



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
División de Estudios de Postgrado

T E S I S

**“USO DE LA EVALUACIÓN GENÉTICA DE CUENCAS EN
UN TRANSECTO DE LA SUBCUENCA PETROLERA DEL
SURESTE DE MÉXICO”**

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA

P R E S E N T A :

ALEJANDRO SALVADOR RUIZ OSORIO

Director de tesis:

Dr. JAIME RUEDA GAXIOLA

2008



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer antes que nada a DIOS por haberme dado la oportunidad de cursar esta Maestría en Ingeniería en la Universidad Nacional Autónoma de México la cual ofrece grandes recursos, tanto por su personal académico como por su infraestructura bibliotecaria.

Quiero agradecer a mi esposa e hijos por todo su apoyo, por su compañía y por sus sacrificios en todo este tiempo de mis estudios.

A mi empresa Petróleos Mexicanos por el apoyo para cursar estos estudios de tiempo completo.

Al Ing. Jerónimo Rivera, por su apoyo para asistir a la maestría.

Al Ing. Antonio Cuevas Lereé por que en su calidad de Administrador del Activo Regional de Exploración me dio oportunidad de finalizar este proyecto.

Al M.C. Carlos Williams Rojas, Coordinador de Prospectos del Activo Regional de Exploración Región Sur por apoyo y consejos para finalizar este proyecto, es un gran profesional y un líder excepcional.

Al Dr. Jaime Rueda Gaxiola, mi tutor de tesis, por su dirección, guía y paciencia en la realización de este trabajo, es un gran profesional.

A mis sinodales al Dr. J. Eduardo Aguayo Camargo, Dr. Martín Cardenas Soto, al M.I. Emiliano Campos Madrigal y al Ing. Felipe León Islas por su oportuna revisión de mi manuscrito.

A mis compañeros de trabajo, M.I. Miguel Varela Santamaría, Ing. Gabriel Martell, Ing. Guadalupe Victoria Flores Moro y al Sr. Juan Bastianí por su apoyo y soporte para realizar este trabajo.

DEDICATORIA

Le dedico este trabajo a DIOS por que el me da la energía para seguir adelante.

A mi esposa Alejandra y mis hijos Ángel Diego, Alejandro Emiliano y Diana Valeria

A mis padres, Salvador Ruiz Soto y Maria Luisa Osorio de Ruiz por quienes conocí el amor, amparo y calidez de un hogar.

A mis hermanos Araceli, Maribel, Maria Luisa, Miguel Ángel y Efraín de quienes siempre he recibido excelentes consejos y apoyo.

CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS

DEDICATORIA

RESUMEN

I.- GENERALIDADES

pag.

1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. ANTECEDENTES	2
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	6
1.4. OBJETIVO	6
1.5. HIPÓTESIS	7
1.6. JUSTIFICACIÓN	7
1.7. ÁREA DE ESTUDIO	7
1.8. MATERIAL Y MÉTODO	8
1.9. FUENTE DE INFORMACIÓN DE LAS SECCIONES	10
1.10. MARCO GEOLÓGICO	12
1.10.1. MARCO ESTRATIGRÁFICO	12
BASAMENTO	
SERIE JURÁSICO MEDIO(JM)	
SERIE JURÁSICO SUPERIOR (JS)	
SISTEMA CRETACICO	
SERIE CRETÁCICO INFERIOR	
SERIE CRETÁCICO MEDIO	
SERIE CRETÁCICO SUPERIOR	
SISTEMA Terciario	
SERIE PALEOCENO	
SERIE EOCENO	
SERIE OLIGOCENO	
SERIE MIOCENO	
SERIE PLIOCENO-PLEISTOCENO	
1.10.2. MARCO TECTÓNICO REGIONAL	28

II.- ANALISIS DE SECUENCIAS

2.1. INTRODUCCIÓN	33
2.2. CONCEPTO Y PRINCIPIOS DE LA ESTRATIGRAFÍA DE SECUENCIAS	34
2.2.1 ANALISIS DE FACIES CON BASE EN REGISTROS ELECTRICOS.	
2.2.2. CONCEPTO DE ELECTROFACIES	
2.2.3 CONCEPTO DE ELECTROSECUENCIA	
2.3. IMPORTANCIA DE LAS FACIES Y DEL ANÁLISIS DE SECUENCIAS.	40

2.3.1 ANÁLISIS SECUENCIAL	
2.4 PROCEDIMIENTO DE INTERPRETACIÓN A PARTIR DE LOS REGISTRO DE POZOS.	45
2.4.1. REGISTRO DE RAYOS GAMMA	
2.4.2. REGISTRO SONICO DE POROSIDAD	
2.4.3. REGISTRO DEL POTENCIAL ESPONTANEO "SP"	
2.4.4. REGISTRO DE DENSIDAD	
2.4.5. REGISTRO DE RESISTIVIDAD	
2.5 MÉTODO DE ANÁLISIS A PARTIR DE LA FORMA O TENDENCIA DE LOS REGISTROS ELECTRICOS DE POZO.	48
2.5.1 TENDENCIA DE LOS REGISTROS ELECTRICOS	
2.6 MODELOS DE AMBIENTES DE DEPÓSITO ESTABLECIDOS A TRAVÉS DE REGISTROS ELECTRICOS.	51
2.6.1 AMBIENTE FLUVIAL: Sistema Meándrico.	
2.6.1.1 CARACTERÍSTICAS DEL REGISTRO ELÉCTRICO	
2.6.2 AMBIENTE DELTÁICO.	
2.6.2.1 PLANICIE DELTÁICA	
2.6.2.2 PLANICIE DELTÁICA SUBACUOSA	
2.6.2.3 CARACTERÍSTICAS DEL REGISTRO ELÉCTRICO	
2.6.3 AMBIENTE MARINO SILICICLÁSTICO SOMERO.	
2.6.3.1 CARACTERÍSTICAS DEL REGISTRO ELÉCTRICO	
2.6.4 AMBIENTE CARBONATADO DE AGUAS SOMERAS	
2.6.4.1 CARACTERÍSTICAS DE REGISTRO ELÉCTRICO	
2.6.5 AMBIENTES CLÁSTICOS DE AGUAS PROFUNDAS	
2.6.5.1 CARACTERÍSTICAS DEL REGISTRO ELÉCTRICO	
2.7 SECUENCIAS SEDIMENTARIAS DEFINIDAS EN EL ÁREA DE ESTUDIO.	60
2.7.1 GIGASECUENCIAS	
2.7.2. MEGASECUENCIAS	
2.7.2.1. MEGASECUENCIA A	
2.7.2.2. MEGASECUENCIA B	
2.7.2.3. MEGASECUENCIA C	
2.7.2.4. MEGASECUENCIA D	
2.7.2.5. MEGASECUENCIA E	
2.7.2.6. MEGASECUENCIA F	
2.7.2.7. MEGASECUENCIA G	
2.7.3. CORRELACIÓN DE SECUENCIAS	

APÉNDICE A

III.- FACIES ORGÁNICAS

3.1. INTRODUCCIÓN	72
3.1.1 FACIES ORGÁNICAS: Conceptos	
3.2. ASPECTOS GEOQUÍMICOS DE LA MATERIA ORGÁNICA	76
3.2.1 ORIGEN Y CLASIFICACIÓN DE LA MATERIA ORGÁNICA SEDIMENTARIA.	
3.2.2. DEFINICIÓN DEL TÉRMINO KERÓGENO	
3.2.3. DIVERSIDAD DE LA MATERIA ORGÁNICA SEDIMENTARIA	
3.2.4. EVOLUCIÓN TÉRMICA: Transformación de la Materia Orgánica.	
3.3 PRINCIPALES MÉTODOS DE ANÁLISIS DE LOS KERÓGENOS	81
3.3.1 ANÁLISIS DEL CONTENIDO DE CARBONO (C.O.T.).	
3.3.2 PIRÓLISIS	
3.3.3 EVALUADOR DE ROCAS "ROCK-EVAL"	
3.4 PRINCIPALES INDICADORES DE MADUREZ TÉRMICA	85
3.4.1. LA REFLECTANCIA Y SU RELACIÓN CON LAS ROCAS GENERADORAS	
3.4.2. TEMPERATURA MÁXIMA DE PIRÓLISIS	
3.5 DESCRIPCIÓN DE LAS FACIES ORGÁNICA	86
3.5.1. FACIES ORGÁNICA A	
3.5.2. FACIES ORGÁNICA AB	
3.5.3. FACIES ORGÁNICA B	
3.5.4. FACIES ORGÁNICA BC	
3.5.5. FACIES ORGÁNICA C	
3.5.6. FACIES ORGÁNICA CD	
3.5.7. FACIES ORGÁNICA D	
3.6 FACTORES DEL POTENCIAL GENERADOR	88
3.7 CARACTERIZACIÓN DE LA MATERIA ORGÁNICA EN LA SECCIÓN DE ESTUDIO.	89
3.7.1 CONTROLES DE LA RIQUEZA ORGÁNICA Y DEL POTENCIAL DE LA ROCA GENERADORA.	
3.7.2 INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS GEOQUÍMICOS	
3.7.3. ANÁLISIS DE ROCA POTENCIALMENTE GENERADORA	
3.7.3.1. Descripción Geoquímica del Pozo Tres Pueblos-1A	
3.7.3.2. Descripción Geoquímica del Pozo Aztlán-1A	
3.7.3.3. Descripción Geoquímica del Pozo Escuintle-1	
3.7.3.4. Descripción Geoquímica del Pozo Luna-101	
3.7.3.5. Descripción Geoquímica del Pozo Tizón-1	
3.7.3.6. Descripción Geoquímica del Pozo Troje-1	
3.7.3.7. Descripción Geoquímica del Pozo Costero-1	
3.7.3.8. Descripción Geoquímica del Pozo Xicalango-101	

