo de los ambientes de; planicie deltaica, frente deltaico y el piso del depósito deltaico o base de la cuenca en la que inicia la sedimentación (Serra, 1985).



Modificado de Serra. O.

Para efectuar la interpretación en plataforma Landmark de las líneas sísmicas bajo un mismo criterio, fue necesario uniformizar y aplicar un factor de ganancia en algunas de éstas hasta obtener una imagen homogénea en todas ellas. Enseguida se discutirá la interpretación de las líneas sísmicas estudiadas, cuya ubicación en el área de estudio se muestra en la figura 3.1.

**INTERPRETACIÓN SÍSMICA DE LA LÍNEA - IV.** Esta línea tiene un rumbo de SW - NE, y es una sección longitudinal (sección de echado) a la estructura deltaica postulada, con dirección en sentido al flujo de aporte de sedimentos. Por presentar muy

buena resolución fue utilizada como línea sísmica base de referencia para iniciar la interpretación y para ilustrar el modelo geológico interpretado del área (figura – 3.2).

Apoyándose en la columna geológica reportada en el Pozo Pardo – 1, sus registros digitizados, el sismograma sintético elaborado con este pozo que muestra muy buena correlación con la respuesta sísmica, y por los rasgos sísmicos observados en esta línea, se pudieron definir adecuadamente los horizontes que delimitan al paquete sedimentario del Eoceno Tardío que comprende a la Formación Tantoyuca. Después de haber delimitado el Eoceno Tardío se aplicaron atributos sísmicos de amplitud – fase a las líneas sísmicas, para obtener una mejor resolución y mejorar la imagen sísmica. Estos horizontes fueron llevados hacia las demás líneas y dentro de estos límites se realizó un análisis de las terminaciones y/o truncamientos de las reflexiones sísmicas que permitieron identificar a tres horizontes sísmicos más, que representan límites de secuencias sedimentarias.

Estos horizontes (figura – 3.3) se identificaron en orden de mayor a menor antigüedad de la siguiente manera:

- Horizonte E – 3, que constituye la base del Eoceno Tardío y marca el inicio de la sedimentación de la Secuencia I Inferior, definida en la base de la Formación Tantoyuca.
- Horizonte E – 3.0, delimita y constituye la cima de la Secuencia I Inferior.
- Horizonte E – 3.1, delimita y constituye la cima de la Secuencia II Intermedia.
- Horizonte E – 3.2, delimita y constituye la cima de la Secuencia III Superior.
- Horizonte 0 – 1, constituye la cima del Eoceno – Tardío y de la Secuencia IV Joven.

El Horizonte E – 3 corresponde a la base del Eoceno Tardío donde se inicia el depósito de la sedimentación siliciclástica que constituye a la Formación Tantoyuca y a su vez marca el inicio del depósito de la Secuencia I Inferior. Representa una superficie de discordancia erosional que se ha identificado por litología y registros de pozos obtenidos en la región, en la figura 3.3 es evidente el contraste de frecuencias que la define y se observa claramente en todas las demás líneas sísmicas. Dicho horizonte delimita claramente las facies sísmicas del Eoceno Medio de tipo indefinido y caótico observadas por debajo de éste, contra las facies del Eoceno Tardío que son de tipo sigmoidales, oblicuas, subparalelas y continuas observadas arriba. Está definido de manera muy clara por terminaciones de tipo

“downlap” en el extremo al suroeste y por terminaciones en “onlap” hacia el extremo noreste de la línea sísmica donde se definen facies de talud.

El Horizonte E – 3.0 constituye la cima de la Secuencia I-Inferior y define claramente los límites entre las secuencias I y II, con base en las terminaciones observadas en “toplap” en dirección hacia la plataforma por debajo, y terminaciones en “downlap” en dirección hacia la cuenca por encima de éste. Este horizonte se observa a lo largo de toda la estructura desde el extremo suroeste hasta el extremo opuesto hacia el noreste.

El Horizonte E – 3.1 constituye la cima de la Secuencia II –Intermedia, y se observa de manera incompleta debido a que en el extremo noreste, hacia la facies de cuenca, se acuña contra el desarrollo de la Secuencia IV, indicando lo anterior un período de erosión causado por esta secuencia que descansa sobre la Secuencia II –Intermedia. En el extremo hacia el suroeste se trunca también por el desarrollo de otra secuencia pero que ya corresponde al Oligoceno, pudiendo en este caso establecer una situación discordante de mayor rango al descansar el Oligoceno sobre la Secuencia II.

El Horizonte E – 3.2 corresponde mas bien a la base de la Secuencia IV –Joven que a la cima de la Secuencia III –Intermedia, ya que a esta última no se le observa su desarrollo completo por estar erosionada y suprayacida por una secuencia oligocénica hacia su porción proximal. Este horizonte se observa que está truncado en su extremo hacia el suroeste, acuñándose contra el Horizonte inmediato superior O –1, debido al desarrollo de una secuencia correspondiente en edad al Oligoceno, la cual viene a erosionar la porción proximal de las facies de plataforma de las secuencias II, III y IV.

El Horizonte O – 1 constituye la cima de la Secuencia IV –Joven, y es al mismo tiempo, límite entre el Eoceno Tardío y la base del Oligoceno Temprano en el que se inicia el depósito de la Formación Horcones. Este horizonte debe verse parcialmente como una superficie de discordancia, ya que hacia el extremo al suroeste delimita la depositación de una secuencia de edad Oligoceno que se encuentra descansando sobre las secuencias II, III

y IV, en cambio hacia el extremo al noreste se observa en aparente posición normal funcionando como cima de la Secuencia IV.

En el extremo hacia el noreste es clara la identificación del horizonte al estar separando por debajo de este un patrón de reflexión interna de tipo ondulante subparalelo y discontinuo con terminaciones en “onlap” echado arriba, contra un patrón de reflexiones caóticas observado por encima, que corresponden a una secuencia de edad oligocénica.

**INTERPRETACIÓN SÍSMICA DE LA LÍNEA - 90A.** Esta línea tiene un rumbo con sentido del SW - NE, es paralela a la Línea - IV, y presenta rasgos muy similares con ésta hacia el extremo suroeste. Los horizontes definidos anteriormente guardan el mismo comportamiento que en la línea anterior. Por ser de menor longitud esta línea, se observó solamente la porción proximal de las secuencias en las facies de plataforma, donde se desarrolla la planicie deltaica y una porción del talud, no alcanzando a definirse las facies de cuenca.

**INTERPRETACIÓN SÍSMICA DE LA LÍNEA - III.** Esta línea (figura - 3.4) tiene algunos puntos de inflexión en su rumbo pero se puede considerar sensiblemente paralela, un poco mayor en extensión, y con patrones de reflexión internos muy similares con respecto a la Línea - IV.

Al aplicar atributos sísmicos a la línea se observa que los horizontes anteriormente descritos E - 3, E - 3.0, E - 3.1, E - 3.2 y O - 1 muestran un comportamiento muy similar aunque con ligeras variaciones. El Horizonte E - 3.1 se observa con un mayor desarrollo hacia la facies proximal (figura - 3.5) mostrándose truncada por el Horizonte O - 1 bajo el cruce con la Línea - XI. El Horizonte E - 3.2 muestra también un desarrollo un poco mayor hacia la facies proximal adelante del cruce con la Línea - XII.

En esta línea se observa que el talud de la cuenca es más amplio, guarda una pendiente de menor grado, y se encuentra a menor profundidad en relación con lo observado en la Línea - IV, paralela. Echado arriba del talud, se determina un alto estructural que causa el adelgazamiento de las Secuencias I y II, motivando terminaciones en “onlap” contra sus respectivos flancos. El flanco suroeste es importante en su definición, debido a que representa la posible continuidad hacia ésta área del Campo Mecatepec,

productor en facies siliciclásticas del Eoceno Tardío. Hacia el flanco suroeste el alto estructural propicia el adelgazamiento de las Secuencias I y II que echado arriba, en facies de plataforma, muestran espesores tres y cinco veces mayores, respectivamente.

En términos generales la plataforma alcanza profundidades mayores en tiempo variando en su facies proximal de 0.5 a 0.7seg., hasta el alto de talud, en relación con la Línea – IV, donde se observa de manera continua con una profundidad de 0.5seg. El piso de cuenca alcanza menor profundidad en tiempo, y su depocentro es de menor extensión.

INTERPRETACIÓN SÍSMICA DE LA LÍNEA - 95. Esta línea tiene un rumbo de NW -SE, y es una sección transversal (sección de rumbo) a la estructura deltaica postulada. Aún sin aplicarse atributos a esta línea (figura – 3.6) se observa como rasgo principal la presencia de una depresión definida por el Horizonte E – 3, a partir del PT – 1280 hacia el extremo al sureste donde adquiere mayor profundidad. Dicha depresión se mantiene en el Horizonte E – 3.0 hasta ser colmatada por el Horizonte E – 3.1, el cual se acuña hacia el extremo noroeste bajo el PT – 1490. El Horizonte E – 3.2 se comporta de manera similar al anterior acuñándose hacia el noroeste bajo el PT – 1530. El Horizonte O – 1 se observa de manera continua, con un comportamiento uniforme (figura – 3.7) indicando una colmatación total del área.

INTERPRETACIÓN SÍSMICA DE LAS LÍNEAS - 19037, 19035, 19033 y 19031. Estas líneas guardan cierto paralelismo entre ellas, siendo sensiblemente transversales a la estructura, con un rumbo NW – SE, y aunque son de corta extensión, fueron de gran utilidad para efectuar la correlación con las líneas sísmicas restantes. En estas líneas se define solamente el límite o borde nororiental de la estructura deltaica postulada.

En la Línea -19033 (figura – 3.8) al aplicarse atributos sísmicos, se observa que los horizontes E - 3 y E - 3.0 se comportan de manera casi continua, mostrando un buzamiento permanente hacia el sureste. El Horizonte E – 3.1 parece colmatar la facies mas profunda avanzando hacia el extremo al noroeste a facies de plataforma donde se acuña contra el horizonte infrayacente bajo el PT – 2910. El Horizonte E – 3.2 se comporta de manera similar al anterior pero con mayor avance hacia la plataforma, acuñándose bajo el PT – 3010. Finalmente el Horizonte O – 1 se observa cubriendo toda el área de manera continua,

aunque con variaciones en su comportamiento estructural, formando un alto entre los cruces de las Líneas - IV y III.

INTERPRETACIÓN SÍSMICA DE LA LÍNEA - XII. Esta línea tiene un rumbo NW – SE, paralela a las anteriores, más cercana a la facies proximal de la estructura deltaica. En la presentación original de la línea (figura – 3.9) se observa claramente una serie de reflexiones sísmicas continuas correspondientes al Eoceno Tardío, que contrastan con una serie carente de reflexiones del infrayacente Eoceno Medio.

Al aplicarse a la línea sísmica el atributo de Amplitud - Fase (figura – 3.10) el Horizonte E - 3 se define un buzamiento constante hacia el sureste, incrementándose el echado bajo el PT – 240, a partir del cual se genera una depresión con la misma dirección. El Horizonte E - 3.0 muestra un comportamiento similar al anterior, solo que éste se acuña hacia la plataforma bajo el PT - 540. El Horizonte E - 3.1 se observa solamente en el extremo al sureste de la línea con un echado continuo en esta dirección, siendo este truncado bajo el PT - 320 por el Horizonte O - 1. El Horizonte E - 3.2 muestra variaciones en su comportamiento pero en general su echado tiene una tendencia hacia el sureste, acuñándose bajo el PT - 275 contra el horizonte infrayacente. El Horizonte O - 1 se observa con fluctuaciones en su comportamiento pero conservando un nivel de profundidad, mostrando en plataforma un echado hacia el sureste desde el extremo NW de la línea hasta el cruce con la Línea - IV, donde se invierte el echado al noroeste hasta el extremo al SW.

INTERPRETACIÓN SÍSMICA DE LA LÍNEA - XI. Esta línea tiene una dirección NW - SE, es paralela y de similar extensión a la Línea – XII. En la imagen sísmica normal de esta línea (figura - 3.11) se observa una serie de eventos paralelos ondulantes sobre un piso de cuenca muy amplio, representado por el horizonte E - 3. Hacia el extremo noroeste se observan estos eventos con terminaciones en “onlap” contra el borde de talud, el cual se levanta a partir del cruce de la Línea - IV hasta el PT - 480.

Al aplicarse atributos sísmicos a la Línea - XI (figura – 3.12), el Horizonte E – 3 se define claramente revelando la presencia de una facies de cuenca en todo el extremo sureste. Muestra un comportamiento y profundidad continua en el piso, variando hacia el extremo noroeste donde se levanta su talud bajo el cruce con la Línea – IV, adquiriendo

niveles de plataforma bajo el PT - 480. El Horizonte E - 3.0 muestra un comportamiento ondulante, formando un alto entre las Líneas -90A y III, acuñándose contra el límite superior del talud bajo el PT - 480. Los Horizontes E - 3.1 y E - 3.2 no se observan debido a que la línea está ubicada en una posición más proximal al desarrollo de la estructura, en relación con la sedimentación que definen dichos horizontes. El Horizonte O - 1 se observa con variaciones permanentes en su comportamiento, pero en general conserva un nivel de profundidad indicando una total colmatación del área.

**INTERPRETACIÓN SÍSMICA DE LA LÍNEA - X.** Esta línea tiene una dirección NW - SE paralela a las Líneas - XI y XII, es perpendicular al desarrollo de la estructura deltaica identificada y tiene cruce con las Líneas - III, 90A, y IV, donde está ubicado el Pozo Pardo - 1 que sirvió como base para tener control geológico en relación con los horizontes sísmicos que delimitan a la Formación Tantoyuca del Eoceno Tardío.

En la imagen sísmica normal de esta línea (figura - 3.13) se observa un patrón de reflexiones subparalelas - discontinuas, con terminaciones en "onlap" hacia la plataforma contra el piso de cuenca en el borde del talud, identificado por el horizonte E -3. Este patrón se convierte a reflexiones caóticas indicando un cambio de facies entre las Líneas - IV y 90A. Se retoma el patrón inicial entre las Líneas - 90A y III, y vuelve a ser caótico después del cruce con la Línea -III hacia el sureste. Como esta línea es perpendicular a la estructura, pudiera interpretarse que este cambio de facies está representando variaciones en la dirección del aporte de los sedimentos en diferentes períodos de tiempo.