3.8 COMPORTAMIENTO GENERAL DE LAS FACIES ORGÁNICAS	158
--	-----

IV.- ANÁLISIS BIOESTRATIGRÁFICO

4.1 INTRODUCCIÓN.	165
4.2 TIPOS DE UNIDADES ESTRATIGRÁFICAS.	166
4.2.1 UNIDAD CRONOESTRATIGRÁFICA	
4.2.2 UNIDAD LITOESTRATIGRÁFICA	
4.2.3. UNIDAD BIOESTRATIGRÁFICA	
4.3 FACTORES QUE CONTROLAN LA SEDIMENTACIÓN.	167
4.3.1. EUESTATISMO (nivel global del mar)	
4.3.2. SUBSIDENCIA.	
4.4 RESOLUCIÓN BIOESTRATIGRÁFICA.	175
4.5 GRUPOS FÓSILES.	175
4.6 ESQUEMAS DE ZONACIÓN FOSÍLIFERA.	179
4.7 ANÁLISIS PALEOAMBIENTAL.	181
4.8 INTERPRETACIÓN BIOESTRATIGRÁFICA	184
4.8.1. POZO TRES PUEBLOS-1A	
4.8.2. POZO AZTLAN-1A	
4.8.3. POZO ESCUINTLE-1	
4.8.4. POZO LUNA-1	
4.8.5. POZO TIZON-1	
4.8.6. POZO TROJE-1	
4.8.7. POZO COSTERO-1	
4.8.8. POZO XICALANGO-101	
4.8.9. POZO PALANCARES-1	

APÉNDICE B

V.- ANÁLISIS SÍSMICO

5.1 CONCEPTOS Y PRINCIPIOS BÁSICOS	193
5.2 RESOLUCIÓN DE DATOS SÍSMICOS	196
5.3 PROCEDIMIENTO DE INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS SÍSMICOS	200
5.4 PATRONES DE TERMINACIÓN DE LOS REFLECTORES	202
5.5 INTERPRETACIÓN SÍSMICA DE LA SECCIÓN ESTUDIADA	211
5.5.1 CARACTERÍSTICAS SÍSMICAS ZONA "A"	
5.5.2 CARACTERÍSTICAS SÍSMICAS ZONA "B"	
5.5.3 CARACTERÍSTICAS SÍSMICAS ZONA "C"	
5.5.4 CARACTERÍSTICAS SÍSMICAS ZONA "D"	
5.6 INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRUCTURAL DE LA SECCIÓN ESTUDIADA	211

APÉNDICE C

VI.- SÍNTESIS	214
VII.-CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	222
VIII.- REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	229

RESUMEN

En el presente estudio se analiza la evaluación genética de cuencas sedimentarias mediante la aplicación de la metodología de análisis de secuencias, con base en el análisis de registros eléctricos de pozos apoyado por el análisis de facies orgánicas (con base en los datos de pirólisis del "Rock-Eval"), por el análisis bioestratigráfico y por la interpretación sísmica en una sección constituida por 9 pozos del Área Mesozoica Chiapas-Tabasco.

Un nuevo método en el análisis de las secuencias sedimentarias se ha planteado en las Subcuencas del Sureste de México. La interpretación de los datos de pirólisis por Rock-Eval tradicionalmente han sido utilizado para conocer el potencial generador de hidrocarburos y las condiciones de generación en el subsuelo; sin embargo, en este trabajo, además de definir la riqueza orgánica de las secuencias sedimentarias se pudo afinar con mayor detalle mediante los resultados obtenidos de la interpretación de facies orgánicas a las secuencias sedimentarias interpretadas con base en registros geofísicos de pozos (electrosecuencias). El análisis de secuencias a través de este método permitió delimitar Gigasecuencias y Megasecuencias e interpretar sus ambientes sedimentarios depositadas en la cuenca y relacionarlas a la evolución estratigráfica y tectónica que ha experimentado el área de estudio.

La sección construida para el presente estudio se localiza al N-NE de la Ciudad de Villahermosa, Tab., dentro de la Planicie Costera del Golfo y presenta una dirección SW-NE que sufre una flexión con dirección W-E.

La sección en estudio constituye parte de una cuenca mesozoica-cenozoica en la que la columna estratigráfica se encuentra constituida por rocas y sedimentos que presentan un rango de edades del Jurásico Medio al Reciente. La columna sedimentaria se encuentra soportada por un basamento continental de tipo ígneo-metamórfico del Paleozoico Tardío. Esta sección comprende tres bloques tectónicos distintos: el bloque occidental denominado Pilar Reforma-Akal, el bloque central en el que se encuentra la Subcuenca de Macuspana y el bloque oriental que constituye el margen occidental de la Plataforma de Yucatán.

La historia geodinámica de la Subcuenca del Sureste se encuentra representada en la base por depósitos de sal del Jurásico Medio (?). Durante la edad Bathonense hasta la Orfordense se establece una rampa inclinada hacia el Occidente y Norte donde el proceso de invasión marina avanza progresivamente a través de gran parte de la subcuenca; sin embargo, hacia el Oriente de la sección prevalecen los depósitos con influencia continental. Durante el Jurásico Tardío ocurre el mayor evento transgresivo representado por secuencias arcillo-calcáreas ricas en materia orgánica depositadas en depresiones equivalentes a las intraplatafórmicas; sobreyaciendo a estos sedimentos, se depositaron secuencias carbonatadas del Cretácico, representando el establecimiento de una cuenca extensa y poco profunda.

Durante la parte alta del Cretácico las secuencias carbonatadas muestran parcialmente una influencia terrígena hasta llegar a predominar las secuencias terrígenas calcáreas y terrígenas del Cenozoico.

Con base en el análisis de las curvas de los registros eléctricos de pozos se definieron 2 gigasecuencias, las cuales se relacionan con fenómenos de relevancia global. La Gigasecuencia I representa el proceso transgresivo y se caracteriza por presentar secuencias granodecrecientes y tiende a ser estratocreciente hacia los márgenes de la sección en estudio. La Gigasecuencia II representa el proceso regresivo y se caracteriza por presentar secuencias granodecrecientes; sin embargo, existen una gran cantidad de secuencias granocrecientes. La Gigasecuencia II presenta las secuencias estratocrecientes hacia el centro de la sección y estratodecrecientes hacia los márgenes.

Se establecieron 7 megasecuencias con base en el análisis de electrosecuencias, así como en atributos litológicos, las cuales posteriormente fueron divididas en mesosecuencias. Cada megasecuencia representa distintas etapas del proceso de evolución estratigráfica de la cuenca y constituyen un ambiente de depósito. El comportamiento vertical y lateral de las megasecuencias permitió distinguir 3 bloques estructurales que, al ser relacionados, es posible interpretar que la inestabilidad tectónica que han experimentado los bloques del basamento es el factor principal que controla la sedimentación, que se relaciona con los fenómenos de subsidencia de la cuenca y de compactación, más que en los fenómenos euestáticos.

La interpretación de los datos de pirólisis por "Rock-Eval", así como del carbono orgánico de los nueve pozos que constituyen la sección en estudio, permitieron conocer la distribución espacial que presentan las facies orgánicas; es decir, el comportamiento vertical y lateral de éstas. La definición e interpretación de facies orgánicas, como base de la interpretación estratigráfica y tectónica, permitió afinar con mayor detalle las secuencias establecidas con base en el análisis de registros eléctricos de pozos (electrosecuencias) y relacionarlas con procesos tectónicos que influyen en la evolución de la cuenca y, por consiguiente, en los sistemas petroleros. La sensibilidad que presenta la materia orgánica a los cambios sedimentológicos permitió establecer límites de megasecuencias así como las discordancias del Oligoceno Superior-Mioceno Inferior y del Cretácico Medio.

El comportamiento paleoambiental y paleobatimétrico que presentan los pozos, con base en la información micropaleontológica y las características litológicas, la determinación de secuencias y la interpretación de análisis de facies orgánicas, permitieron interpretar que en general prevalecieron las condiciones equivalentes a plataforma externa y media, variando en profundidad entre -200 y -100 m, y sólo en algunos sitios las condiciones ambientales fueron batiales superiores no profundizando más de -500 m.

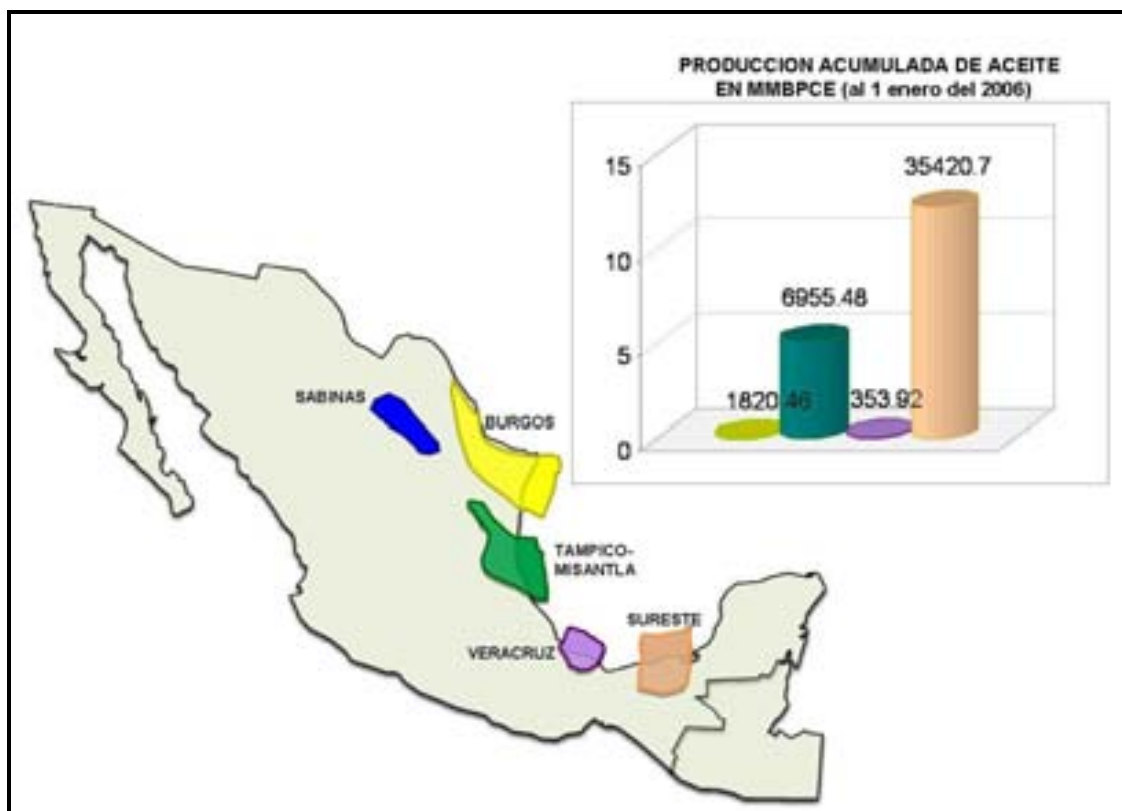
Lamentablemente, la poca resolución que presenta la información sísmica de 2 y 3 dimensiones no fue conclusiva para definir límites de secuencias; sin embargo, sí se pudo tener la imagen burda estructural del área

mostrando el comportamiento estructural de los bloques Pilar Reforma-Akal-, Cuenca de Macuspana y Borde W de la Plataforma de Yucatán.