Al aplicarse atributos sísmicos a la línea (figura - 3.14) se observa de manera clara al Horizonte E - 3, que define el piso de la cuenca en su porción central y en el extremo sureste de la línea, el cual se levanta para conformar el talud o margen de cuenca en el extremo noroeste bajo el PT - 1640. El Horizonte E - 3.0 se comporta de manera uniforme acuñándose contra el talud bajo el PT - 1660. Los horizontes E - 3.1 y E - 3.2 no se observan por estar la línea en una posición aun más proximal en relación con el desarrollo de la estructura, considerándose que en esta latitud no se desarrollaron. El Horizonte O - 1 se observa de manera continua conservando una profundidad uniforme, indicando una colmatación general de la cuenca.

### 3.3. SECUENCIAS SÍSMICAS IDENTIFICADAS.

Aplicando los conceptos de la Estratigrafía de Secuencias, y con base en el análisis de los patrones de reflexión interna realizado en cada una de las líneas sísmicas comprendidas en el presente estudio, se definieron cuatro Secuencias Sísmicas, que corresponden a cuatro eventos de sedimentación (ver figura - 3.3). Las secuencias identificadas se describen a continuación tomando como referencia la interpretación efectuada en la Línea Sísmica - IV, así como el orden en que se desarrolló su depósito:

Delimitada en su cima por el Horizonte O - 1.  
SECUENCIA IV -Joven.

Delimitada en su cima por el Horizonte E - 3.2  
SECUENCIA III -Superior.

Delimitada en su cima por el Horizonte E - 3.1  
SECUENCIA II -Intermedia.

Delimitada en su cima por el Horizonte E - 3.0  
SECUENCIA I Inferior.

Delimitada en su base por el Horizonte E - 0.

La Secuencia I Inferior se observa hacia la parte inferior basal del Eoceno Tardío. Con esta secuencia inicia la sedimentación de la Formación Tantoyuca. En dicha secuencia se identificó lo siguiente:

a). Un Sistema sedimentario de Bajo Nivel del Mar ó LST (en inglés “Lowstand System Tract”) observado hacia el extremo noreste de la línea sísmica, depositado abajo del talud en la porción correspondiente al fondo de cuenca. Este sistema se caracteriza por patrones de reflexión interna principalmente de tipo subparalelos continuos y discontinuos con terminaciones en “onlap” contra el limite de talud y de “downlap” contra el fondo o piso de cuenca. Esta facies es la de mayor espesor en la secuencia y representa sedimentación de arenas de canal y de desborde, abanicos de talud y de piso de cuenca, así como arenas progradacionales de nivel bajo.

b). Un Sistema Transgresivo ó TST (en inglés “Transgressive System Tract”) sumamente delgado en la porción de talud y que transgrede hacia la plataforma. Este sistema se

caracteriza por patrones de reflexión de tipo caótico y discontinuas, con terminaciones en “onlap” contra la plataforma y el talud, ésta facies representa cuerpos de arenas de valle de incisión y de canal.

c). Un Sistema de Alto Nivel del Mar ó HST (en inglés “Highstand System Tract”) observado hacia el extremo suroeste de la línea sísmica en la porción correspondiente a facies de plataforma. Este sistema presenta facies sísmicas con un patrón de reflexión interna de tipo paralelo a subparalelo continuo, con terminaciones en “toplap” en la parte superior de la secuencia hacia la plataforma, y de tipo “downlap” en la parte inferior de la secuencia en dirección hacia la cuenca. Este último rasgo es indicativo de un evento progradacional típico, que define en conjunto a un complejo deltaico progradante. En la Línea – III el sistema del HST de facies de plataforma muestra un mayor avance hacia la cuenca en relación con la Línea – IV, se observa un patrón de reflexiones oblicuas, subparalelas y discontinuas con terminaciones en “downlap” en dirección hacia la cuenca contra el flanco interno del alto estructural definido por el borde de talud. Esta facies representa una clara sedimentación cíclica de arenas de frente progradante.

La Secuencia II -Intermedia constituye la parte media del Eoceno Tardío en su parte basal, en dicha secuencia se identificó:

a). Un Sistema sedimentario de Bajo Nivel del Mar ó LST observado hacia el extremo noreste de la Línea - IV, depositado abajo del talud, hacia el fondo de cuenca. En este sistema se presentan patrones de reflexión interna de tipo monticular a partir del borde de talud hacia la cuenca, que se hacen más jóvenes en ese sentido, sugiriendo los anteriores ciclos de sedimentación sucesivos y subparalelos discontinuos. Esta facies representa cuerpos de arenas de canal y de desborde, abanicos de talud cíclicos y de piso de cuenca, así como arenas progradacionales de nivel bajo.

b). Un Sistema Transgresivo ó TST con un patrón de facies sísmicas de tipo ondulante, y subparalelo, continuo y discontinuo con terminaciones en “toplap” en dirección hacia la plataforma, “downlap” hacia la facies de talud, y truncaciones en la parte superior de la

secuencia producida por el desarrollo de la suprayacente Secuencia III -Superior. Esta facies representa cuerpos arenosos de frentes progradantes depositados de manera cíclica, valles incisos y de canal.

c). Un Sistema de Alto Nivel del Mar ó HST, observado hacia el extremo suroeste de la línea sísmica, en facies de plataforma. Se define de manera muy clara un patrón de reflexión interna de tipo sigmoidal paralelo y subparalelo, continuo y discontinuo, con terminaciones en “onlap” hacia la plataforma y “downlap” en dirección hacia el talud. Este sistema presenta el mayor espesor de la secuencia. En la Línea -III en la base de la secuencia, se observa un patrón de reflexiones de tipo subparalelo ondulante y discontinuo, con un echado más suave, indicando una sedimentación más tranquila en esta área en relación con la Línea - IV. Esta facies representa arenas depositadas en frentes progradantes cíclicos, de valles incisos y de canal.

La Secuencia III -Superior muestra en general un engrosamiento extremo hacia el sureste del área, en la que se observa parcialmente un Sistema de Alto Nivel del Mar ó HST en facies de plataforma. En dicho sistema se identifican patrones de reflexión interna de tipo ondulante subparalelo con terminaciones en “onlap” y truncamientos echado arriba contra el límite de secuencia definido por el Horizonte E -3.2. Esta facies está representando posibles cuerpos de arenas depositadas en valles incisos y de canal.

En la Línea -IV se acuña echado abajo, en dirección hacia la cuenca en su extremo noreste, contra el desarrollo de la Secuencia IV -Joven suprayacente. En su extremo hacia el suroeste se observa truncada y erosionada por el Horizonte O -1, que corresponde a la base de una secuencia de edad Oligoceno Temprano. En la Línea -III se observa un patrón de reflexiones de tipo oblicuo subparalelo discontinuo, y sigmoide discontinuo, el cual es truncado por el desarrollo de la Secuencia IV hacia el extremo noreste. En las Líneas - 95 y 19033 la Secuencia III se observa colmatando casi por completo a la depresión identificada hacia el extremo sureste de estas líneas, donde alcanza su mayor profundidad.

La Secuencia IV -Joven se observa en la parte superior del Eoceno Tardío. En esta secuencia se identifica un Sistema de Alto Nivel del Mar ó HST en facies de plataforma, en la que se observan tres facies sísmicas bien distinguibles entre sí.

Hacia la porción proximal de plataforma, echado arriba, el patrón de reflexiones internas es de tipo oblicuo y ondulante subparalelo y discontinuo. Este patrón se interrumpe en la parte central dando lugar a un patrón de reflexiones de tipo caótico; para luego en la porción al noreste, dar lugar a un patrón de reflexiones subparalelas continuas y discontinuas con terminaciones en “onlap” contra el límite de una secuencia correspondiente ya al Oligoceno, definida en su base por el Horizonte O -1. Esta última facies es la de mayor espesor de todas las secuencias interpretadas y representa una ciclicidad de arenas depositadas en un régimen agradacional.

Esta secuencia se observa truncada hacia el extremo suroeste en su margen proximal por el desarrollo de una secuencia que corresponde ya al Oligoceno Temprano. En el extremo noroeste de la Línea -95 se define un patrón de reflexiones sigmoides abajo y paralelas arriba que parecen corresponder a otra estructura situada más al noroeste en relación con la que nos ocupa.

En la Línea Sísmica -95, de rumbo NW - SE (así como las que se describirán más adelante) la cual presenta una posición transversal a la estructura deltaica interpretada, se puede definir claramente el límite noroccidental de ésta estructura en el cruce con la Línea -90A, donde se observa el borde de la cuenca (ver figura - 3.7) en la que se desarrolló la sedimentación que constituye a dicha estructura. En esta línea se definen las cuatro secuencias mencionadas anteriormente. Como rasgo distintivo se identifica una depresión con crecimiento hacia el sureste a partir del PT - 1280, en la que se desarrollan las secuencias I, II y III, y que finalmente es colmatada por la Secuencia IV.

En la Línea Sísmica -XI (ver figura - 3.12) se definen únicamente a las secuencias I y II, debido a que ésta línea se encuentra en una posición más proximal al desarrollo de la estructura deltaica, donde no se desarrollaron las secuencias III y IV. La Secuencia I que se define muestra un nivel estructural uniforme con rasgos sísmicos homogéneos, por lo que se dificulta definir un sistema de depósito específico. En la Secuencia II se define un

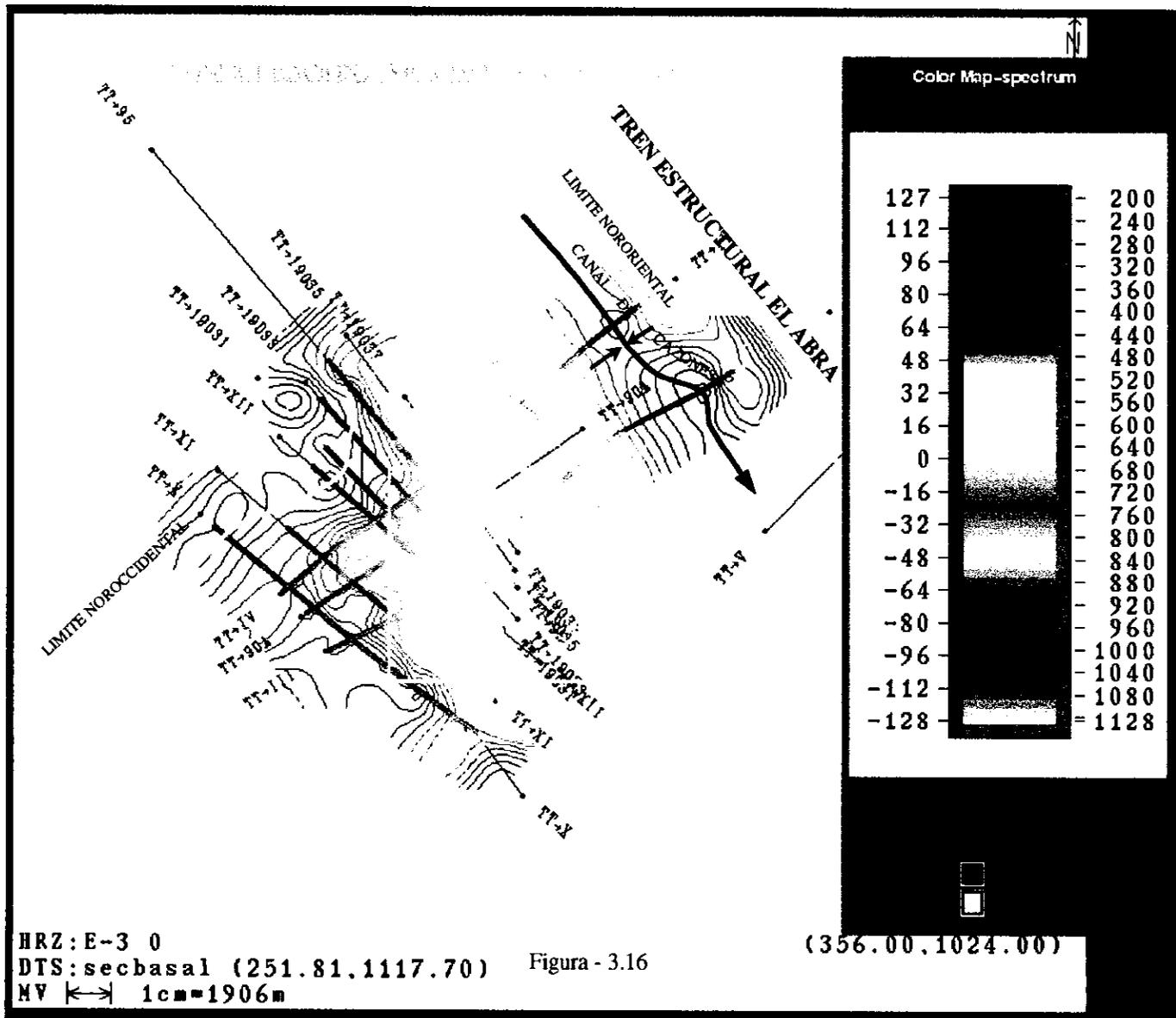
Sistema de HST en el cual se observa hacia su parte inferior y hacia el extremo noroeste un patrón de reflexiones ondulantes subparalelas discontinuas. Hacia el extremo sureste no se tiene ningún patrón definido por carecer de reflexiones. Esta secuencia esta sepultada en aparente discordancia por el desarrollo de una secuencia depositada en el Oligoceno.

En la Línea Sísmica - X (ver figura – 3.14) se define solamente a las Secuencias I y II por la posición aún más proximal de esta línea en relación con la estructura deltaica interpretada. Se infiere que las secuencias III y IV en esta posición o no se depositaron, o bien fueron erosionadas, de ahí la aparente discordancia entre la Secuencia II y la secuencia ya correspondiente al Oligoceno. La Secuencia I que se define, muestra un comportamiento estructural uniforme y homogéneo, en esta secuencia es notoria la ausencia de reflexiones hacia el extremo sureste, en cambio hacia el extremo noroeste, se define un patrón de reflexiones paralelas discontinuas con terminaciones en “onlap” contra el borde o talud de cuenca. Esta secuencia se adelgaza y culmina hacia el noroeste bajo el PT - 1660.

Con la identificación del Horizonte E - 3 ó Base del Eoceno Tardío, y su trazado en todas las líneas sísmicas se obtuvo el mapa (figura - 3.15) de su configuración estructural, correspondiente a la paleogeomorfología del piso de cuenca en que se desarrolló el Delta Cazonas, en el que se observan las características siguientes:

a).- En curvas con rango de tiempo entre 380 y 740 milisegundos se definen los límites de la estructura deltaica en su flanco noroccidental en su parte alta hacia la plataforma, y en su flanco noreste en su parte más baja hacia el talud respectivamente. El límite noroccidental se observa en las Líneas Sísmicas X, XI, XII, 19031, 19033, 95, 19035 y 19037 de rumbo NW - SE (secciones de rumbo, perpendiculares al desarrollo de la estructura) y el límite del frente deltaico en su flanco noreste es observado en las Líneas - IV, 90A y III. A la estructura deltaica definida se le infieren dimensiones de por lo menos 14Km de longitud y más de 20Km de amplitud en el frente deltaico. El límite de la estructura en su flanco hacia el sureste no se identifica en las líneas sísmicas por su extensión limitada.





b).- En curvas con rango de tiempo aproximadamente entre los 740 y 900 milisegundos se define la facies del talud, el cual está muy claramente identificado en las Líneas - III y IV que son secciones de echado, longitudinales a la estructura.

c).- En curvas con rango de tiempo a partir de 900 y hasta los 1080 milisegundos, en la parte más profunda, se define claramente la morfología del Canal de Cazones, el cual presenta un desarrollo en su eje principal con orientación NW - SE, el cual es observable en las Líneas - IV y III. En la Línea - IV se delimita su borde occidental bajo el PT - 500 y el borde oriental bajo el PT - 330, el cual se levanta y se acuña contra una estructura semicircular que forma parte del Complejo Arrecifal El Abra (conocido como Atolón de la Faja de Oro). En esta línea se deduce la amplitud del canal en poco más de 8000m. En la Línea - III está delimitado bajo el PT - 540 en su borde occidental y el PT - 350 en su borde oriental donde se acuña contra un alto estructural constituido por el mismo Complejo Arrecifal El Abra. La amplitud considerada del canal en esta línea es de aproximadamente de 13 500m.

Al configurarse el Horizonte E -3.0 que representa la cima de la Secuencia I Inferior, se obtuvo su distribución y comportamiento (figura - 3.16). La delimitación de su borde ó flanco noroeste se identificó en las Líneas X, XI, XII, 19031, 19033, 95, 19035 y 19037, transversales a la estructura deltaica, con rumbo NW - SE.

La secuencia muestra un comportamiento donde se observa a su porción más somera hacia el sur y suroeste del área a partir de 420 milisegundos; la máxima profundidad en la base de la secuencia la alcanza a  $\pm 1080$  milisegundos en su porción distal hacia el noreste en la facies de cuenca o paleocanal. El borde distal de la secuencia definido hacia el noreste lo constituye su acuñamiento contra el trend arrecifal El Abra. Los rasgos principales de la secuencia son:

a).- En curvas con rango de tiempo entre  $\pm 360$  y 680 milisegundos se definen los límites de la estructura deltaica en su flanco noroccidental en facies de plataforma, y en su flanco noreste en su parte más baja hacia el talud respectivamente. El límite noroccidental se observa en las Líneas Sísmicas X, XI, XII, 19031, 19033, 95, 19035 y 19037 de rumbo

NW – SE, el límite del frente deltaico en su flanco noreste es observado en las Líneas - IV, y III. El límite de la estructura en su flanco hacia el sureste no se identifica en las líneas sísmicas por su extensión limitada.

b).- En curvas con rango de tiempo aproximadamente entre los 680 y  $\pm 720$  milisegundos se define la facies de talud, el cual está muy claramente identificado en las Líneas - III y IV que son secciones de echado, longitudinales a la estructura.

c).- En curvas con rango de tiempo a partir de 720, hasta los 1040 milisegundos, en la parte distal y más profunda, se define claramente la facies de cuenca, la que presenta un eje con orientación NW – SE, el cual se profundiza hacia el sureste, el cual es observable en las Líneas - IV y III. Su borde oriental se levanta y se acuña contra una estructura semicircular que forma parte del Complejo Arrecifal El Abra (Atolón de la Faja de Oro), en la Línea - III la cuenca se observa con mayor amplitud en relación con la Línea -IV. La configuración en general indica que la estructura adquiere una profundización hacia el sureste. La amplitud del canal en esta línea es de aproximadamente 12 000m.

Los patrones externos e internos de reflexión, identificados en la Secuencia I - Inferior (figura - 3.17) permitieron definir:

Un área “A” en la planicie deltaica en la porción proximal con terminaciones “onlap” en su porción superior y “downlap” en su parte inferior, con reflexiones internas oblicuas subparalelas - discontinuas.

Un área “B” con terminaciones “onlap” en su parte superior y “downlap” en su parte inferior, con reflexiones internas de tipo oblicuo - discontinuas.

Un área “C” en la facies de cuenca con “onlap” en su parte superior, tanto echado arriba hacia el talud como en sentido contrario hacia la margen distal contra el frente arrecifal, y “onlap - downlap” en su parte inferior en ambos sentidos del piso de cuenca, con reflexiones internas sigmoides, lenticulares, y oblicuas subparalelas.

Con la configuración del Horizonte E - 3.1 que corresponde a la cima de la Secuencia II –Intermedia, se obtuvo el comportamiento estructural y la distribución de ésta



(figura - 3.18), la delimitación de su borde ó flanco noroeste se identificó con las Líneas - 19031, 19033, 95, 19035 y 19037. En las Líneas - X, XI y XII no se observa la cima de la secuencia debido a que en esta parte se encuentra truncada por erosión, en esta parte se observa al Horizonte O -1 (base de Oligoceno) discordante sobre la Secuencia -II. En la porción distal de la estructura hacia el noreste, en la facies de cuenca en su margen externa, se repite la situación anterior.

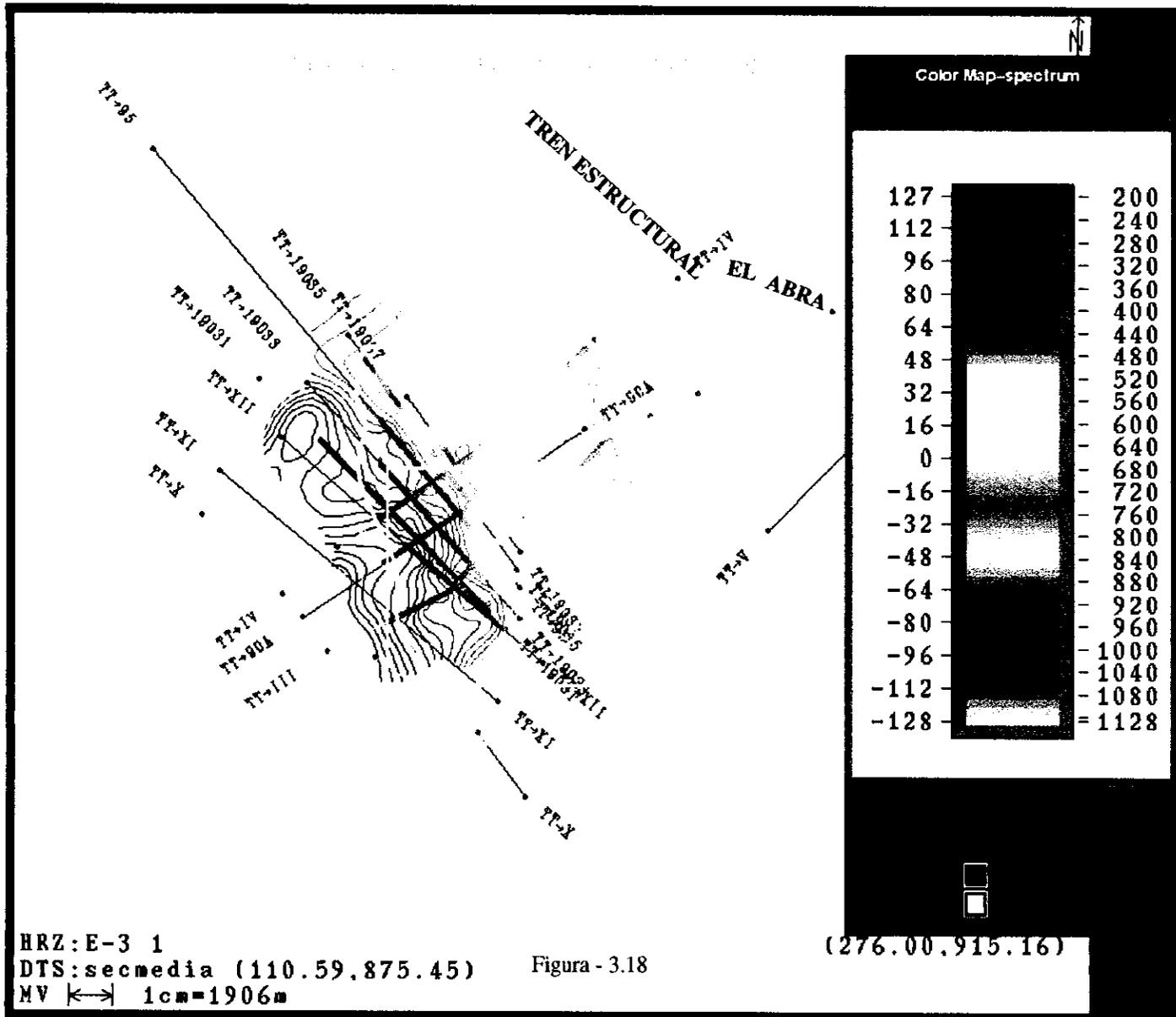
La porción más somera de la Secuencia II, se encuentra hacia el oeste y suroeste de la estructura a partir de 240 milisegundos; la profundidad máxima en la base de la secuencia la alcanza a  $\pm$  940 milisegundos en su porción distal hacia el noreste. Esta secuencia alcanza su mayor espesor en la porción proximal en facies de la planicie deltaica, que es donde se observa el frente deltaico progradacional. El borde distal de la secuencia definido hacia el noreste, lo constituye su acuñamiento contra el trend arrecifal El Abra.

Los patrones externos e internos de reflexión identificados en la Secuencia II - Intermedia (figura - 3.19) permitieron definir:

Un área "A" en la planicie deltaica en la porción proximal del delta, donde se definen terminaciones "onlap" y truncaciones erosionales en su parte superior hacia el suroeste y "downlap" en su parte inferior, con reflexiones internas que forman un complejo oblicuo - sigmoidal subparalelo que marca el frente de progradacion deltaica.

Un área "B" con "onlap - toplap" en su parte superior y "downlap" en su parte inferior, con reflexiones internas de tipo ondulante discontinuo.

Un área "C" en la facies de cuenca con "onlap - toplap" en su parte superior, tanto en dirección hacia el talud como en sentido contrario hacia la margen distal contra el frente arrecifal, y "onlap - downlap" abajo en ambos sentidos del piso de cuenca, con reflexiones internas oblicuo - sigmoidales subparalelas y monticulares. Sobresale en esta área la presencia al pie del talud, una gran estructura monticular acompañada por eventos secuenciales similares aunque de menor dimensión, que se hacen mas jóvenes hacia la cuenca, este rasgo puede estar indicando la presencia de flujos turbidíticos o abanicos de talud (definidos como atractivas trampas petroleras).





Con la configuración del Horizonte E -3.2 que corresponde a la cima de la Secuencia III -Superior, se obtuvo el comportamiento estructural y su distribución correspondiente (figura - 3.20). La delimitación de su borde ó flanco noroeste se identificó en las Líneas -XI, XII, 19031, 19033, 95, 19035 y 19037. Esta secuencia se acuña en la porción proximal contra el Horizonte O -1, y truncada por una secuencia del Oligoceno, en cambio, en la porción distal hacia el noreste, en la facies de cuenca, se observa acuñada contra la base de la Secuencia IV -Joven.

La porción más somera de la Secuencia III, se encuentra hacia el suroeste a partir de 300 milisegundos y la profundidad máxima en la base de la secuencia la alcanza a  $\pm$  840 milisegundos en su porción distal hacia el noreste en la facies de cuenca. El límite de la secuencia identificado hacia el oeste y noroeste, lo constituye su acuñamiento contra el Horizonte E -3.2 (base de la Secuencia IV). En general la secuencia es muy delgada hacia el noroeste; pero se hace más amplia, aumenta de espesor y se profundiza hacia el sureste.

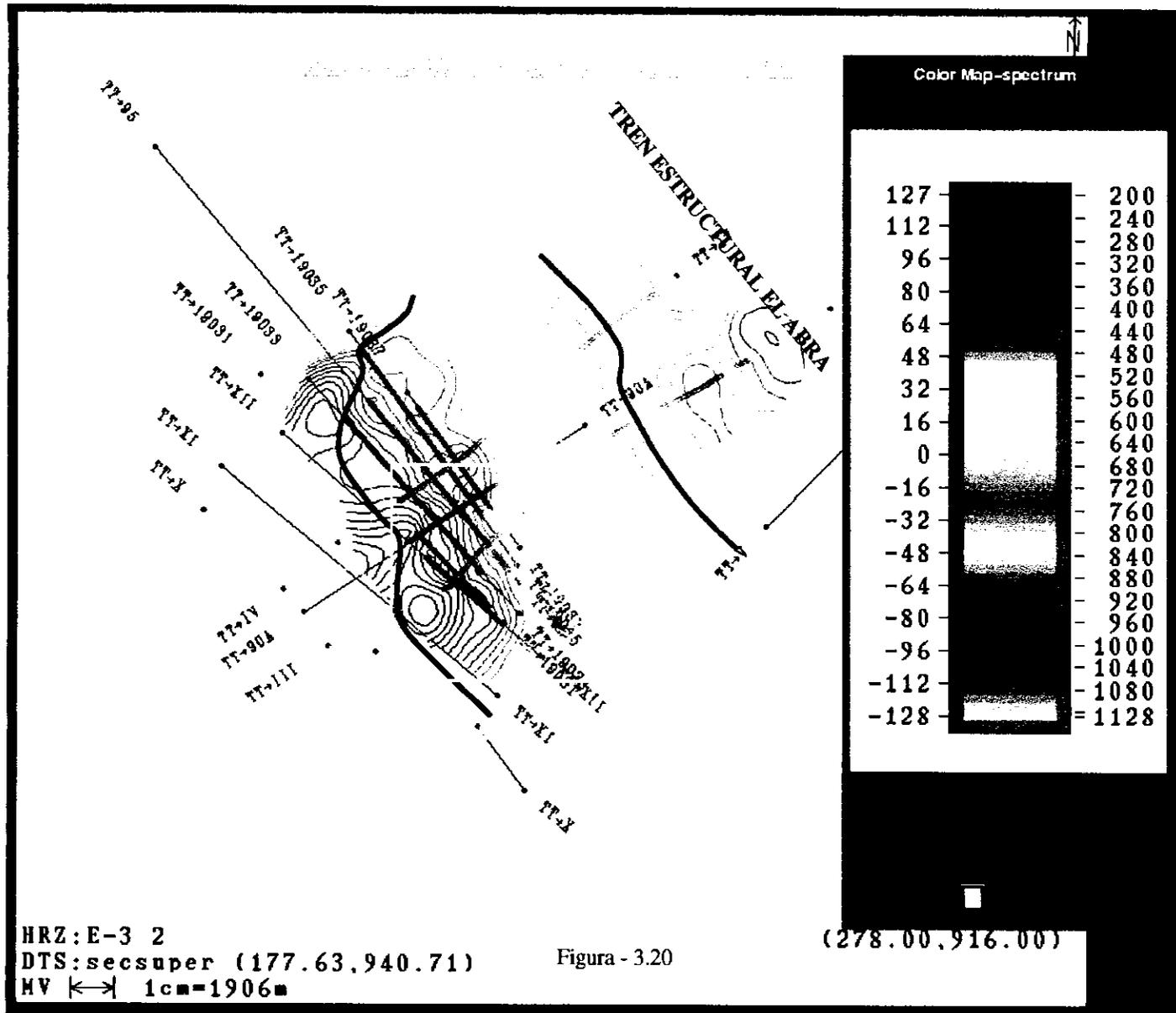
Con los patrones de reflexión tanto externos como internos identificados en la Secuencia III -Superior (figura - 3.21) se definieron:

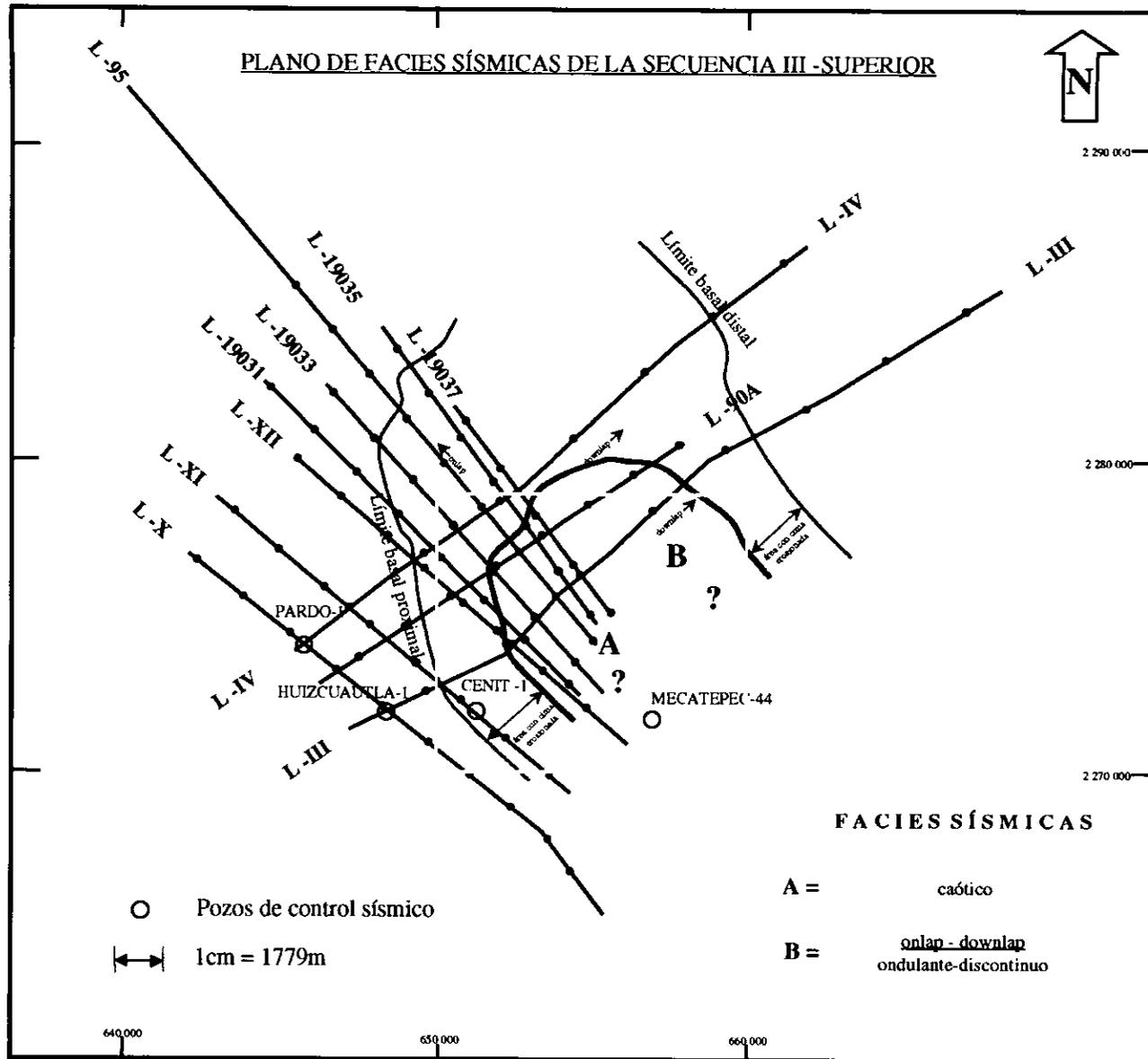
Un área "A" en la planicie deltaica en la porción proximal en la que se observan reflexiones de orden caótico.

Un área "B" donde se definen terminaciones "onlap" y truncaciones erosionales en su parte superior en dirección hacia el suroeste, y "downlap" en su parte inferior hacia el noreste, con reflexiones internas de tipo ondulante - discontinuas.

Con la configuración del Horizonte O -1 (figura - 3.22) que corresponde al límite superior de la Secuencia IV -Joven y a la vez define la cima del Eoceno Tardío, se obtuvo el comportamiento y la distribución de dicha secuencia.

Esta secuencia se encuentra prácticamente cubriendo por completo al área, excepto en la porción proximal donde se encuentra truncada y subyacente a una secuencia del Oligoceno. La delimitación de su borde ó flanco suroeste se identificó en las Líneas -IV y III. Esta secuencia se adelgaza y se acuña hacia el suroeste en su porción proximal contra el







Horizonte O -1, en cambio, en la porción distal hacia el noreste en la facies de cuenca, se duplica su espesor.

La porción más somera de la Secuencia IV, se encuentra hacia el oeste y suroeste en su porción proximal a partir de 300 milisegundos, y la profundidad máxima (en la base de la secuencia) la alcanza a 920 milisegundos en su porción distal hacia el noreste en la facies de cuenca. El límite de la secuencia identificado hacia el oeste y suroeste es observado en la Líneas -IV y III. En términos generales la secuencia es más delgada hacia el noroeste, haciéndose mas gruesa y con tendencia a profundizarse hacia el sureste.

Los patrones externos e internos de reflexión que se identificaron en la Secuencia IV -Joven (figura - 3.23) permitieron definir:

Un área "A" en la planicie deltaica en la porción proximal en la que se observan terminaciones y reflexiones caóticas hacia la parte superior, y de "onlap" en la parte inferior con reflexiones de tipo ondulante – subparalelas y discontinuas.

Un área "B" sobre la facies de talud en la que se tiene la presencia de reflexiones de orden caotico. Esta área se amplía en sentido del noroeste hacia el sureste (observado en la Línea -III) donde se duplica en amplitud y adquiere mayor profundización.

Un área "C" observada en la Línea -IV donde se tienen terminaciones "onlap" en la parte superior contra el flanco noreste de un aparente canal de erosión, terminaciones "onlap" hacia la base y con reflexiones internas de tipo ondulante – subparalelo discontinuo.

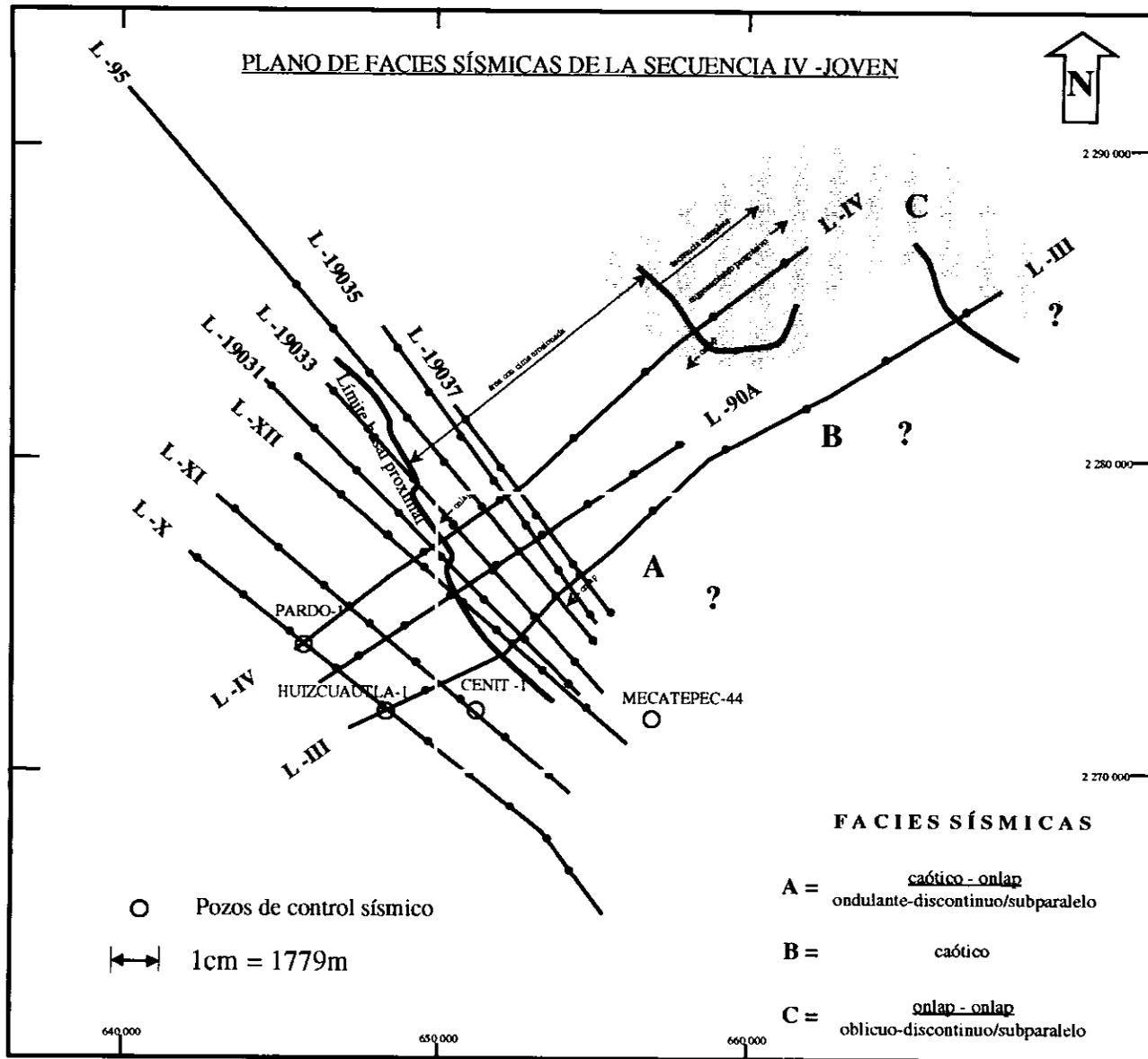


Figura - 3.23

#### 4. MODELO GEOLÓGICO INTERPRETADO.

Con el análisis de las líneas sísmicas, la identificación de los horizontes que delimitan al Eoceno Tardío mediante los registros de pozos y los horizontes internos que delimitan a las cuatro secuencias sedimentarias descritas en el capítulo anterior, se interpretó un modelo geológico para el área de estudio (figura - 4.1). En éste se define una estructura deltaica en un sistema de alto nivel de mar o HST (con desarrollo progradante del SW hacia el NE con una extensión en sentido longitudinal de al menos 14km y más de 20km de amplitud en la parte del frente deltaico) y un paleocanal en un sistema de bajo nivel de mar o LST (con desarrollo del NW hacia el SE con una longitud de más de 90Km y amplitud de 10 a 15km, delimitado en su flanco occidental por el frente deltaico y en su flanco oriental por el trend arrecifal El Abra, conocido como Faja de Oro).

El modelo esta fundamentado en la identificación en registros de pozo de los horizontes delimitadores E -3 para la base y O -1 para la cima, la interpretación de los horizontes sísmicos internos E - 3.0, E - 3.1 y E - 3.2, y la definición de las Secuencias I – Inferior, II –Intermedia, III –Superior y IV –Joven mediante el análisis de sus patrones sísmicos de reflexión externos así como sus facies sísmicas internas, rasgos que en conjunto definen la evolución sedimentaria del Eoceno Tardío en el área.