I.- GENERALIDADES

I.1. INTRODUCCION

La Cuenca Mesozoica del Golfo de México se encuentra conformada por subcuencas productoras de hidrocarburos (Fig. 1.1). Dentro de las subcuencas petroleras más importantes de México se encuentra la denominada Subcuenca del Sureste (GONZALEZ-GARCIA,R., y HOLGIN-QUIÑONES, N., 1991) que incluye a las provincias geológicas terrestres conocidas como Chiapas-Tabasco, Salina del Istmo y Macuspana, además de la parte marina conocida como Sonda de Campeche.



Modificada de GONZALEZ – GARCIA, R. y HOLGUIN – QUIÑONES, N., 1991
Fig. 1.1 Localización de la Subcuenca del Sureste en el contexto de las Subcuencas Petroleras de México

El intentar conocer la historia y los procesos geológicos que dieron origen a la Subcuenca del Sureste, involucra entender cada uno de los eventos geológicos que se desarrollaron durante la evolución de la cuenca sedimentaria, para así poder evaluar con mayor precisión el potencial petrolero.

Aunque la Subcuenca del Sureste es una provincia geológica de las más exploradas, resulta todavía muy difícil entender claramente el desarrollo de evolución de la misma, y los procesos que en ella actuaron; lo anterior trae como consecuencia que cada vez sea más difícil localizar nuevos yacimientos

petroleros y, por ende, nos obliga a tratar de conocer con mayor detalle los episodios geológicos que se han desarrollado en cada una de las subcuencas que conforman a la Subcuenca del Sureste.

La evolución estratigráfica de las diferentes subcuencas que conforman a la Subcuenca del Sureste podría entenderse más claramente, si mediante la metodología de estratigrafía de secuencias analizamos los procesos geológicos que les dieron lugar.

La estratigrafía de secuencias es, a menudo, considerada como una ciencia relativamente nueva; sin embargo, la estratigrafía de secuencias es una subdivisión de la estratigrafía y tiene sus raíces en las antiguas controversias sobre el origen de la sedimentación cíclica y los cambios eustáticos del nivel del mar en función de los controles tectónicos.

Muchas definiciones de Estratigrafía de Secuencias han sido propuestas pero tal vez la más simple es la presentada por EMERY, D. y MYERS, J.K. (1996), que la refieren como "la subdivisión del relleno sedimentario de una cuenca en paquetes genéticos limitados por discordancias y sus relativas conformidades"

La alta resolución bioestratigráfica, el análisis de los registros eléctricos de pozos y la interpretación sísmica son tres componentes fundamentales de la Estratigrafía de Secuencias que al ser integradas permiten establecer el marco geológico regional y conocer con mayor certeza la evolución de una cuenca sedimentaria y, lo que es más significativo desde el punto de vista petrolero, es el de poder integrar la metodología de análisis de secuencias en la evaluación del potencial petrolero.

El presente trabajo pretende hacer uso de la estratigrafía de secuencias con el objetivo de proveer un marco cronoestratigráfico de la parte nororiental de la Subcuenca del Sureste y poder establecer la correlación de facies sedimentarias, y de las secuencias potencialmente generadoras, así, como para la predicción estratigráfica de zonas con poca exploración.

I.2. ANTECEDENTES

Desde finales del siglo XIX y comienzos de este XX, la Subcuenca del Sureste ha sido área activa para la exploración de aceite y gas.

Con la perforación del Pozo Sarlat en 1886, localizado en lo que actualmente se le conoce como "Cuenca de Macuspana" (Fig.1.2) se inició la producción de aceite ligero a poca profundidad. En 1905 y 1906 se aumentó la intensidad de la perforación en las cercanías de Minatitlán, Ver. dando lugar al descubrimiento de los campos Capoacán y San Cristóbal. En 1938 se iniciaron los descubrimientos de los primeros campos productores en el Terciario, mediante estudios sísmicos de reflexión. No es hasta la década de los 70's cuando se presentan los primeros descubrimientos en rocas del Cretácico Superior y Medio con los pozos Cactus-1 y Sitio Grande- 1 respectivamente, a

una profundidad de 4,000 m (SANTIAGO-ACEVEDO, J. *et al.*, 1984). Estos descubrimientos trajeron consigo grandes perspectivas de exploración en las rocas mesozoicas, que hasta ese momento eran desconocidas como productoras, dando como resultado que en la actualidad la secuencia mesozoica sea considerada como la principal productora de aceite y condensado en la Subcuenca del Sureste.

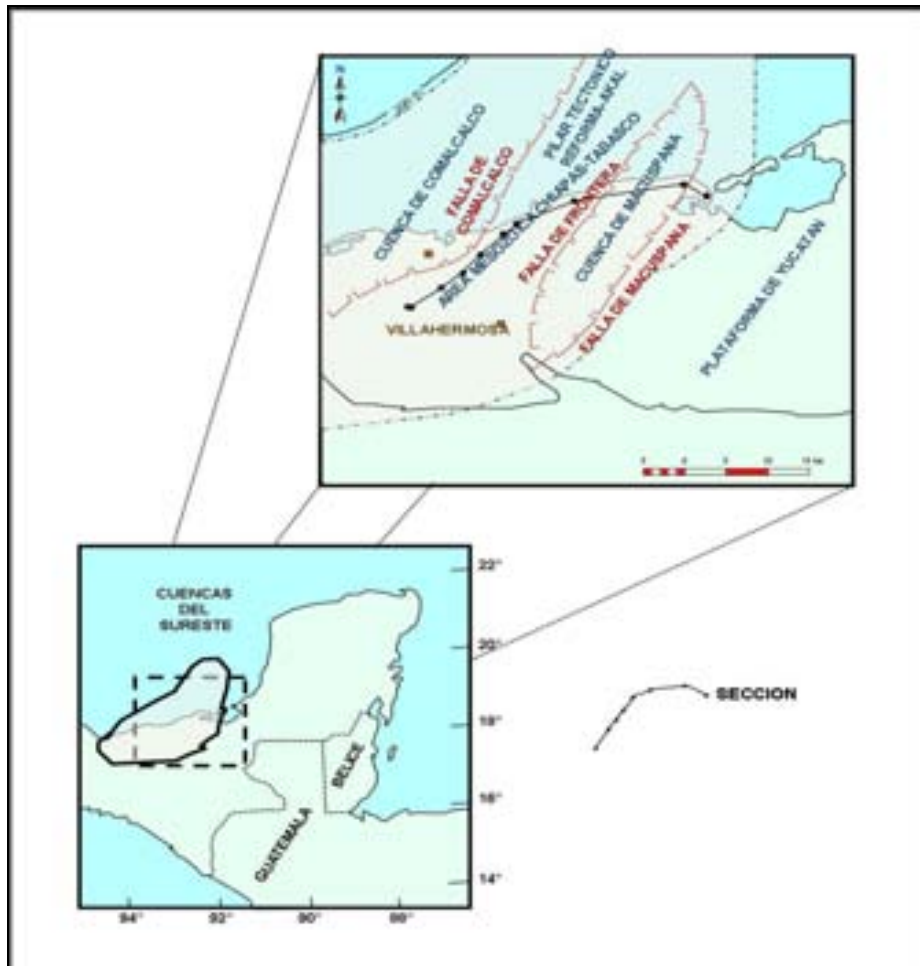


Fig. 1.2 Localización de la sección de estudio dentro de la región que constituye a la Subcuenca del Sureste

Existen una gran cantidad de estudios estratigráficos-sedimentológicos, micropaleontológicos, de evaluación geológica regional en la Subcuenca del Sureste, sin embargo, sólo se mencionarán algunos que sirvieron como soporte al presente trabajo:

RODRIGUEZ-LICEA, F. (1983 y 1984), realizó un estudio estratigráfico-sedimentológico en el que presenta un modelo de evolución tectónico-sedimentaria regional del Distrito de Comalcalco, definiendo la presencia de la Plataforma de Artesa-Mundo Nuevo, asociada a un "horst", para las épocas del Cretácico Temprano y Cretácico Medio, proponiendo que la plataforma sufrió un basculamiento hacia el oeste y suroeste para la Epoca Cretácica Tardía, generando depósitos de brechas.

MENESES-ROCHA, J. *et al.*, (1987), realizaron una evaluación geológica regional del Oeste de la Sierra de Chiapas, así como de la parte sur de la sub-subcuenca de Comalcalco, en donde proponen la evolución tectónica sedimentaria de la región. Los autores establecen dos etapas tectónicas: la primera etapa es considerada de margen pasiva, donde se considera que prevalece desde el Triásico Tardío hasta el Cretácico Temprano y, la segunda etapa, la proponen como de margen transformante, la que se considera que se establece desde el Cretácico Medio hasta el Neógeno.

Los autores plantearon que los procesos tectónicos no fueron uniformes en la región y que la región norte es la que presenta mayor potencialidad para ser productora de hidrocarburos en las rocas de las series Jurásico Superior, Cretácico Inferior, Cretácico Medio y Cretácico Superior. Consideran que la carpeta sedimentaria que cubre a las rocas mesozoicas es de gran espesor y corresponde a secuencias terrígenas, las cuales han sido afectadas por movimientos transpresivos provocados por fallas transcurrentes izquierdas y por el movimiento ascendente de la sal.