Dicho modelo se estableció en referencia a la interpretación realizada en la Línea Sísmica - IV (sección de echado) la cual guarda un sentido NE - SW longitudinal al desarrollo de la sedimentación en la estructura deltaica. En la línea sísmica mencionada se definen tres sistemas en las Secuencias I y II: un Sistema de HST hacia el suroeste (caracterizado por presentar reflexiones con terminaciones en “downlap” hacia la cuenca) en facies de plataforma en la que se encuentra la Planicie Deltaica, donde se desarrolló el complejo progradante denominado como "Delta Cazonas", un Sistema de TST (caracterizado por presentar reflexiones con terminaciones en “onlap” hacia la plataforma) en la facies de talud en la parte central, y un Sistema de LST (caracterizado por presentar reflexiones con terminaciones de tipo “onlap” contra el talud y “downlap” hacia el piso de la cuenca) en la facies distal profunda, donde se desarrolla un gran canal denominado como

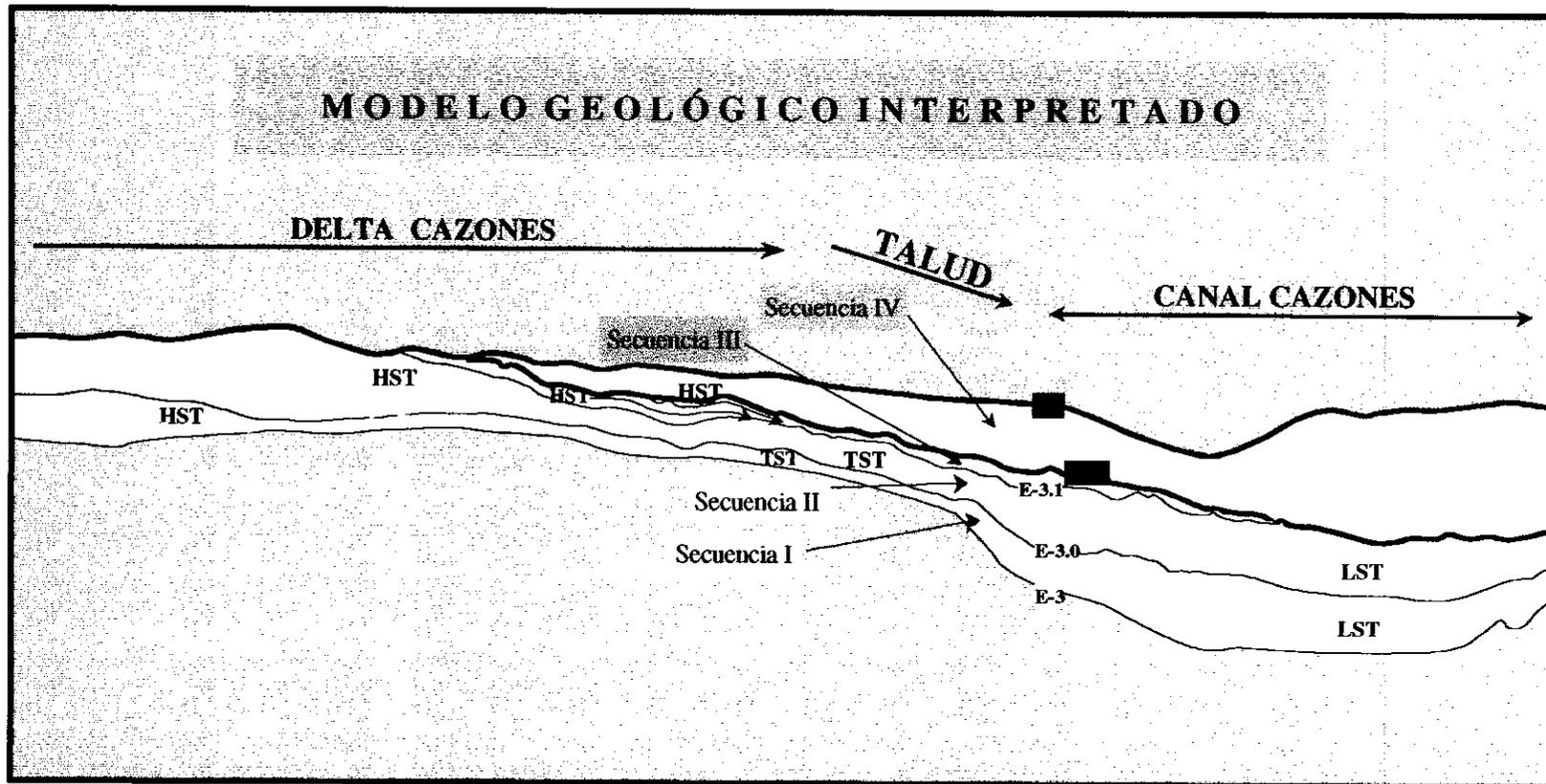


Figura - 4.1

"Paleocanal de Cazonas" hacia el extremo noreste de dicha línea. En las Secuencias III y IV solo se define un Sistema de HST caracterizado por terminaciones "onlap" con reflexiones internas subparalelas.

Los sedimentos areno-arcillosos y conglomeráticos que alimentaron la planicie deltaica (HST) donde se desarrolla el Delta Cazonas constituyen la Formación Tantoyuca, procedentes del noroeste, oeste y suroeste, producidos por la erosión de la Sierra Madre Oriental, elemento tectónico situado al oriente que se formó durante la Orogenia Laramide, en la que se levantó y plegó la columna sedimentaria preexistente por empujes provenientes del SW hacia el NE a partir del Cretácico Tardío hasta el Paleoceno - Eoceno.

El Delta Cazonas se define por su desarrollo progradacional, su régimen constructivo y su geometría en forma de abanico como un delta de tipo "dominado por corrientes fluviales" (semejante a los deltas Mississipi de USA, Po de Italia, Danubio de Austria y Ebro de España) de acuerdo a la "Clasificación Triangular de Sistemas de Depósito Deltaicos" de Galloway, 1975.

Con respecto a los sedimentos finos que alimentaron al Canal de Cazonas (LST) que constituyen la Formación Chapapote (arcillas principalmente, y areniscas) se consideran tres posibles fuentes de suministro;

a).- Principalmente del noroeste donde se origina el canal, aportados por corrientes con una gran carga de sedimentos con dirección hacia el sureste, producidos por la erosión de la SMO en localidades mas al norte del área de estudio, aportación que permitió un mayor espesor de las secuencias en la parte del canal en relación con los espesores observados en la planicie deltaica.

b).- Del oeste y suroeste, mediante una carga inicial de sedimentos distales con dirección hacia el noreste, provenientes de la Sierra Madre Oriental.

c).- Del noreste y este, sedimentos producidos por la erosión subaérea del trend arrecifal de la Faja de Oro adyacente, con dirección hacia el suroeste.

El efecto tectónico causante del levantamiento de la SMO al oeste del área y las finales pulsaciones laramídicas aunado al basculamiento de la plataforma continental hacia el este y sureste en el Eoceno Tardío se refleja en el desarrollo progradacional continuo hacia el noreste de las secuencias identificadas, se refleja también en los cortos periodos de erosión observados hacia la cima de las secuencias II y III en su porción proximal.

El levantamiento tectónico se refleja también en el Canal de Cazonas, el cual se desarrolla con dirección de NW hacia el SE hacia donde se profundiza y alcanza mayor espesor en la sedimentación por el basculamiento antes mencionado, encontrándose delimitado siempre en su borde oriental por el trend arrecifal de la Faja de Oro.

En una posición sensiblemente paralela, infrayacente, situada hacia el poniente y más cercana hacia el frente orogénico de la SMO se tiene una estructura análoga más antigua conocida como Canal de Chicontepec, desarrollada en el Paleoceno Tardío - Eoceno Temprano, la cual es de dimensiones mucho mayores en longitud, amplitud y espesor en su sedimentación debido a que los efectos tectónicos en este tiempo fueron de mayor intensidad, generando la erosión por consecuencia, mayor volumen de sedimentos.

Regionalmente se encuentran aflorando unidades formacionales dispuestas a manera de franjas con rumbo NW - SE cada vez mas jóvenes hacia el oriente, con engrosamiento, basculamiento y un echado regional buzante en el mismo sentido, reflejo claro del levantamiento del frente de la SMO en el poniente.

## 5. GEOLOGÍA ECONÓMICA.

En la Cuenca Tampico – Misantla se tiene probado un Sistema Petrolero denominado Jurásico Superior – Tamabra en el que se define como subsistema generador principal a las formaciones Tamán y Pimienta. Para el área de estudio y sus áreas colindantes se define como roca almacenadora a la Formación Tantoyuca y como roca sello a las formaciones suprayacentes Palma Real Inferior y Superior, Alazán, Mesón, Tuxpam y Escolín, la migración se considera de tipo lateral ascendente a través de cuerpos porosos y permeables, sistemas de fracturas y discordancias. Las características del sistema (elementos del play) se describen a continuación:

5.1. ROCAS GENERADORAS. Estudios geoquímicos regionales tanto de muestreo de superficie como de subsuelo enfocados al Mesozoico, han permitido identificar para la Cuenca Tampico - Misantla a las formaciones generadoras de hidrocarburos. Se ha establecido que el petróleo proviene de lutitas calcáreas y calizas arcillosas del Jurásico Tardío, generado por las Formaciones Tamán y Pimienta de edad kimmeridgiana y tithoniana respectivamente (*González y Holguín, 1992*); en ambos casos el kerógeno predominante es de tipo II, definido como generador de aceite. Se tiene también con menor grado de importancia a las formaciones Santiago de edad Jurásico Tardío - Oxfordiano, Otates de edad Cretácico Temprano - Aptiano Tardío y Agua Nueva de edad Cretácico Tardío - Turoniano.

En este trabajo de tesis, se postula al Terciario como potencial generador en las facies arcillosas de las formaciones Chicontepec, Guayabal, Tantoyuca-Chapapote, Palma Real, y Coatzintla en base a los datos de laboratorio analizados y la observación directa de contenido de materia orgánica en núcleos.

Con el método de Lopatin, (*Lopatin, 1983*) en el que se realiza el cálculo del ITT y mediante gráficas de Historia de Sepultamiento (*Waples, 1985*) se define que la generación de hidrocarburos se inició a partir del Eoceno y Oligoceno en las áreas más profundas de la cuenca, mientras que en las partes someras de la cuenca la generación ocurrió hasta el Mioceno. Se han realizado diversas correlaciones de análisis de roca-aceite encontrando

que las rocas que dieron origen a los hidrocarburos en la cuenca corresponden a las Formaciones Tamán y Pimienta, pero no se han realizado estudios en los que se haya integrado a la columna terciaria con la caracterización debida.

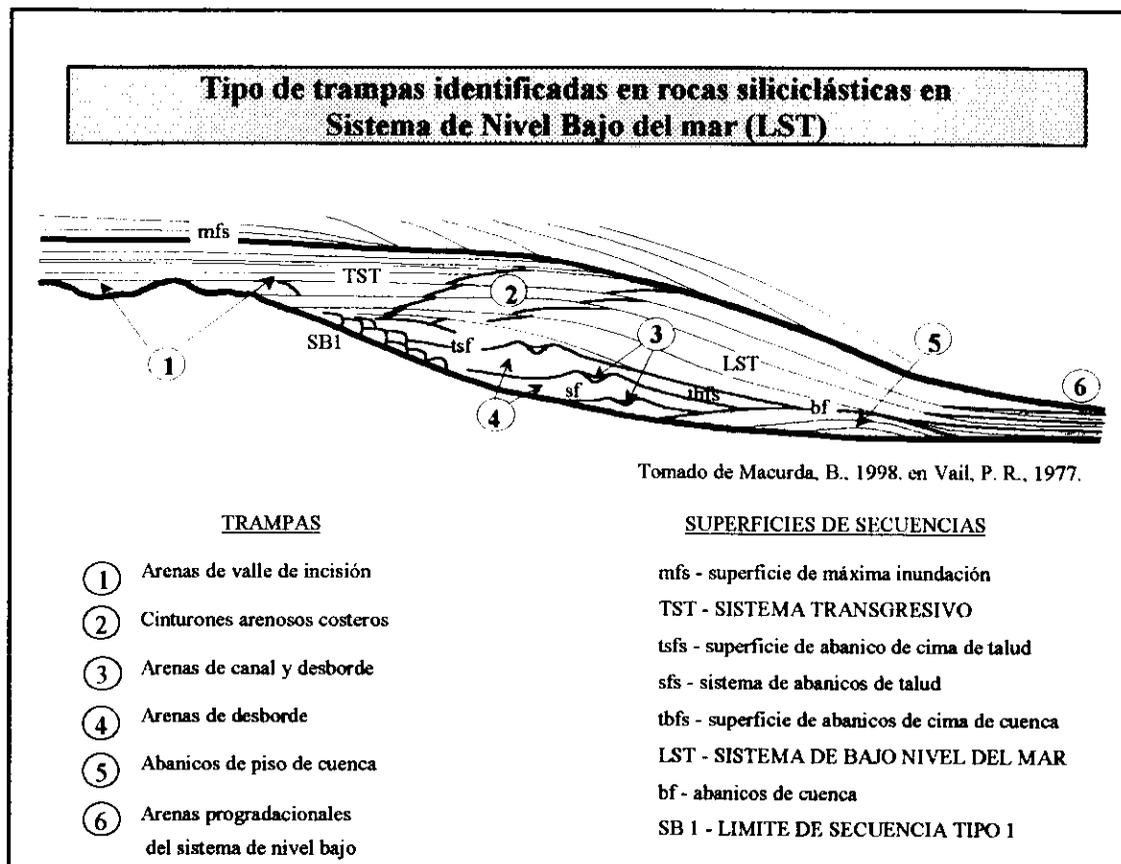
Es importante mencionar que en los trabajos geoquímicos regionales y en el mencionado anteriormente, a las rocas de edad Terciaria, incluso a las del Cretácico Tardío se les considera inmaduras. Sin embargo, la información geoquímica del área de estudio (aunque escasa) indica lo contrario, por lo que es necesario efectuar un muestreo enfocado y suficiente para evaluar el estado de madurez del terciario y su potencial generador verdadero. Estas rocas se encuentran actualmente a profundidades someras, pero en épocas pasadas debieron alcanzar condiciones de profundidad, presión y temperaturas suficientes para generar hidrocarburos (*Lopatin, 1983*).

Las vías de migración para los hidrocarburos se considera que son principalmente los horizontes discordantes erosionales que se encuentran a diferentes niveles estratigráficos en el Mesozoico y Cenozoico relacionados con el Canal de Chicontepec, y específicamente el Horizonte E-3 identificado en la base del Eoceno Tardío en el área de estudio, sistemas de fracturamiento de amplia distribución identificados en afloramientos en secuencias preferenciales (que no alcanzan a definirse en la sísmica por su escala en decenas de metros) producidos por deslizamiento gravitacional e incompetencia de las rocas de la columna sedimentaria, también se tiene la migración lateral - ascendente (en relación con el echado regional) por escalonamiento a través de cuerpos fracturados y arenosos interconectados por capilaridad.

5.2. ROCAS ALMACENADORAS.- Estas rocas están constituidas por areniscas de grano fino a medio principalmente, dispuestas en cuerpos aislados y paquetes con espesores de 8 a 30m intercalados en una secuencia arcillosa, el espesor promedio en el Campo Mecatepec adyacente al sureste se calcula en 24m (en las facies proximales del Delta Cazonas alcanzan espesores netos de hasta 140m). La porosidad promedio en dicho campo se establece en el orden del 9% y la profundidad promedio a la que se encuentran estos cuerpos es de 1225mbnm.

5.3. ROCAS SELLO.- Este tipo de rocas está constituido por espesores potentes de más de 1000m de lutitas y limolitas representadas por las Formaciones Horcones y Palma Real Inferior de edad Oligoceno Temprano, Palma Real Superior, Alazán y Mesón de edad Oligoceno Tardío – Mioceno Temprano, Coatzintla y Escolín del Mioceno Temprano, suprayacentes a las areniscas de la Formación Tantoyuca del Eoceno Tardío.

5.4. TRAMPAS.- Las trampas identificadas son principalmente de tipo estratigráfico. Se definen por eventos sísmicos de alta frecuencia que representan cuerpos o facies arenosas relacionadas con ambientes deltaicos, específicamente en el frente de progradación; en el borde de talud (en frentes transgresivos) y en facies distales del borde interno de la cuenca. Las trampas se identificaron de acuerdo al modelo de *Vail, 1977*, donde se definen los tipos de trampas más comunes en rocas siliciclásticas:



De este tipo de trampas se observaron cuatro en la Línea Sísmica –III, las cuales fueron definidas sin ningún orden jerárquico con la nomenclatura de trampa “A”, trampa “B”, trampa “C” y trampa “D”; fue observado un ejemplo también en la Línea –IV, denominado como trampa “E”.

La trampa "A" (figura - 5.1) se ubica bajo el PT –710 de la Línea –III casi en el cruce con la Línea –19031, a una profundidad de 640 milisegundos y de aproximadamente 1000m de extensión. Es una trampa estratigráfica definida por reflexiones de tipo monticular asociada con “downlap”, relacionadas con el frente de avance deltaico, identificada en la base de la Secuencia I –Inferior. Está relacionada con el Horizonte E –3 que representa una superficie de discordancia que funciona como ruta de migración y carga de hidrocarburos en el Campo Mecatepec adyacente hacia el sureste.

Hacia la base de la Secuencia II –Intermedia (definida por el Horizonte E –3.0) se definen eventos “downlap” de frente deltaico que constituyen cuerpos arenosos, que pueden ser muy buenos almacenadores de hidrocarburos.

La trampa "B" (figura - 5.1) se ubica bajo el PT –630 de la Línea sísmica - III a una profundidad de 620 milisegundos y es de aproximadamente 1200m de extensión. Es una trampa estratigráfica situada sobre un alto estructural, está definida por reflexiones de tipo monticular asociada con terminaciones “downlap” contra el borde interno del talud (ver figura –3.5), relacionadas con el frente de avance deltaico. Está identificada en la base de la Secuencia II –Superior.

Hacia la base de la Secuencia I –Inferior (a 690 milisegundos) se definen terminaciones “downlap” de frente deltaico contra el borde interno de talud (que constituye el alto estructural), las arenas depositadas en esta posición suelen ser limpias y bien clasificadas por el reflujó de corrientes submarinas, que pueden ser buenas almacenadoras de hidrocarburos.

La trampa "C" (figura - 5.1) se encuentra identificada bajo el PT -775 de la Línea sísmica – III, muy cerca del cruce con la Línea –XI, a una profundidad de 540 milisegundos y de aproximadamente 1000m de extensión. Es una trampa estratigráfica definida por

Areas de oportunidad "A, B y C" identificadas en la Línea - III

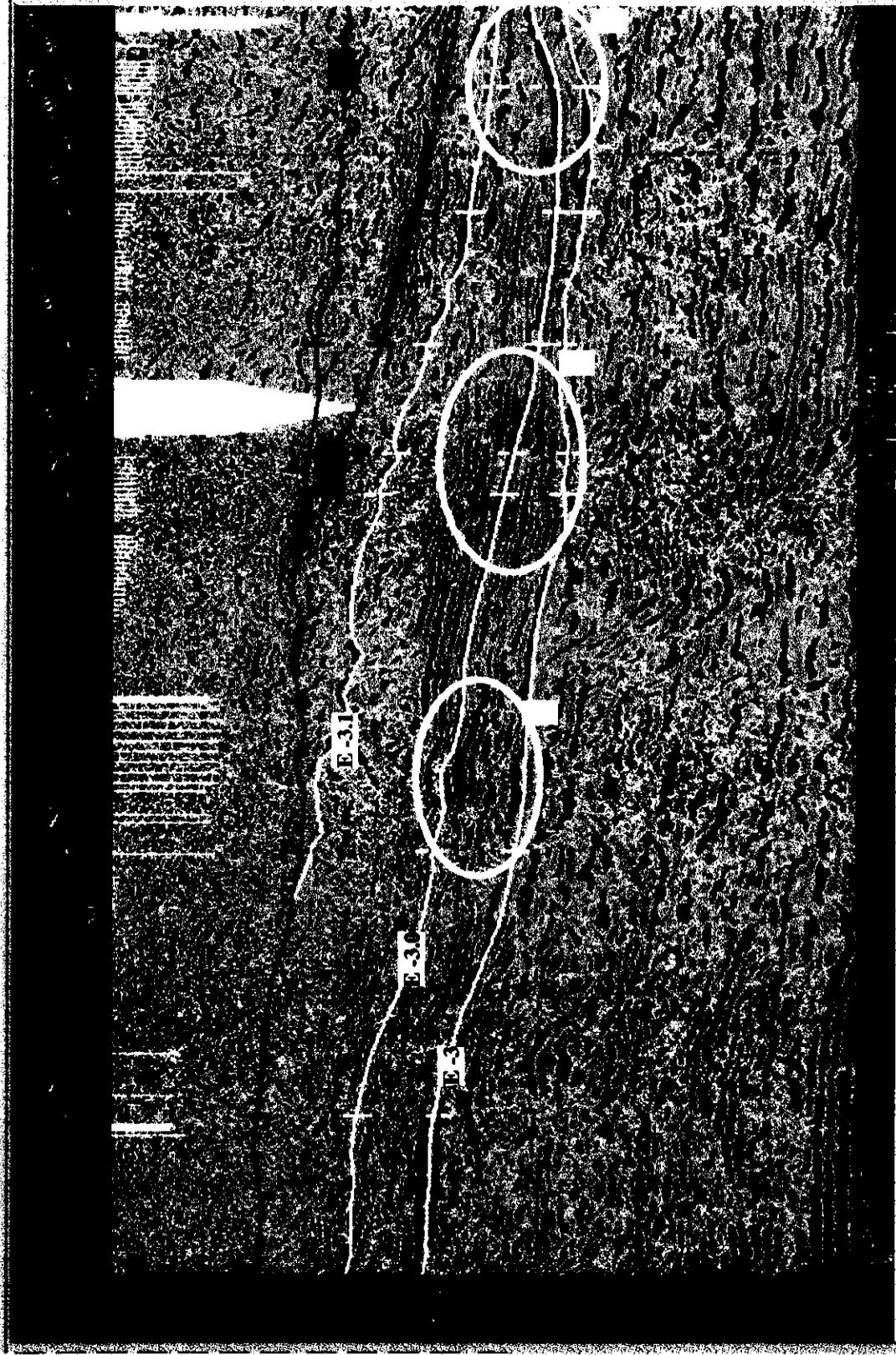


Figura - 5.1

reflexiones sobrepuestas de tipo monticular identificadas principalmente en la cima de la Secuencia I –Inferior y en la base de la Secuencia II -Intermedia. Está relacionada con el Horizonte E –3 (superficie de discordancia) considerado como ruta de migración y carga de hidrocarburos.

La trampa "D" (figura - 5.2) se ubica bajo el PT -520 de la Línea -III, a una profundidad de 850 milisegundos y de aproximadamente 1000m de extensión. Es una trampa estratigráfica definida por reflexiones de tipo monticular, con terminaciones "toplap" contra el borde de talud en su margen externa. Se encuentra identificada en la Secuencia I –Inferior, pudiendo representar su patrón sísmico un abanico de talud.

Está relacionada con el Horizonte E –3, superficie de discordancia que funciona como ruta de migración y carga de hidrocarburos procedentes de focos generadores de hidrocarburos situados al sureste.

La trampa "E" (figura - 5.3) se ubica bajo el PT -500 de la Línea –IV a una profundidad de 700 milisegundos, con una extensión mayor a 1700m. Es una trampa estratigráfica situada en el borde externo del talud, definida por reflexiones de tipo monticular, con terminaciones "onlap" contra el borde de talud en su margen externa y "downlap" hacia la cuenca. Se encuentra identificada en la parte inferior y media de la Secuencia II –Intermedia; por el patrón sísmico y la posición en que se encuentra la trampa, pudiera tratarse de un abanico de borde de plataforma o de talud.

Hacia la base de la Secuencia I –Inferior se observa un patrón de reflexiones de tipo sigmoide - monticular situadas en el borde externo del talud que puede constituir una trampa subyacente, similar a la antes descrita. Relacionada también con el Horizonte E –3, superficie de discordancia que funciona como ruta de migración y carga de hidrocarburos procedentes de focos generadores de hidrocarburos situados al sureste.

En el sistema de LST, en el canal, en su flanco distal situado hacia el este y noreste se observan eventos sísmicos cuasi horizontales de alta frecuencia en la parte basal del canal, y sobre el borde del trend arrecifal de la Faja de Oro con "downlap" hacia el centro del canal (en las secuencias I y II), estos eventos están relacionados con flujo de sedimentos

Area de oportunidad "D" identificada en la Línea - III

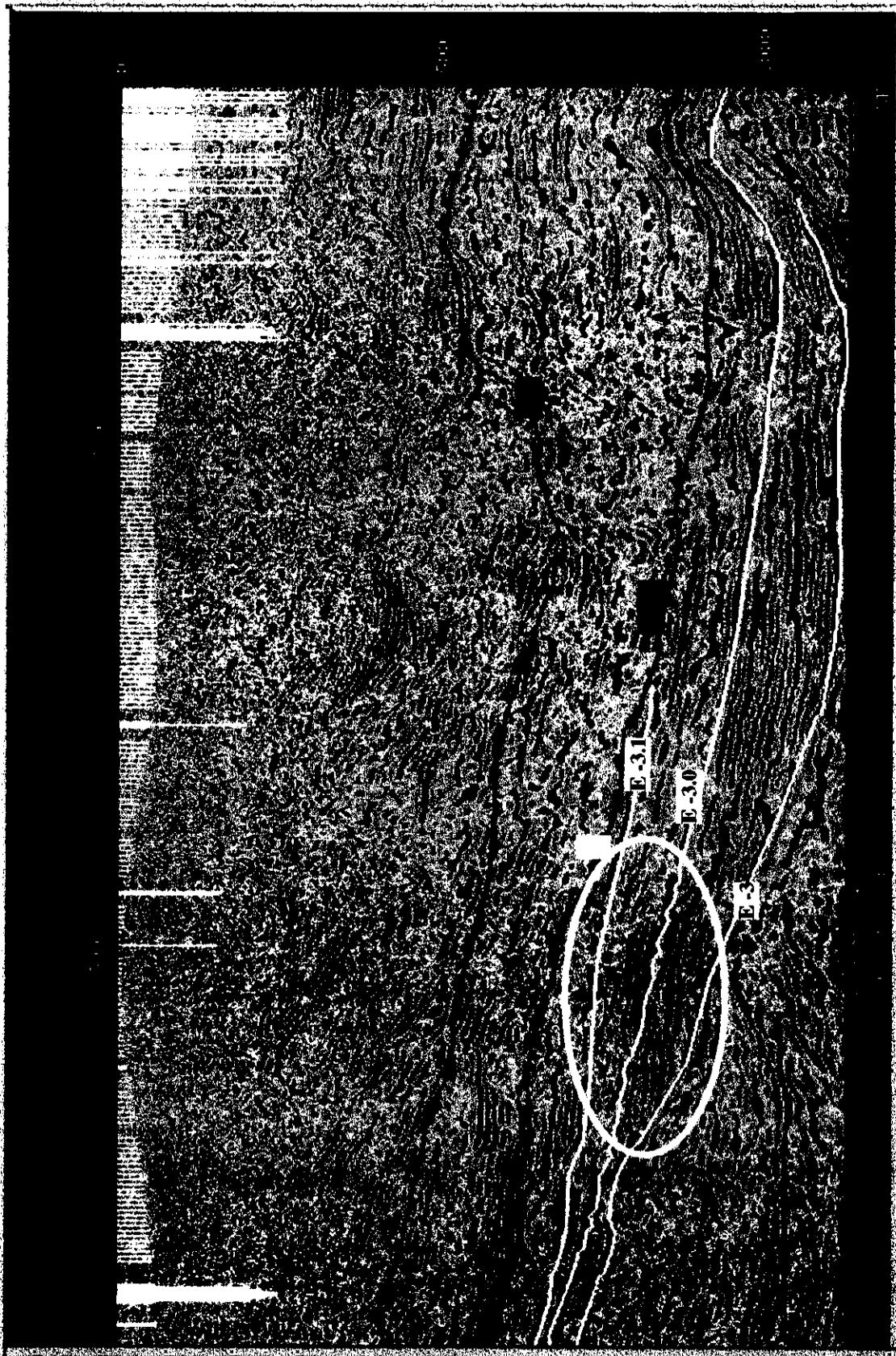


Figura -5.2

Area de oportunidad "E" identificada en la Línea - IV.