CABRERA-CASTRO, R. y LUGO-RIVERA, J. (1988), describieron en términos litológicos y bioestratigráficos la estratigrafía de las "Cuencas Terciarias del Sureste" (sub-subcuenca Salina del Istmo, sub-subcuenca de Comalcalco, "Horst" de Villahermosa y sub-subcuenca de Macuspana); señalando que existen problemas para diferenciar las formaciones en unidades litológicamente similares donde incluso los foraminíferos bentónicos están asociados a dos o más biozonas planctónicas.

SALVADOR, A., (1991 a y b), estableció una síntesis de la Cuenca del Golfo de México, presentando detalles estratigráficos y estructurales; todo esto, obviamente con el objetivo de hacer más fácil el entendimiento de los procesos evolutivos del Golfo de México. Lo anterior trajo como consecuencia, que nuestra área de estudio sea mejor entendida debido a la relación tan estrecha que existe con el origen del Golfo de México. Otra virtud que presenta esta síntesis, es que el autor, definió y validó terminologías que habían sido aplicadas en diferentes áreas de la Cuenca del Golfo de México y simplifica la compleja terminología estratigráfica de la cuenca, facilitando la correlación regional.

GARCIA-MOLINA, G. (1994) presentó la evolución estructural del sureste de México, con base en la interpretación de líneas sísmicas regionales a través de las provincias que constituyen a la Subcuenca del Sureste. El autor considera que las evaporitas del Jurásico Medio constituyen el principal nivel de despegue que provocó la deformación en el Mioceno Superior, estimando que el acortamiento es del orden de 45 a 65 Km. Consideró que sobre lo que él denomina "Pliegues Villahermosa y Pliegues Sonda de Campeche", se tiene una deformación extensional, caracterizada por sistemas de fallas de crecimiento del Neógeno Tardío. El sistema de fallas de crecimiento del Neógeno, se desarrolló en una etapa posterior al plegamiento del Mioceno Superior, provocado por el gran incremento de sedimentos, debido al basculamiento hacia el Norte del continente durante el Evento Tectónico Chiapaneco, guiando al desarrollo de fallas de crecimiento, estructuras

"rollover" y diapirismo salino hacia la sub-subcuenca de Comalcalco y diapirismo arcilloso hacia la sub-subcuenca de Macuspana.

SOSA-PATRON, A y HEGRE, J., (1994) con la utilización del programa GENEX realizaron el modelado de las "Cuencas Terciarias del Sureste" (sub-subcuenca de Comalcalco, "Horst" de Villahermosa y sub-subcuenca de Macuspana) utilizando 36 pozos, concluyendo que el tiempo de generación para el "horst" de Villahermosa se llevó a cabo hace 45 Ma, para Macuspana de 35Ma y para Comalcalco de 30 a 7 Ma. Reflejaron las diferentes historias de sepultamiento, a partir de un kerógeno tipo II calificándose como maduro a sobremaduro, determinándose el tiempo de expulsión en 21 Ma para Macuspana y Villahermosa y de 8 a 2 Ma. para Comalcalco.

OVIEDO-PEREZ, A. (1996) consideró que la evolución neógena de la sub-subcuenca Salina del Istmo y la sub-subcuenca de Comalcalco, se encuentra ligada a la evolución mesozoica y paleógena del Golfo de México. Así, también, define tres tectonosecuencias, la primera representada del Mioceno Temprano al Medio (21 a 12.5 Ma), la segunda representada del Mioceno Medio al Tardío (12.5-5.5 Ma) y la tercera representada en el Plio-Pleistoceno (5.5 a 0 Ma).

ORTIZ-UBILLA, A. (1996) planteó un modelo de evolución de la subsidencia y la termicidad en el Area Chiapas-Tabasco. Consideró que la subsidencia se desarrolló de manera diferencial permitiendo establecer bloques dentro de la sección de estudio. Así también, planteó que las variaciones de la curva de subsidencia tectónica con respecto a la subsidencia teórica para una cuenca extensional permiten observar que se trata de una historia polifásica, más que un evento de subsidencia simple

Como puntualicé anteriormente, en un fragmento de la introducción, sobre el hecho de que la Subcuenca del Sureste es una provincia geológica madura desde el punto de vista de los trabajos exploratorios, son pocos los modelos de evolución genética que se han desarrollado, en los que integran la metodología de la estratigrafía de secuencias.

Es importante hacer mención que de la síntesis histórica anteriormente citada, el trabajo que más se relaciona con el tema del presente estudio, corresponde al trabajo de OVIEDO-PEREZ, A. (1996), quien aplicó la metodología de la estratigrafía de secuencias, correspondiente a las secuencias neógenas, de la parte noroccidental de la Subcuenca del Sureste y más específicamente en la sub-subCuenca Salina de Istmo y sub-subcuenca de Comalcalco, donde el autor define básicamente tres tectonosecuencias arriba citadas.

I.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Si bien es cierto, muchos trabajos de diferentes disciplinas geológicas se han desarrollado y cada uno de los autores ha propuesto su modelo geológico, pero pocos trabajos han integrado toda esa información que durante muchos años se ha generado; esto posiblemente fue debido a que los adelantos tecnológicos no se tenían como hoy en día, impidiendo la manipulación de ciertas informaciones. Sin embargo, a la fecha son pocos los estudios que se han realizado bajo la metodología de la Evaluación de Cuencas que incluye la Estratigrafía de Secuencias, la información bioestratigráfica, la información geoquímica, los registros geofísicos de pozos y la información sísmológica, que planteen nuevas alternativas para el mejor entendimiento geológico del área, así como nuevas perspectivas en el encaminamiento de la búsqueda de trampas estratigráficas, estructurales o combinadas. Lo anterior, por tanto, trae como consecuencia que, al carecer de modelos de evolución que integren la metodología de Estratigrafía de Secuencias, resulte difícil comprender claramente al Sistema Petrolero, es decir, las relaciones entre el estilo tectónico-estratigráfico y la ocurrencia del petróleo.

I.4. OBJETIVO

El objetivo del presente estudio es aplicar la metodología de estratigrafía de secuencias y realizar una interpretación integrada (Bioestratigráfica, Registros Geofísicos de Pozos, Geoquímica y Sísmica) para conocer la historia depositacional del área y entender la evolución en una sección geológica que comprende al área del Pilar Reforma-Akal, sub-subcuenca de Macuspana y Plataforma de Yucatán, con la finalidad de tratar de predecir áreas con buen potencial petrolero, así como para aumentar la exactitud y confianza de las interpretaciones geológicas.

Las Cuencas Terciarias del Sureste presentan importantes intervalos de rocas generadoras potenciales de hidrocarburos factibles de exploración. Sin embargo, hasta la fecha, la falta de un modelo de evolución génética en la parte nororiental de la cuenca hace que a ciencia cierta desconozcamos cómo ha sido la génesis de la cuenca.

Un objetivo complementario, es tratar de identificar en el subsuelo límites de secuencias más precisos con la ayuda de los registros geofísicos de pozos y los datos proporcionados por el Rock-Eval (geoquímica).

I.5. HIPÓTESIS

La problemática y los objetivos citados permiten emitir la siguiente hipótesis: Si aplicamos el método de análisis de secuencias, utilizando la resolución bioestratigráfica, el análisis de los registros geofísicos de pozo, la geoquímica y los perfiles sísmicos, estaríamos en condiciones para tratar de conocer el arreglo, en espacio y tiempo, de los sistemas depositacionales y sus implicaciones estratigráficas, así como la evolución geológica durante las diferentes etapas tectónicas y la relación con la generación y ocurrencia del petróleo, de la parte nororiental de la Subcuenca del Sureste.

I.6. JUSTIFICACIÓN

Principalmente, desde el punto de vista estratigráfico, la falta de un modelo de evolución genética impide conocer la historia depositacional del área y su génesis, por ende, la determinación de las condiciones requeridas para la generación, migración, y entrapamiento de hidrocarburos. Considero, que específicamente esta área representa una zona de gran interés desde punto de vista económico-petrolero, y que al no tener claramente entendidos los procesos geológicos que se han desarrollado en ella, impide poner atención en intervalos geológicos que pueden presentar condiciones favorables de generación y producción aprovechables por Petroleos Mexicanos; desafortunadamente el conocimiento integrado que se tiene de esta parte del área es poco y posiblemente, al integrar la información geológica-geofísica, los objetivos exploratorios puedan ampliarse.

I.7. ÁREA DE ESTUDIO

Como mencioné anteriormente, el área presenta gran interés económico-petrolero; sin embargo, son pocos los pozos que se han perforado en esta zona y que han alcanzado rocas mesozoicas; como el objetivo del estudio es plantear un modelo de evolución de la parte nororiental de la Subcuenca del Sureste; propongo como área de estudio, la comprendida por los pozos Tres Pueblos-1A, Aztlán-1, Escuintle-1, Luna-101, Tizón-1, Troje-1, Costero-1, Xicalango-101 y Palancares-1. Los pozos que constituyen esta sección fueron seleccionados con base en la disponibilidad de la información, en la calidad y cantidad de la misma manera para poder lograr el objetivo.

El área que constituye el presente estudio se encuentra localizada en la Planicie Costera del Golfo de México, en lo que desde el punto de vista petrolero se conoce como Subcuenca del Sureste.

La sección presenta una dirección SW-NE desde el Pozo Tres Pueblos-1A hasta el Pozo Costero-1, donde se presenta una flexión en dirección W-E. Esta sección comprende tres bloques tectónicos distintos, tal es el caso del bloque oriental que constituye a la Plataforma de Yucatán, al bloque central en el que se encuentra la sub-subcuenca de Macuspana y el bloque occidental

que se denomina Pilar Reforma-Akal (SANTIAGO-ACEVEDO, J. *et al.*, 1984), también referido como el "Cinturón Calcáreo Plegado de Reforma-Akal" (MENESES-ROCHA, J., 1980) y como "Horst" de Villahermosa (VINIEGRA-OSORIO, F., 1981; HOLGUIN-QUIÑONES, N., 1985), y delimitados al Sur por la Sierra de Chiapas y al Norte por la Bahía de Campeche. Estratigráficamente, el estudio involucra secuencias neógenas, paleógenas y mesozoicas.