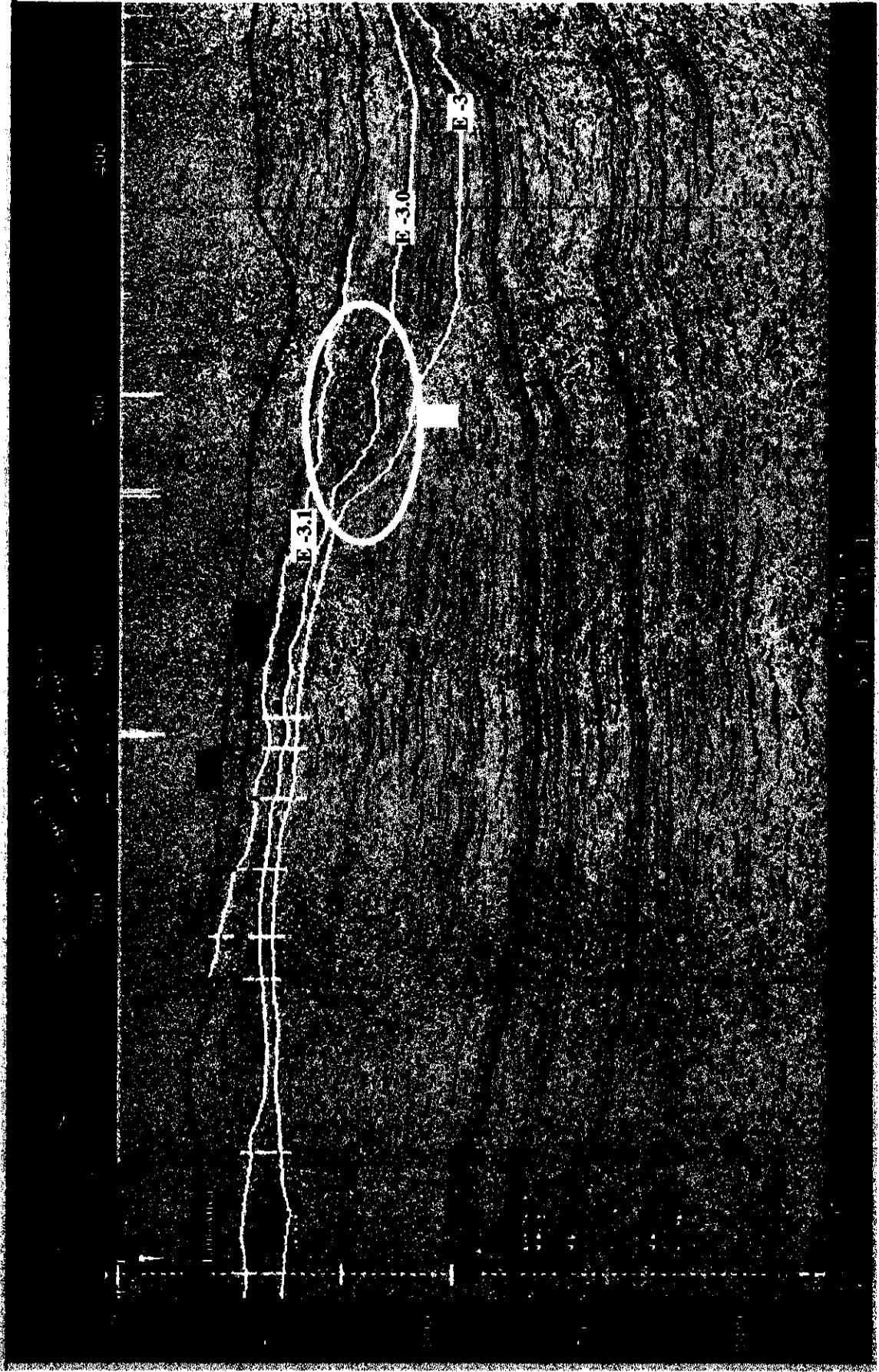


Figura - 5.3

procedentes de la erosión subaérea del trend arrecifal adyacente que lo limita. Dicha sedimentación constituye abanicos submarinos de piso de cuenca y de talud respectivamente, los cuales deben ser considerados también como buenas trampas estratigráficas, aunque estas no se proponen por encontrarse fuera de la estructura deltaica interpretada.

El nombramiento de las áreas de oportunidad antes descritas no obedece a ningún orden determinado, fueron nombradas simplemente por la proximidad que guardan con el Campo Mecatepec situado al sureste. La propuesta "A" esta muy cercana al Pozo Mecatepec -33 perforado en 1950 en el que se persiguieron objetivos mesozoicos, tal vez sin prestarle la atención debida al Terciario, por lo que no se tienen datos de producción en este nivel.

La propuesta "B" esta cercana al Pozo Fotón -1 pero en mejor posición estructural, el cual resultó productor de gas en la Formación Tantoyuca. La producción mencionada en el Pozo Fotón -1 y su ubicación próxima con el Campo Mecatepec, fortalece el postulado de que el área entre estos puntos mencionados, coincidente con el frente de progradación deltaica, resulta ser la de mayor atractivo económico petrolero.

Las trampas que fueron identificadas se situaron en un mapa, las cuales se pueden observar en la figura - 5.4. donde se indica además de los niveles de producción, el tipo de hidrocarburos producidos en el área y la relación del Campo Mecatepec con el Delta Cazonas

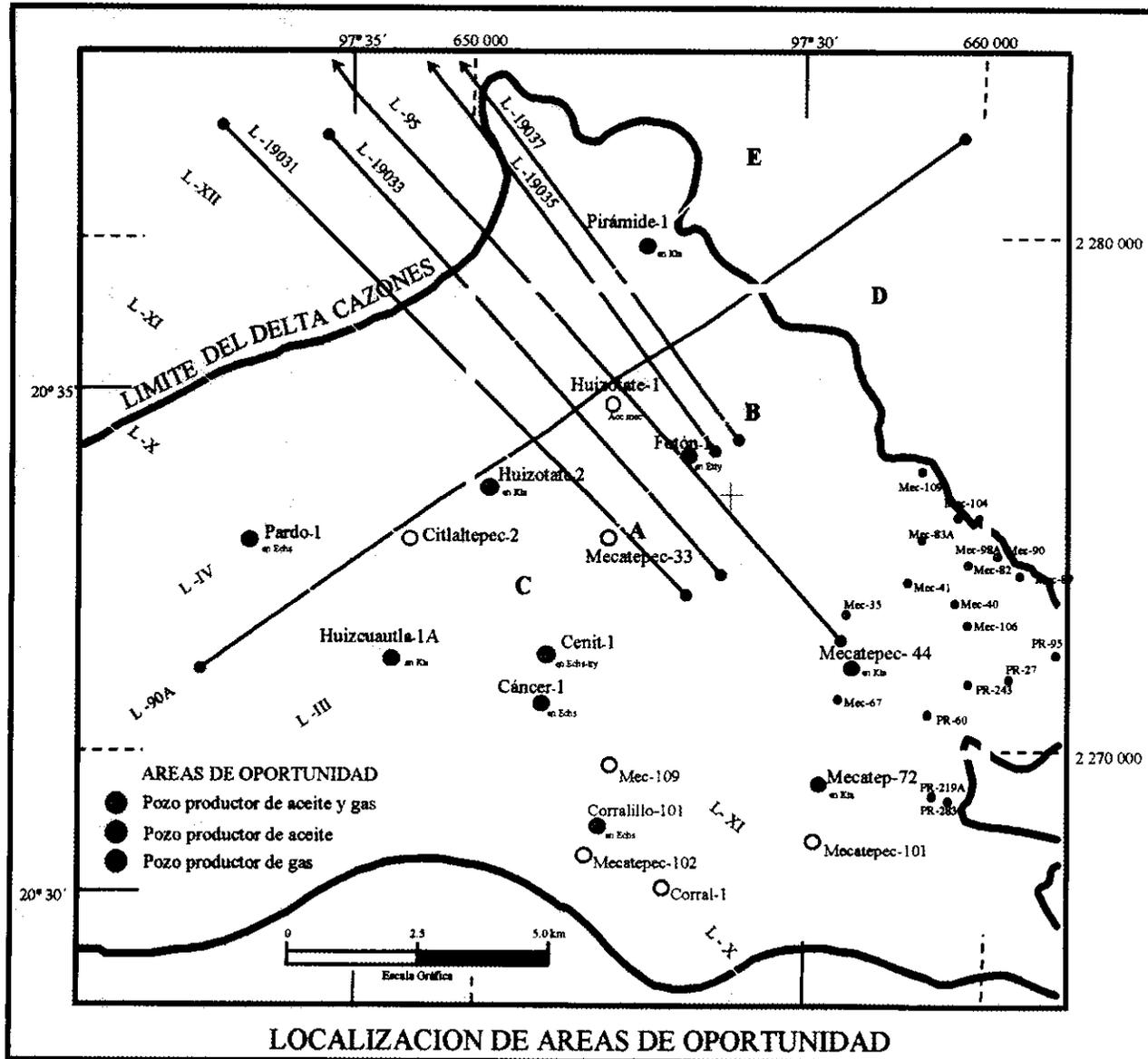


Figura - 5.4

## 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

### 6.1 CONCLUSIONES.

- Se identificó la presencia de cuerpos arenosos del Eoceno Tardío en la Formación Tantoyuca mediante el análisis de registros de pozos y su correlación con las secuencias y facies sísmicas, interpretándose que la sedimentación de estos siliciclásticos fue desarrollada en un marco de ambientes relacionados de tipo deltaico en facies de plataforma, de talud y de cuenca.

- Fueron determinados cinco Horizontes Sísmicos, mediante el análisis de registros de pozos se identificaron a los Horizontes externos E -3 y O -1 que delimitan a la Formación Tantoyuca en la base y en la cima respectivamente, así como a los Horizontes internos; E -3.0, E -3.1 y E -3.2 que delimitan a cuatro secuencias sedimentarias en las que se desarrollaron los cuerpos arenosos de dicha formación.

- Mediante el análisis de los patrones sísmicos de reflexión interna se identificaron cuatro secuencias sedimentarias para el Eoceno Tardío, denominadas de acuerdo a su orden de depósito como: Secuencia I-Inferior, Secuencia II-Intermedia, Secuencia III-Superior y Secuencia IV-Joven.

- Al conjuntarse los horizontes con los patrones sísmicos interpretados, se definieron las facies sísmicas correspondientes a los Sistemas Sedimentarios siguientes; de Bajo Nivel del Mar o LST (en inglés Lowstand System Tract), Transgresivo o TST (Transgressive System Tract) y de Alto Nivel del Mar o HST (High System Tract) en las Secuencias I-Inferior y II-Intermedia. En las Secuencias III-Superior y IV-Joven, solo se definió un Sistema de Alto Nivel del Mar.

- Con la interpretación de las secuencias sísmicas realizada se logró identificar la presencia de una estructura deltaica que se desarrolla en dirección hacia el noreste, con dimensiones de al menos 14 Km de longitud y más de 20 Km de amplitud en el frente

deltaico, facies cuya tendencia indica continuidad hacia el Campo Mecatepec y que permite establecer la correlación de esta facies con los miembros arenosos productores en dicho campo. Confirmándose además la existencia del Delta Cazonas postulado por *Cuevas* en 1980, con base en análisis de registros de pozo.

- Mediante la configuración sísmica de los horizontes identificados se definió en facies distales en la porción de cuenca, el desarrollo de un gran canal con dirección del noroeste hacia el sureste, hacia donde se profundiza, el cual forma parte del Paleocanal de Cazonas postulado por *Cuevas* en 1980.

- Se identificaron cinco áreas de oportunidad, definidas por trampas de tipo estratigráfico. Tres fueron definidas en la planicie deltaica, denominadas como “A”, “B” y “C” en facies progradantes, y las dos restantes “D” y “E” en borde de talud hacia la margen externa en facies de abanico de talud.

- Con el patrón de facies sísmicas de las Secuencias I y II correspondiente al frente de avance deltaico, se define el área “B” como la de mayor interés económico petrolero, aunado lo anterior con las relaciones de producción existente en el Pozo Fotón -1 (que se encuentra sumamente cercano a la propuesta “B”) con el Campo Mecatepec, ambos situados en el frente deltaico, área hacia donde se sugiere debiera de continuarse el desarrollo de dicho campo.

- En el área de estudio existen rocas en la columna del Terciario en condiciones de madurez adecuada dentro de la ventana de generación del petróleo, con índices de potencial generador de hidrocarburos de tipo gaseoso principalmente y líquidos en las Formaciones Velasco Basal y Chicontepec del Paleoceno, Guayabal y Tantoyuca del Eoceno y Palma Real del Oligoceno.

## 6.2 RECOMENDACIONES.

- Definir sísmicamente el área entre la Línea –III y el Campo Mecatepec para controlar de manera precisa la continuidad del frente deltaico, (identificado por el patrón de facies “B” de las Secuencias I-Inferior y II-Intermedia, área postulada como la de mayor interés económico petrolero) y su correlación con los cuerpos productores del campo.

- Establecer un formato único y mecanismos de control estricto en la grabación de la información sísmica con el objeto de uniformizarla en su procesado, el cual debe ser enfocado al análisis de secuencias del Terciario, y permita optimizar su carga, manejo práctico y realizar así una interpretación más precisa en estación de trabajo.

- Dar seguimiento a los formatos y reestructurar los mnemónicos establecidos en la identificación de curvas de pozos al ser digitalizadas, para su carga y utilización óptima y adecuada en la correlación geológica - sísmica en la estación de trabajo.

- Efectuar los análisis de velocidad faltantes en los pozos exploratorios y de desarrollo en el área para no trabajar con datos proyectados de pozos de áreas vecinas, lo que dará como resultado que al realizar la conversión de tiempo a profundidad de la interpretación obtenida, se tendrá mayor precisión en los objetivos de las propuestas de perforación.

- Crear una base de datos de análisis de velocidades realizadas en cada pozo exploratorio y productor importante de la cuenca, para que la información geológica y sísmica pueda ser ajustada con el mayor grado de confiabilidad.

- Efectuar análisis bioestratigráficos en los pozos del área, siguiendo los criterios y las técnicas más recientes para llevar a cabo la determinación y actualización de la columna lito, crono y bioestratigráfica acorde con la cronoestratigrafía de secuencias para esta parte de la Cuenca de Tampico – Misantla.

- Efectuar análisis basados en microscopio electrónico en secuencias arcillosas para identificar aquellas con arreglo cristalino de tipo laminar, porosidad y con un espesor considerable que permitan garantizar un sello efectivo a la migración de los hidrocarburos gaseosos, dado el tamaño molecular del metano cuyo diámetro es de 0.38nm.

- Generar un estudio de muestreo geoquímico para analizar, evaluar y establecer correctamente los horizontes con potencial de generación de hidrocarburos y los focos de generación de la secuencia Terciaria, ya que hasta la fecha se han enfocado los estudios de este tipo a nivel Mesozoico, razón por la que el conocimiento de las condiciones geoquímicas del Terciario no está claro. Con la información obtenida generar un banco uniforme de datos debidamente estructurado y actualizado para su consulta directa, ya que se observó la existencia de varios archivos con información diferente, así como información dispersa y no capturada.

- Efectuar análisis en secuencia continua del Índice de Fluorescencia en esporas, ya que este parámetro no se encontró dentro de la información geoquímica consultada, en su extinción este parámetro es cualitativamente indicativo de la entrada a la zona de generación de hidrocarburos de tipo gaseoso.

- Efectuar estudios sedimentológicos en afloramientos de la Formación Tantoyuca para la identificación de estructuras sedimentarias y facies que permitan establecer la potencia, distribución, ritmos, ciclicidad, y características propias de los cuerpos arenosos que pudieran ser análogos con los identificados en subsuelo.

## 7. BIBLIOGRAFÍA.

Alvarez, M. Jr. y C. Fries, Jr., 1961, Código de Nomenclatura Estratigráfica. Traducción AMGP. Editor American Commission of Nomenclature Stratigraphy, 29 p.

Asociación de Ingenieros Petroleros de México, 1998, Revista del 40 Aniversario. Editor Comisión Nacional Editorial de la AIPM, 135 p.

Bally, A. W., 1988, Atlas of Seismic Stratigraphy. Editor AAPG Study Geological. No 27, vol 1-3. 187 p.