Los ríos más importantes que cruzan la planicie costera en el área de estudio, son de Oeste a Este, el Río Grijalva y el Río Usumacinta. Estos dos son meándricos que corren a través de la planicie costera del estado de Tabasco y, particularmente son importantes porque cruzan la sección en estudio, permitiéndonos inferir el límite de dos bloques estructurales. Ellos se unen antes de desembocar al Golfo de México donde forman un pequeño delta.

WEST, *et al.*, 1985 (*in* BRYANT, W. *et al.*, 1991.), hacen una división de la planicie costera del estado de Tabasco en tres unidades sedimentarias, hasta ahora poco conocidas: 1) la primera unidad sedimentaria, está localizada en la parte más alejada del continente sobre la plataforma continental y es referida como una terraza fluvial del Pleistoceno, que forma un cinturón, paralelo a la costa de 50 a 75 Km de ancho, 2) la segunda unidad sedimentaria, la refieren como la "guarda costa" de la terraza fluvial, y consideran que ésta presenta una gradación dentro de la planicie fluvial del Holoceno, la cuál consideran se desarrolló por procesos de erosión de las terrazas, y 3) la tercera unidad sedimentaria y más cercana a la costa se encuentra referida como las planicies bajas del Holoceno y los autores la relacionan a la parte más externa del delta de los ríos Grijalva y Usumacinta. Esta última unidad es un largo cinturón que puede alcanzar 42 Km de ancho, donde numerosos "beach ridges" muestran la posición actual de la línea costa.

I.8. MATERIAL Y MÉTODO

Para poder establecer la evolución genética de la cuenca en la parte nororiental de la Subcuenca del Sureste bajo la metodología de la Estratigrafía de Secuencias, se compiló y se analizó la información de 9 pozos, así como la información contenida en los trabajos previos.

La metodología de la Estratigrafía de Secuencias se apoya básicamente en tres componentes principales: La información Bioestratigráfica, los Registros Geofísicos de Pozos y la Información Sismológica; por tal motivo fue necesario llevar a cabo las siguientes etapas de trabajo:

Primeramente, fue necesario realizar la compilación de información geológica-geofísica, correspondiente a los nueve pozos que consideramos en la sección. Esta información básicamente se refiere a la recopilación de información paleontológica, descripciones petrográfica, geoquímica, de registros geofísicos de pozos, así como de información sismológica de 3D (tres dimensiones) y 2D (dos dimensiones) que involucran o que se encuentran muy cerca de los pozos de la sección propuesta.

Con la compilación de los apéndices paleontológicos, así como con la compilación de algunos resúmenes paleontológicos elaborados por el Departamento de Micropaleontología de la Gerencia de Exploración, Región Sur de Petroleos Mexicanos, fue posible elaborar una serie de cuadros descriptivos que muestran la edad geológica, las especies micropaleontológicas teniendo en cuenta su primera aparición en el sentido de la perforación (nivel de extinción evolutiva), el ambiente de depósito prevaeciente en cada pozo en función de los organismos bentónicos y plactónicos, así como los límites cronoestratigráficos del Mesozoico establecidos en la carta de Ciclos Mesozoicos y Cenozoicos de HAQ, J.U.B., *et al.*, 1986.

Por lo que respecta a los límites cronoestratigráficos del Cenozoico, éstos fueron establecidos a partir de una Tabla de Zonificación Bioestratigráfica para el Neógeno, elaborada por el departamento de micropaleontología del Cenozoico del Instituto Mexicano de Petróleo. Todo esto fue elaborado con el objetivo de proveer una estructura en tiempo que permita la correlación exacta de secuencias, así como para facilitar la interpretación paleobatimétrica y de litofacies.

Habiendo compilado los registros geofísicos de pozo, se procedió al análisis de las secuencias en función de la forma (diagráfía) de la curva de rayos gama ("GR"), así como la curva del registro sínico de porosidad ("DT"), sin perder de vista otras curvas que permiten establecer secuencias o en su caso corroborar las secuencias ya delimitadas. La manera de analizar la forma de la curva de rayos gama está en función de la tendencia que presenta la curva a ser granocreciente o regresiva (menos arcillosa hacia arriba) y la tendencia a ser granodecreciente o transgresiva (más arcillosa hacia arriba); en función de este análisis y tomando en cuenta la estructura en tiempo, es posible la delimitación de secuencias y "systems tract" (vinculación de sistemas contemporáneos) y establecer correlaciones de secuencias hacia otros pozos.

La siguiente tarea involucró la integración de la información geoquímica representada por los datos obtenidos mediante el análisis de Rock-Eval. Esta información, de alguna forma permitió establecer, de una manera simple, una evaluación semicuantitativa del potencial generador que pudiera presentar una secuencia; ya que rápidamente fue posible determinar la cantidad de materia orgánica de una secuencia al tomar en cuenta la cantidad de carbono orgánico, así como la calidad de la materia orgánica y la maduración térmica reflejando la capacidad de la roca generadora o potencialmente generadora. En otros casos fue posible establecer las secuencias que pueden funcionar como almacén o rocas sello. La continuidad de estas secuencias permite delimitar la distribución del sistema petrolero.

La última etapa consistió en realizar la interpretación sísmológica integrando los límites cronoestratigráficos obtenidos por el análisis micropaleontológico y las principales secuencias determinadas durante el análisis secuencial de los registros geofísicos, que pueden ser correlacionadas durante la interpretación sísmológica, ya que existen diferencias en las escalas

y, por tanto, diferentes grados de resolución para cada una de las herramientas.

Obviamente, la integración de los factores que conforman la Estratigrafía de Secuencias fueron realizados con la ayuda de la estación de trabajo "Charisma" proporcionada por la Gerencia de Integración e Interpretación, de Petróleos Mexicanos. El "software" que ésta presenta permite de manera más "sencilla" realizar una interpretación interactiva; es decir, permite tener comunicación con otras herramientas de cómputo que facilitan mucho más la interpretación.

Todo este procedimiento que se desarrolló en cada una de las etapas de trabajo y su subsiguiente integración, trae como consecuencia poder plantear un modelo de evolución en función de sus implicaciones tectónicas-estratigráficas, estableciendo la geometría y continuidad espacial de las secuencias con base en la interpretación sísmológica, así también como las variaciones ambientales de las secuencias.

I.9. FUENTE DE INFORMACIÓN DE LAS SECCIONES

El trazado de la sección se hizo con el objetivo de entender el comportamiento evolutivo de la cuenca en tres diferentes bloques estructurales

La sección se inicia con dirección SW-NE a partir del Pozo Tres Pueblos-1A, se continúa por los pozos Aztlán-1A, Escuintle-1, Luna-101, Tizón-1, Troje-1, para posteriormente flexionarse con dirección W-E en el Pozo Costero-1 para continuar por el Pozo Xicalango-101 hasta el Pozo Palancares-1 (Fig. 1.3).



Fig. 1.3 Localización de pozos y sección de estudio

Para el desarrollo del estudio se ha considerado analizar los 9 pozos citados (Fig.1.3), por el método de análisis de secuencias, utilizando las curvas de los registros geofísicos de pozos, básicamente las curvas de rayos gama ("GR"), potencial espontáneo ("SP"), y la curva del registro sónico de porosidad ("DT"), ya que estas tres curvas nos proporcionan valiosa información para el entendimiento de las secuencias. No se dejará pasar por alto la utilización de otras curvas, como es el caso de la curva de resistividad ("RI"), la de densidad ("RHOB"), la de porosidad ("NPHI") para un mejor ajuste.

Lamentablemente, no fue posible compilar toda la información referente a las curvas de los registros geofísicos de los 9 pozos; ya que en algunos casos sólo se registraron los intervalos de interés, por lo que en tres pozos (Tres Pueblos-1A, Xicalango-101 y Palancares-1) sólo se cuenta con la información geofísica correspondientes al Mesozoico, impidiéndonos conocer el comportamiento eléctrico del Terciario.

Otro aspecto de gran importancia dentro de la Estratigrafía de Secuencias, lo constituye la información paleontológica. En este contexto, se recopilaron los apéndices micropaleontológicos con la información existente de los 9 pozos, con el objetivo de emplear a los foraminíferos como índices biocronoestratigráficos. Así, también, se recopilaron las columnas litológicas de cada uno de los pozos y en algunos casos sus descripciones petrográficas, principalmente de las secuencias mesozoicas.

Por lo que respecta a la información sísmica, fue posible obtener el cubo sísmico (estudio sísmico en tres dimensiones) correspondiente al Proyecto Costero; así, también, fue posible obtener una sección sísmica regional 2D,

que se ubica muy cerca de los pozos que constituyen la sección ya antes mencionada, proporcionándonos un mejor entendimiento geométrico de las secuencias. Adicionalmente, también se compiló información geoquímica proporcionada por el Rock-Eval, de nueve pozos, con el objetivo de diferenciar secuencias con base en el contenido orgánico, así como para poder establecer qué secuencias son las que presentan buen potencial generador.

I.10.MARCO GEOLÓGICO

Para poder definir el marco geológico en el cual se encuentra localizada nuestra área de estudio, es necesario conocer el comportamiento y la naturaleza del basamento, así como la evolución que ha sufrido la carpeta sedimentaria; esto quiere decir, que para realizar el análisis de una cuenca sedimentaria es necesario tener claro cada uno de los factores que intervienen en el desarrollo de ella, con el objetivo de poder conocer el grado de desarrollo que presenta la cuenca. Para poder analizar la cuenca en la que se encuentra la sección propuesta, es necesario conocer primero qué tipo de cuenca es y qué variables intervienen para la formación de ésta. Para poder realizar esto, es necesario entender y conocer las bases en las que se fundamentan las clasificaciones de cuencas.

Modernas clasificaciones de cuencas con base en Tectónica de Placas han sido propuestas por (DICKINSON, 1974, KLEMME, 1975,1980, BALLY and SNELSON 1980, KINGSTONE, *et al.*, 1983, CO and MIALI, 1984, *in* EINSELE, G. 1992). Dentro de los criterios que se han utilizado para categorizar a los tipos de cuencas se tienen los siguientes: 1) *Naturaleza de la margen* (activa, pasiva, de transformación, de colisión); 2) *Posición en los límites de placa o sobre una placa tectónica* (interior, borde, borde externo, zona de sutura); 3) *naturaleza de la corteza* (continental, transicional, oceánica); 4) *Procesos geodinámicos de la formación de la cuenca* ("rifting", alargamiento, flexura, compresión, extensión, translación)

I .10.1 MARCO ESTRATIGRÁFICO

La Subcuenca del Sureste es una unidad tectónica-sedimentaria que ha evolucionado desde el Triásico hasta el Reciente. Los pozos que constituyen la sección del presente estudio se localizan dentro de la planicie costera y, por tanto, sólo se cuenta con información de las formaciones atravesadas durante la perforación.

Las descripciones litológicas que se presentan de las secuencias estratigráficas mesozoicas y cenozoicas, se plantean de manera general, y constituyen extractos de las descripciones reportadas en los informes finales de los pozos que constituyen la sección, así como de áreas cercanas a la zona de estudio. Hay que aclarar que las descripciones litológicas correspondientes a la secuencias cenozoicas generalmente son muy breves y en algunos casos no existen.

Para conocer con mayor detalle las características estratigráficas de las secuencias cenozoicas, se presenta un extracto del trabajo publicado por CABRERA-CASTRO, R. y LUGO-RIVERA, J. 1984; en él se describe la estratigrafía de las "Cuencas Terciarias del Sureste", las cuales comprenden a la sub-subcuenca Salina del Istmo, sub-subcuenca de Comalcalco y sub-subcuenca de Macuspana. Así también, OVIEDO-PEREZ, A. (1996), para desarrollar su trabajo y establecer la evolución neógena de las "Cuencas Terciarias del Sureste", realizó algunas visitas a los afloramientos de edad Eoceno, Oligoceno y Mioceno, en localidades cercanas a las poblaciones de Las Choapas y Cerro Pelón (Río Playas), Veracruz.

Las secuencias que cortaron los pozos considerados en la sección involucran secuencias terrígenas cenozoicas que presentan un espesor promedio, en general, de 5400 m, y secuencias mesozoicas principalmente carbonatadas que presentan un espesor promedio de 1000 a 1050 m. El rango en las edades de las formaciones varía desde la Bathoniana (representada únicamente en los pozos Tres Pueblos-1A y Xicalango-101) hasta el Reciente. La Figura 1.4 representa la columna compuesta de los pozos que constituyen la sección así como los eventos tectónicos que han afectado al área y se establecen los elementos del sistema petrolero.

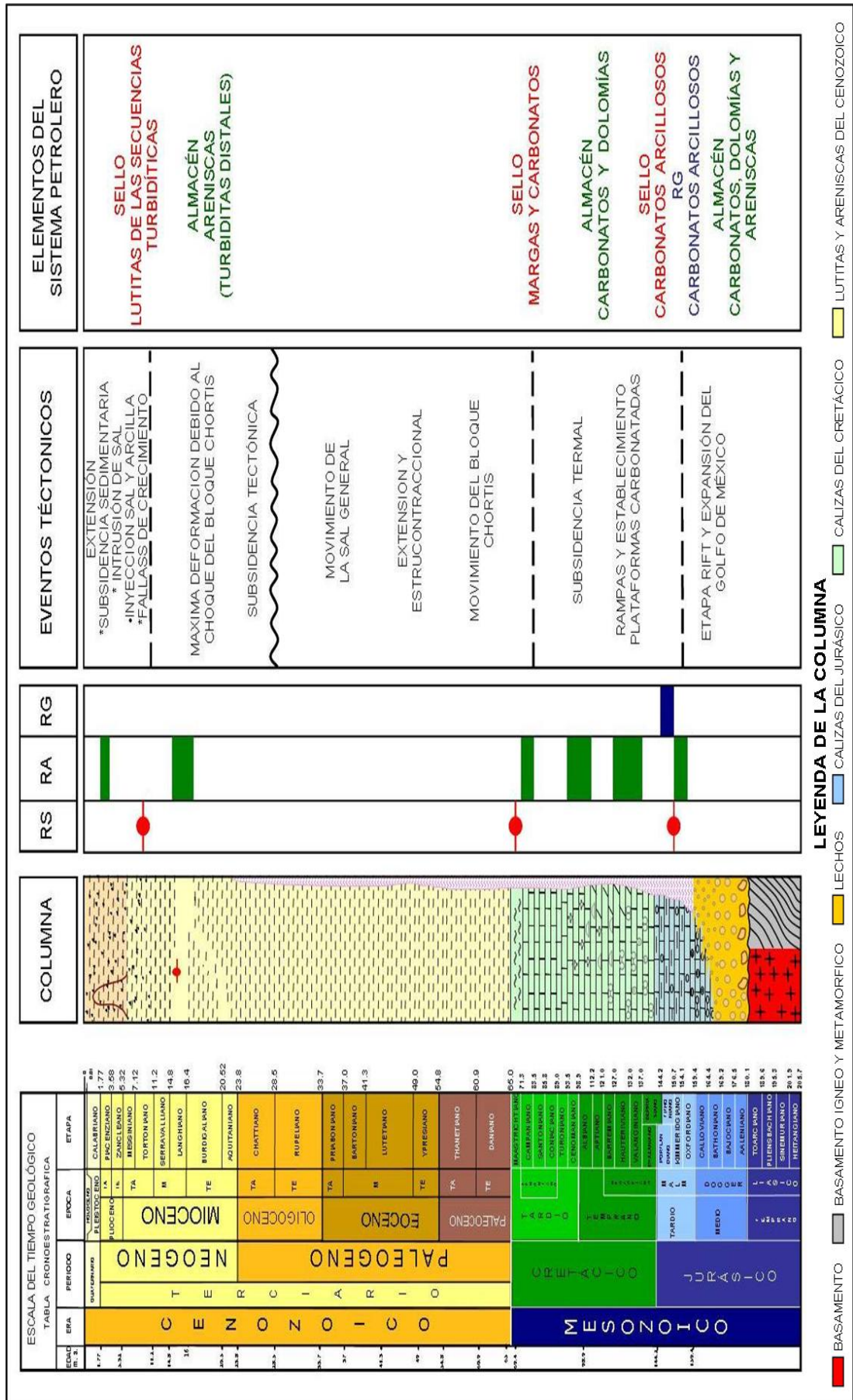


Fig 1.4 Columna Compuesta adaptada para la estratigrafía del área

Básicamente la secuencia mesozoica queda representada por rocas carbonatadas del Jurásico Superior (Bathoniano) al Cretácico Superior. Las composiciones litológicas de las secuencias presentan variaciones que incluyen secuencias constituidas por "mudstone", "mudstone-wackestone" hasta presentar en algunos casos secuencias de "wackestone-packstone". Esto generalmente se presenta en la mayoría de los pozos; excepto en el Pozo Xicalango-101, el cuál, en las secuencias del Bathoniano, Calloviano, Oxfordiano y la base del Kimmeridgiano se encuentra constituida por rocas terrígenas, caracterizadas por limolitas con intercalaciones de lutitas, areniscas y delgadas capas de carbonatos, hasta hacerse cada vez más carbonatada representando el cambio gradual de condiciones marinas con gran influencia terrígena a condiciones eminentemente marinas. Las determinaciones geocronológicas del pozo se realizaron con base en palinomorfos marinos y continentales.

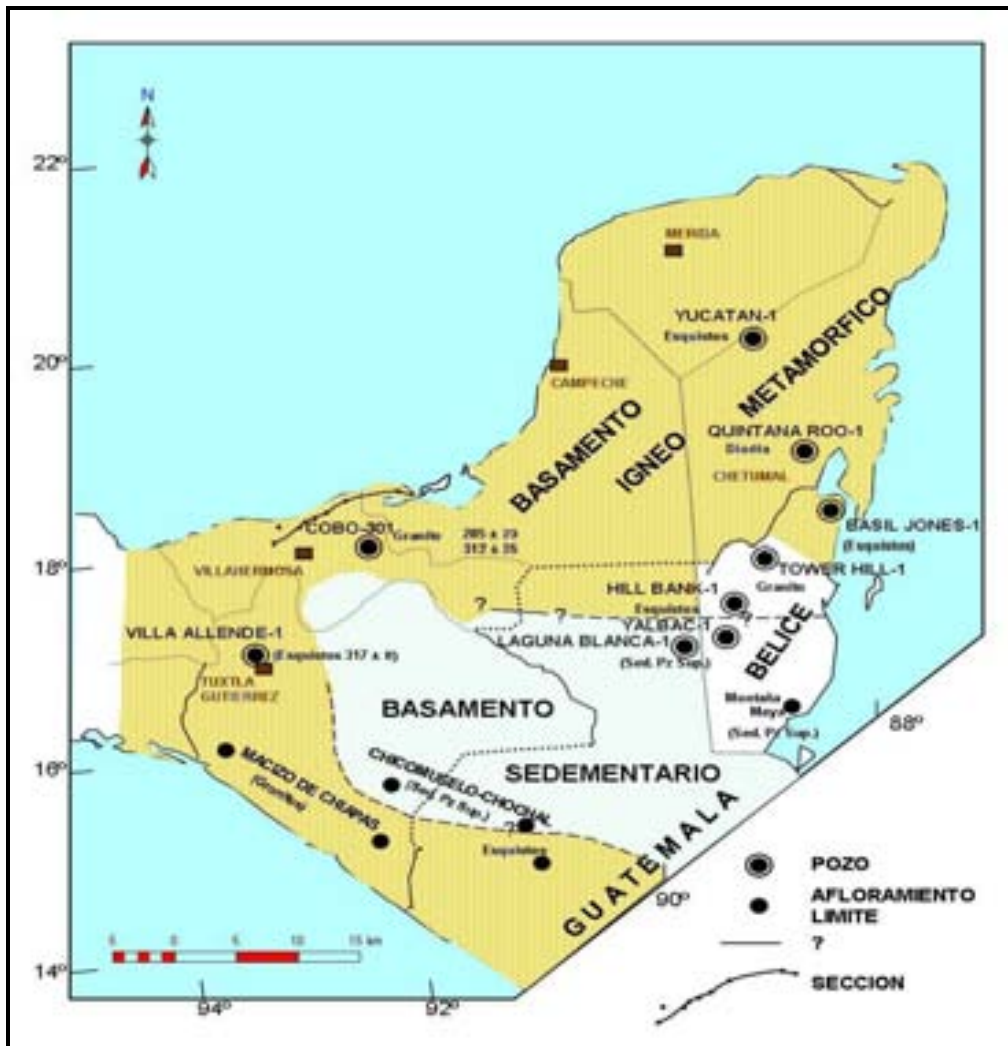
Por lo que corresponde a las secuencias cenozoicas, éstas se encuentran constituidas por secuencias de gran espesor de lutitas, principalmente con intercalaciones de areniscas y potentes cuerpos de areniscas de cuarzo de grano medio (secuencias del Plioceno, Fm. Filisola). Estas secuencias terciarias son regresivas y transgesivas como consecuencia de fluctuaciones del nivel del mar, debido probablemente al basculamiento del continente durante el Evento Tectónico Chiapaneco que culminó a finales de Mioceno. Cabe mencionar que en trabajos recientes de carácter bioestratigráfico realizados en la región del sureste de México se han referido nuevos datos de este tipo (SALMERON-UREÑA, P. *et al.*, 1991, *in* ORTIZ-UBILLA, A., 1996), los cuales establecen nuevos rangos de edad para algunas de las unidades estratigráficas, sobre todo en lo que corresponde a las Formaciones del Neógeno que anteriormente se consideraban dentro del Mioceno y las que ahora quedan comprendidas dentro del Mioceno, Plioceno y Pleistoceno.