Barceló-Duarte, J., 1990, Modelos de Sedimentación en Rocas Clásticas. Editor Instituto Mexicano del Petróleo, 113 p.

-----, 1998, Notas del curso de Seminario de Investigación. UNAM. DEPMI. Inédito, 75p.

Brandi-Purata, J. M., 1998, Notas del curso de Interpretación Interactiva. UNAM. DEPMI. Inédito, 425 p.

Bush, D. A. y D.A. Link., 1985, Exploration Methods for Sandstones Reservoirs. Editor OGCI, 324 p.

Cabrera-Castro, R. y J. Lugo-Rivera., 1984, Estratigrafía y Sedimentología de las Cuencas Terciarias de México. AMGP. Vol. XXXVI. julio, N° 2, p. 3 - 55.

Carrillo-Bravo, J., 1980, Paleocañones Terciarios de la Planicie Costera del Golfo de México. Editor AMGP. Vol. XXXII. enero, N° 1, p. 27 - 55.

- Coleman, M. J., 1982, Deltas, Processes of Deposition and Models for Exploration  
Editor IHRDC. Second Edition, 123 p.
- Collinson, J.D. y D.B. Thompson., 1982, Sedimentary Structures. Editor Academic  
Division of Unwin Hyman Ltd. London, 207 p.
- Combaz, A., 1975, Petrographie organique et potentiel pétrolier. Editor Alpern, B.  
Editions Du Centre National de la Recherche Scientifique. 101 p.
- Combaz, A., 1980, Insoluble organic matter from sedimentary rocks. Editor Durand, B.  
Editions Technip. 112 p.
- Cuevas-Sánchez, F. y A. Ramón-Geic., 1975, Estudio Geológico del Terciario del área  
Troncones - San Andrés. PEMEX. Inédito, 54 p.
- Cuevas-Sánchez, F., 1980, Geometría de las areniscas del Eoceno Tardío en el Distrito  
Poza Rica y sus Posibilidades Petrolíferas. AMGP. Vol. XXXII. N°2, p. 33-58
- Cuevas-Sánchez, F. y J. Hernández-Bravo, 1997, Estudio de factibilidad para  
incorporar reservas del Play Terciario Tantoyuca del Eoceno Tardío. PEMEX.  
Inédito, 57 p.
- Cuevas-Sansores, J. y P. M. Gómez., 1978, Estudio Bioestratigráfico del Grupo  
Chicontepec. PEMEX. Inédito, 27 p.
- Demaison, G., 1984, The Generative Basin Concept. In Petroleum Geochemistry and  
Basin Evaluation. Editor Demaison and Murriss. AAPG, Memoir 35, 14 p.
- Durand, B., 1980, Kerogen; Insoluble Organic Matter from Sedimentary Rock. Editor  
Technip. Paris, France., p. 13 – 34.

- Galloway, W. E. 1975., Deltas, Models for Exploration. Edited by M. L. Broussard.  
Houston Geological Society. Houston, Tx, USA, p. 87-98.
- González-García, R. y N. Holguín-Quiñones., 1992, Las rocas generadoras de México.  
Editor AMGP. Vol XLII, N° 1, p. 9 - 23.
- Govela-Salvador, A., 1985, Estudio sedimentológico del Eoceno Superior, Prospecto  
Mecatepec, PEMEX. Inédito, 7 p.
- Govela-Salvador, A. y A. Ramón-Geic., 1976, Estudio Geológico del Terciario en el  
área Soledad – Nuevo Progreso. PEMEX. Inédito, 26 p.
- Gwinn, R. P., P. B. Norton, y R. Mc Henry., 1992, Britannica Atlas Encyclopaedia.  
Editor William A. Cleveland, 184 p.
- Hardenbol, J., y W.A. Berggren., 1977, A New Paleogen Numerical Time Scale.  
Editor AAPG. Studies Geology. N° 6, 65 p.
- Hernández-Bravo, J., 1989, Estudio de Interpretación Geológico – Geoquímico de la  
Cuenca de Burgos, Etapa I (área Reynosa, Tam.). PEMEX. Inédito NE – M  
2298, 63 p.
- , 1990, Estudio de Interpretación Geológico – Geoquímico de la Cuenca de  
Burgos, Etapa II (área Laredo, Tamps) PEMEX, Inédito. NE – M 2334, 52 p.
- , 1991, Estudio de Interpretación Geológico – Geoquímico de la Cuenca  
de Burgos del Paleoceno y Eoceno. PEMEX. Inédito. NE – M 2389, 58 p.
- Holguín-Quiñones, N., 1988, Notas del Curso de Geoquímica. IMP. Inédito, 365 p.

- Huc, A. Y., 1980, Origin and formation of organic matter in recent sediments. In Kerogen. Editor Technip, 235 p.
- Ickes, E.L., 1913, Report Preliminary Geological Reconnaissance between Hacienda Atlán, Río Necaxa and Furbero, Puebla and Veracruz. Compañía Mexicana El Aguila. Inédito, 19 p.
- Informe Anual de Producción, Campos del Distrito Poza Rica., 1997, PEMEX. Inédito, 145 p.
- Informe Final de los pozos; Cáncer -1, Carmen -1, Cenit -1, Citlaltepétl -2, Corral -1, Corralillo -51 y 101, Chote -1, Fotón -1, Huizotate -1 y 2, Huizcuautila - 1A, Mecatepec -4, 5, 7, 27, 33, 35, 40, 44, 67, 72, 73, 82, 83-A, 89, 90, 98A, 101, 102, 106, y 109, Papantla -1, Pardo -1, Pirámide -1, Poza Rica -2, 27, 60, 95, 124, 132, 174, 219<sup>a</sup>, 243, 246, y 283. PEMEX. Inéditos.
- Informe Final del Prospecto Sísmico Brinco - Jamaya, 1996, PEMEX. Inédito, 58 p.
- Informe Final del Prospecto Sísmico Papantla, 1987, PEMEX. Inédito, 27 p.
- Informe Final del Prospecto Sísmico Tantoyuca, 1983, PEMEX - GSI. Inédito, 49 p.
- Kingston, D. R., C. P. Dishroon, y P. A. Williams., 1983, Global Basin Clasification Systems. Editor AAPG. Bulletin LVII (12), 15 p.
- Kiteley, W. L. y F. E. Michael., 1984, Shallow Marine Depositional Environment in The Upper Cretaceous of Northern Colorado. On Siliciclastic Shelf Sediments. Editor Society of Economic Paleontologists and Mineralogists. Special Publication N° 34, p. 179 - 203.

- Klemme, H. D., 1980, Petroleum Basins Clasification and Characteristics. Editor Journal Petroleum Geology. 3(2), 23 p.
- Leblank, R. J., 1972, Geometry of Sandstones Reservoirs Bodies. Editor AAPG. Memoir 18, 135 p.
- Leboulenger, P., 1978, Los Macroforaminíferos de la Formación Tantoyuca de Veracruz México. IMP. Inédito. Subdirección de Tecnología de Exploración, 63 p.
- Leslie, B. M., 1994, The Petroleum System. Research Conference. Editor AAPG - AMGP, 17 p.
- Lopatin, N. V., 1983, Evolution of the Biosphere and Fossil Fuels. In Petroleum, Chemistry, Genesis and Migration. Editor Hedberg H.D. and Mason J.F. The American Geological Institute. Reprint Series N° VI, p. 273 – 287.
- López Ramos, E., 1956, Excursión Geológica C-16. Congreso Geológico Internacional. 20ª Sesión. Editor Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 94 p.
- Macurda, B. D, Jr., 1988, Sequence Chronostratigraphy and Eustatic Curves Table. On Seismic Facies and Sequence Analysis of Terrestrial and Shallow Water Siliciclastics. Course Notes, p. 2 – 43.
- Macurda, B. D, Jr., y R. H Nelson., 1988, Interactive interpretation of a submarine fan Offshore Ireland: A case history. Editor SEG. Leading Edge. 57<sup>th</sup> Annual International Meeting, New Orleans., p. 59 – 65.
- Macurda, B. D. Jr., 1998, Notas del curso de Estratigrafía Sísmica. UNAM. DEPFI. Inédito, 619 p.

- Martínez, R. D., 1996, Notas del curso de Caracterización sísmológica de yacimientos. Editor Andrews Group International, Inc., 289 p.
- Miall, A. D., 1990, Principles of Sedimentary Basin Analysis. Second Edition. Editor Springer Verlag, 668 p.
- Mitchum, R. M. Jr., 1977, Glossary of Terms used in Seismic Stratigraphy. On Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration. Editor Charles E. Payton. AAPG. Memoir 26. Part 11, p. 205 – 212.
- PEMEX – BRITISH PETROLEUM, 1994, The Tampico – Misantla Basin. Exploration Strategy Review. Inédito, 161p.
- PEMEX - I.M.P – AMOCO, 1994, Secuencias Sísmicas del Terciario. Inédito, 47 p.
- Pérez-Matus, J. D., 1976, Patrones de Sedimentación. I.M.P. Proyecto D-5230. Publicación 76, BN/205, 53 p.
- , 1976, Técnicas Utilizadas en la Identificación de Ambientes de Deposición de Clásticos. I.M.P. Proyecto D-5230. Publicación 76, BN/206, 49 p.
- Perrodon, A., 1983, Dynamics of Oil and Gas Accumulations. Editor Centres de Recherches Exploration Production, Elf Aquitaine. Memoir 5, p. 53 – 62.
- Ramón-Geic, A., F. C. Sánchez., B. R. Sarmiento., y G. G. Roldán., 1980, El Paleodelta Cazonas, Relación de Facies y Acumulación de aceite. PEMEX. Inédito, 52 p.
- Reading, H. G., 1984, Sedimentary Environments and Facies. Editor Blackwell Scientific Publications. Second Edition, 615 p.

- Roldán-González, G., 1981, Interpretación Paleambiental del Eoceno Superior en el Área de Tecolutla. III Congreso Latinoamericano de Paleontología. Libro de Resúmenes, p. 461 – 472.
- Rueda-Gaxiola, J., 1998, Notas del curso de Geoquímica del Petróleo y del Carbón. UNAM. DEPFI. Inédito, 715 p.
- , 1998, Notas del curso de Evaluación Genética de Cuencas. UNAM. DEPFI. Inédito, 648 p.
- Rueda-Gaxiola, J., M. A. Santillan., M. S. Amador., G. E. González., y M. Ayala Nieto, 1988, Obtención y Criterios de Evaluación de Resultados de las Técnicas Analíticas para el Estudio de la Materia Orgánica. IMP. Inédito, 129 p.
- Sangree, J. B. y J. M. Widmier., 1977, Seismic Interpretation of Clastic Depositional Facies. On Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration. Editor Charles E. Payton. AAPG. Memoir 26. Part 9, p. 165 – 184.
- Sangree, J. B. y R. M. Mitchum., 1994, Exploration and Production Applications of Sequence Stratigraphy. Editor AAPG, p. 126.
- Scholle, P. A. y D. Spearing., 1982, Sandstone Depositional Environments. Editor AAPG. Memoir 31, 410 p.
- Serra, O., 1985, Sedimentary environment of wireline logs. Editor Schlumberger, 211 p
- Stow, A. D., 1992, Deep Water Turbidite Systems. Editor International Association of Sedimentologists. Editor Blackwell Scientific Publications, 473 p.

- Tissot, B., B. Durand., J. Espitalié, y A. Combaz., 1974, Diagenesis of Organic Matter in formation of Petroleum. Editor AAPG, Bulletin 258, p 499 – 506.
- Tissot, B. y D. H. Welte., 1978, Petroleum Formation and Occurrence, a New Approach to Oil and Gas Exploration. Editor Springer – Verlag, 521p.
- Turner, R. J., 1984, Environment of Deposition of The Woodbine Sandstone at Kurten Field, Texas. On Siliciclastic Shelf Sediments. Editor Society of Economic Paleontologists and Mineralogists. N°34, p. 215 – 249.
- Vail, P. R., R. M. Mitchum. Jr., y S. Thompson., 1977, Seismic Stratigraphy and Global Changes of sea level. On Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration. Editor Charles E. Payton. AAPG. Memoir 26. Part 3, p. 294 – 312.
- Valencia-Islas, J. J., 1996, Implicaciones de la historia térmica de la Plataforma Valles-S. L. P. en la distribución de los hidrocarburos y yacimientos minerales. Editor AMGP. Boletín XLV, p. 1 – 19.
- Van-Krevelen, D. W., 1961, Coal Science and Tecnology. Typology, chemistry, physics and constitution. Editor Elsevier, 514 p.
- Van Wagoner, J. C., 1991, Sequence Stratigraphy, Applications to Shelf Sandstone Reservoirs. Editor AAPG, 136p.
- Vassoyevich, N. B., I. V. Vysotskiy, A. N. Guseva y V. B. Olenin., 1967, Hydrocarbons in the Earth's Sedimentary Shell, Editor Vestn. Mosk., ser. Geol., N° 5. 68p.

- Vassoyevich, N. B., Y. I. Korchagina., N. V. Lopatin y V. V. Chernishev., 1983,  
Principal phase of oil formation. In Petroleum Geochemistry, Genesis and  
Migration. Editor Hedberg, H.D. and Mason, J.F., The American Geological  
Institute. Reprint Serie VI. p 30-50.
- Visher-Glenn, S., 1990, Exploration Stratigraphy. Editor Pennwell Books Co, 434 p.
- , B. Saitta., y S. Phares., 1971, Pennsylvania Delta Patterns and Petroleum  
Ocurrences in Eastern Ocklahoma. Editor AAPG. Vol. 55, N° 8, 63 p.
- Walker, G. R. y N. P. James., 1992, Facies Models – Response to Sea Level Change.  
Editor Geological Association of Canada, 454 p.
- Waples, W. D., 1985, Geochemistry in Petroleum Exploration. Editor IHRDC  
(International Human Resources Development Corporation), 232 p.
- , 1988, Physical Chemical Models for Oil Generation. (In Geochemistry)  
Treatise of Petroleum Geology. Reprint Series N°8. Editor Beaumont, E.A.  
and Foster N. H. AAPG, p. 27 – 42.
- Weimar, P y H. W. Posamentier, 1993, Siliciclastic Sequence Stratigraphy. Editor  
AAPG. Memoir. 58, 97p.
- Welte, D. H. y M. A. Yukler., 1981, Petroleum Origin and Accumulation in Basin  
Evolution – A quantitative model. Editor AAPG, Bulletin 65, p 1387 –1396.