A excepción de los pozos Tres Pueblos-1A, Xicalango-101 y Palancares-1 que cortaron delgadas capas de evaporitas (anhidritas) a manera de parches, ninguno de los demás pozos que conforman la sección cortó al basamento, así como secuencias evaporíticas.

A continuación se hace brevemente una descripción de la estratigrafía con base en estos pozos:

BASAMENTO

El basamento del área en la que se define nuestra sección se infiere de pozos cercanos que sí lo cortaron, así como de la correlación con otras áreas, donde el basamento se cortó. El pozo más cercano a nuestra área de estudio que cortó basamento, lo constituye el Pozo Cobo-301, el cual queda localizado al sur de las sección de estudio (Fig.1.5).



(Mod. de ORTIZ – UBILLA, A., 1996)

Fig. 1.5 Distribución Regional de las Rocas del Basamento en el Sureste de México

En el Pozo Cobo 301 se reporta la presencia de una roca granítica a una profundidad de 5620 m, la cual ha sido clasificada como granito de biotita (*in* GARCIA-MOLINA, G.,1994) a la que se le ha determinado una edad, por el método de K-Ar, de 312 ± 25 M.a. y 285 ± 23 M.a. correspondientes al Carbonífero-Pérmico (GARCIA- MOLINA., G., *op cit.*). Muchos geólogos han considerado este dato, como indicativo de un posible alto de basamento; sin embargo, GARCIA-MOLINA, G., (1994) plantea que por debajo del cuerpo granítico se observan buenas reflexiones sísmicas, considerando que posiblemente el pozo no penetró un basamento genuino y sugiriendo que posiblemente el pozo cortó rocas ígneas clásticas derivadas de la Plataforma de Yucatán.

Para tener una mejor idea sobre la distribución regional de las rocas del basamento se presenta una figura tomada de ORTIZ-UBILLA, A., (1996), en la que se muestra las características del mismo en el Sureste de México (Fig. 1.5).

SISTEMA JURÁSICO

SERIE JURÁSICO MEDIO (JM)

Pisos Bathoniano-Calloviano

La secuencia del Bathoniano y Calloviano sólo se encuentra representada en los Pozos Tres Pueblos-1A y Xicalango-101.

La secuencia del Bathoniano para el Pozo Tres Pueblos-1A, se caracteriza por estar constituida por "mudstone" con presencia de clásticos de cuarzo, en partes dolomitizado, con algunos fragmentos de equinodermos y valvas de ostrácodos; hacia la parte inferior de la secuencia se presentan parches de anhidrita, considerando que el ambiente de depósito de estas rocas se dió en aguas tranquilas, de ambiente lagunoso. El Calloviano se encuentra representado por una alternancia de "mudstone" arcilloso de color gris a café con intercalaciones de anhidrita; presenta algunas secuencias de dolomía y pirita diseminada. El conjunto fósil está representado por fragmentos de equinodermos, valvas de ostrácodos, fragmentos de algas dacycladáceas y espículas de esponjas. Se les asigna un ambiente de depósito lagunoso, bajo condiciones reductoras.

La secuencia del Bathoniano o probablemente Pre-Bathoniano (RUEDA-GAXIOLA, J. *et al.*, 1990) para el Pozo Xicalango-101, se caracteriza por estar constituido por limolitas café-rojizas (Fm. Todos Santos) con intercalaciones de lutita ligeramente calcáreas de color gris y delgadas secuencias de "mudstone-packstone". El conjunto florístico queda representado por una sucesión de géneros y especies de palinomorfos continentales del tipo de *Eucommidites troedssoni* (polen), *Concavissimisporites nutabilis* (espora), y marinos, *Valensiella ovula* (dinoflagelado), determinándose un ambiente de rampa en facies transicionales; esta determinaciones fueron realizadas por Departamento de Palinología y Geoquímica del Instituto Mexicano del Petróleo (RUEDA-GAXIOLA, J. *et al.*, 1990).

Para la secuencia del Oxfordiano la litología corresponde a una lutita gris verdosa bentonítica, calcárea, con delgadas capas de limolitas café-rojizas con "mudstone" y "wackestone" café claro arenosos. Los microfósiles encontrados en este intervalo pertenecen a los siguientes grupos: Quistes de dinoflagelados (*Pareodinia prolongata*, *Pareodinia ceratophora* var. *scopeus*, *Pareodinia spinossisima*, por mencionar algunas). Esporas (*Lygodiumsporites* cf. *adriennis*, *Concavissimisporites* sp., *Perinotriletes perinatus*), Polen (*Applanopsis segmentatus*, *Cedripites canadensis*, *Perinopollenites elatoides*). Por lo que respecta al ambiente de depósito se considera de rampa en facies transicionales con menor influencia terrígena (RUEDA-GAXIOLA, J. *et al.*, 1990).

La secuencia descrita para el Pozo Tres Pueblos-1A, así como la del Pozo Xicalango-101, nos permiten interpretar que representan las etapas iniciales de la etapa "rifting"- "drifting". En estas etapas el relleno de la fosa se caracteriza en la base por sedimentos fluviales y lacustres; posteriormente manifestaciones sedimentarias que representa la invasión de agua marina. Por lo que respecta al Pozo Xicalango-101, la secuencia reportada, caracterizada por secuencias terrígenas oxidadas en la base (Fm. Todos Santos), así como por el conjunto florístico determinado, representa las condiciones de un medio en el que se tiene un cambio gradual de condiciones continentales a marinas con gran influencia terrígena.

SERIE JURÁSICO SUPERIOR

Pisos Oxfordiano, Kimmeridgiano, Tithoniano

OXFORDIANO

La secuencia del Oxfordiano para el Pozo Tres Pueblos-1A, está representada por una secuencia de "mudstone" a "wackestone" arcillosos, de color café a gris, que presenta intercalaciones de "grainstone" de oolitas, clásticos de cuarzo y escasas valvas de ostrácodos, así como algunas capas de anhidritas. La edad fue determinada con la presencia del coprolito *Favreina salavaensis* y el ambiente de depósito representa condiciones de plataforma interna en facies lagunosa.

Por lo que respecta a la secuencia del Oxfordiano del Pozo Xicalango-101, la secuencia queda representada por lutitas gris verdosas bentoníticas, calcáreas, areniscas y delgadas capas de "wackestone" y "packstone"; los microfósiles determinados corresponden a quistes de dinoflagelados (*Pluriarvalium osmingtonense* var. *rostrata*, *Endocrinium eisenacki*, *Netrolytron* sp.), esporas (*Deltoidospora* sp., *Lygodiumsporites perrucatus*) y polen (*Inaperturopollenites atlanticus*, *Inaperturopollenites pseudoaustralis*) (RUEDA-GAXIOLA, J. et al., 1990), lo que nos permite observar, la alta influencia continental que presentó esta área durante ese tiempo.

Como podemos observar la secuencias del Oxfordiano, para el Pozo Tres Pueblos-1A, presenta condiciones cada vez más marinas; por lo que respecta la Pozo Xicalango-101, continúan prevaleciendo las condiciones de depósito con gran influencia de sedimentos continentales. Lo anteriormente citado, puede relacionarse a lo descrito por ORTIZ-UBILLA, A. (1996) para el Jurásico Superior. El considera que el depósito de la secuencia sedimentaria se efectuó durante la etapa de estiramiento "rift", la cual representa la primera fase tectónica dentro del contexto evolutivo "rift"- "drift", de la margen divergente donde se desarrolla la cuenca en la que se encuentra la sección de estudio.

KIMMERIDGIANO

La serie sedimentaria del Kimmeridgiano se encuentra presente en siete de los nueve pozos que constituye la sección.

En la porción occidental de la sección, donde se localizan los Pozos Tres Pueblos-1A, Aztlán-1A y Escuintle-1, la secuencia del Kimmeridgiano queda representada por una alternancia de "mudstone y wackestone" de bioclastos de color gris claro a crema, arcilloso, en partes arenoso y recristalizado con pirita finamente diseminada y escasas microfracturas selladas por calcita. Hacia la parte inferior, está constituida por "wackestone-packstone" de peletoides y bioclastos. La fauna identificada es la siguiente *Rhaxella sorbyana*, *acicularia* sp., *Glomospira* sp., algas dacycladáceas y moluscos. El ambiente de depósito corresponde a plataforma interna en facies lagunosa.

En la porción central de la sección, en donde se localizan los Pozos Luna-101, Tizón-1, Troje-1 y Costero-1, la secuencia litológica se caracteriza por estar constituida por "mudstone-wackestone" de bioclastos gris oscuro a gris claro, arcillosos, en partes arenoso. Hacia la parte inferior, la secuencia presenta "wackestone-packstone" de peletoides y bioclastos, la fauna identificada corresponde: *Rhaxella sorbyana*, *acicularia* sp., *Glomospira* sp., algas dacycladáceas y moluscos. El ambiente de depósito corresponde a plataforma interna en facies lagunosa.

En la porción oriental de la sección se localizan los Pozos Xicalango-101 y Palancares-1 los cuales presentan la siguiente secuencia: La base de la secuencia en el Pozo Xicalango-101 se caracteriza por ser de carácter continental, debido a la presencia de intercalaciones de limos, arcilla, arenas, delgadas capas de carbonatos y paquetes de espesor considerable de dolomías con delgadas intercalaciones de anhidrita. Hacia la parte superior de la secuencia, son cada vez más comunes las capas de "packstone" de oolitas, aunque en su mayor parte se encuentra dolomitizada. La secuencia nos permite interpretar que, durante este tiempo, la parte oriental de la sección presentaba sedimentación de condiciones marinas someras con influencia continental. El ambiente de depósito interpretado corresponde a plataforma interna en facies lagunosa.

Para el Pozo Palancares-1, la presencia del Kimmeridgiano fue determinada por posición estratigráfica, y se encuentra representada en la base (últimos 60 m), por una secuencia terrígena, caracterizada por areniscas de cuarzo y feldespatos, con cementante calcáreo y gradúa a limolita café-rojiza con intercalaciones de lutita gris y carbonatos. Se presentan huellas de dolomía arcillosa y areniscas de cuarzo de grano fino, arcilloso. Así también, se tiene la presencia de "wackestone a packstone" con escasos cristales de cuarzo y feldespatos del tamaño del limo. También se encuentra dolomía con escasos cristales de cuarzo y feldespatos del tamaño de arena muy fina y huellas de dolomía arcillosa. Como podemos, ver la secuencia presenta en su base gran influencia del continente, la presencia de cuarzo y feldespatos sin alterar que pueden indicar que la fuente de aporte se

encontraba relativamente cerca. Aquí vale la pena recordar que al Sur del Pozo Palancares-1 se tiene el Pozo Cobo-301, en el cuál se cortó un cuerpo ígneo clasificado como granito de biotita, posiblemente la presencia de cuarzo y feldespato en Pozo Palancares-1, podría estar relacionada a este cuerpo ígneo, manifestándonos las condiciones superficiales en las que se encontraba el cuerpo ígneo, o, si consideramos al cuerpo ígneo como el basamento, nos manifiesta la actividad erosiva en la que se encontró la Plataforma de Yucatán. La cima de esta edad se fijó mediante la correlación eléctrica con el Pozo Xicalango-101 y se apoyó mediante el conjunto integrado por: *Acicularia sp.*, *Cylindroporella sp.*, *Nautiloculina oolítica*, *Cayeuxia cf.*, *C. piae*, *Cayeuxia sp.*, *Mouneria sp.*, gasterópodos, bráquiopodos, pelecípodos, fragmentos de placas y espinas de equinodermos, algas. El ambiente de depósito corresponde una rampa somera equivalente a una plataforma interna.

TITHONIANO

De manera general la secuencia del Tithoniano, localizada en los pozos del occidente de la sección (Pozos Tres Pueblos-1A, Aztlán-1A, Escuintle-1), se encuentra constituida, hacia la parte superior de la secuencia, por "mudstones" arcillosos de color gris oscuro a negro, de aspecto carbonoso y en partes arenoso; en ocasiones laminar con escasas microfracturas. En la parte media a inferior de la secuencia se encuentra representada por "mudstone y wackestone" de bioclastos y litoclastos de color gris oscuro a negro y café oscuro, arcillosos, carbonosos, en partes arenosos. Los microorganismos determinados son los siguientes: *Crassicollaria parvula.*, *Crassicollaria brevis.*, *Crassicollaria intermedia.*, *Saccocoma sp.*, *Rhaxelloides*, Radiolarios piritizadas y calcificados. Las condiciones de depósito se interpretan de mar abierto.

La secuencia del Tithoniano, en los pozos que conforman la parte central de la sección en estudio (Pozos Tizon-1, Troje-1 y Costero-1), se caracteriza por que en la base de la secuencia se encuentra conformada por "mudstone" de plactónicos, de color café oscuro a negro, arcilloso, con presencia de partículas de cuarzo del tamaño de limo, con esporádicas microfracturas selladas por calcita y que en ocasiones se encuentran impregnadas con aceite; algo muy característico es la presencia de pirita diseminada. Por otro lado, hacia la cima de la secuencia se presentan intercalaciones de "mudstone" gris claro en partes recristalizada, con "mudstone a "wackestone" de planctónicos y radiolarios de color gris oscuro a negro, arcilloso, recristalizado, con pirita diseminada. Los organismos determinados en este tramo de la sección son muy similar a los de los pozos más occidentales de la sección, y quedan representados por: *Crassicollaria sp.*, *Crassicollaria parvula.*, *Crassicollaria masutiniana*, *Crassicollaria brevis.*, *Saccocoma lombarda angulata*. El ambiente de depósito considerado es de mar abierto; sin embargo, la pirita diseminada indica condiciones reductoras, posiblemente depositada en depresiones equivalentes a las intraplatafórmicas y por consecuencia bajo condiciones anóxicas.

Por lo que respecta a los pozos que constituyen la parte más oriental de la sección (Pozos Xicalango-101 y Palancares-1), la secuencia del Tithoniano, se encuentra dolomitizada. Está representada por dolomía micro-mesocristalina, con escasos cristales de cuarzo que varían en tamaño desde limos a arena fina. Se puede distinguir la presencia de "packstone a grainstone" dolomítico; también, se tienen huellas de areniscas de cuarzo y huellas de lutitas con cuarzo del tamaño del limo. La descripción de la secuencia dada, que se encuentra dolomitizada, nos permitiría considerar el ambiente de depósito de plataforma interna.

Durante el depósito de la Serie Jurásico Superior, las condiciones de depósito se caracterizan por tener cada vez mayor influencia marina sugiriendo una evolución dentro del desarrollo de la cuenca de la etapa "rift" a "drift". Las condiciones prevalecientes para el Kimmeridgiano hacia el Oeste constituyen ambientes de plataforma interna, bajo condiciones reductoras. Para la zona donde se encuentran los pozos Xicalango-101 y Palancares-1, la parte basal del Kimmeridgiano presenta gran influencia continental. Durante la parte media y superior del Kimmeridgiano las condiciones cambian al presentar mayor influencia marina representada por la presencia de capas de "grainstone" de oolitas. Hacia el Pozo Palancares-1, las condiciones se tornan cada vez más marinas, quedando representadas por flora y fauna de rampa somera con poca influencia continental.

Para el Tithoniano las condiciones se tornan hacia el Oeste más reductoras ya que, aunque se consideran condiciones de depósito de mar abierto, la secuencia presenta "mudstone y wackestone" de bioclastos y litoclastos, en partes arenoso, y llama la atención la presencia de Radiolarios piritizados, los cuales en condiciones profundas de mar abierto son raros. Estos datos nos permiten interpretar que las condiciones de depósito de la secuencia del Tithoniano se llevaron a cabo en condiciones que corresponden a facies equivalentes a las cuencas intraplatafórmicas, correspondiente a las facies dos de Wilson. Por lo que respecta a los pozos localizados en la parte oriental de la sección, al parecer las condiciones fueron más superficiales representadas por el alto grado de dolomitización que presenta la secuencia.

SISTEMA CRETÁCICO

SERIE CRETÁCICO INFERIOR

En el área que constituye la sección de estudio, las rocas de esta serie se encuentran ampliamente distribuidas. Los pozos de la sección cortaron a las rocas de esta serie; hacia la porción occidental de la sección de estudio es donde se tienen los mayores espesores de aproximadamente 376m. Vale la pena mencionar que la distribución de esta secuencia aunque sí está ampliamente distribuida no presenta espesores homogéneos.

Por lo que respecta a la parte occidental de la sección, ésta se encontró representada por "mudstone" a "wackestone" gris claros, con intercalaciones

de bentonita gris verdosa, con presencia de delgadas fracturas llenas de calcita. El contenido protozoárico determinado en este segmento de la sección se encuentra representado por *Tintinopsella carpathica*, *Calpionellites darderi*, *Nannoconus bermudesi*, *Tintinopsella oblonga*. Litológicamente y el contenido fósil exhibido en esta secuencia nos representan condiciones tranquilas de sedimentación, bajo condiciones de mar abierto.

Por lo que respecta a la parte central de la sección, esta secuencia está representada por dolomías micro-mesocristalinas arcillosas, de color crema y gris claro a oscuro. En la parte media e inferior de la secuencia se encuentra representada por un "mudstone" de color café claro a crema, en algunos partes de la secuencia se encuentra arcillosa, carbonosa y parcialmente dolomitizada. Dentro de los organismos identificados se tienen, *Nannoconus bucheri*, *Nannoconus colomi*, *Nannoconus steimani*, *Nannoconus kamptheri*, *Calpionella alpina*, *Calpionella elliptica*. El medio ambiente de depósito corresponde a mar abierto.

En la parte oriental de la sección, la secuencia se encuentra constituida por dolomías café claro y gris verdoso bentoníticas. Presenta intervalos constituidos por "mudstone" de color café claro a oscuro. El medio ambiente inferido es de mar abierto poco profundo.

SERIE CRETÁCICO MEDIO

En la parte occidental de la sección la secuencia se encuentra representada por "mudstone" a "wackestone", de color café claro a café claro pardusco; presenta una gran abundancia de organismos planctónicos, entre los cuales se encuentran *Rotalipora greenhornensis*, *Hedbergella planispira*, *Globigerinelloides* sp.,. La litología y el contenido fósil nos permite considerar, condiciones de mar abierto.

Para lo que constituye la parte central de la sección de estudio, las rocas de esta serie son dolomías gris oscuro a negro, micro-mesocristalinas ligeramente arcillosas, con microfracturas selladas por dolomía, escasa pirita diseminada e impregnación de aceite en porosidades intercristalinas y en microfracturas. Los microfósiles son escasos y los que se pudieron clasificar fueron determinados en nódulos de pedernal, y están representados por *Clavhedbergella simplex*, *Rotalipora* sp., *Rotalipora cushmani*, *Witeinella* sp., *Calcisphaerula innominata* (al parecer corresponde a una alga). El ambiente de depósito fue interpretado como de mar abierto a lagunoso.

En la parte oriental de la sección, la secuencia se encuentra altamente dolomitizada, con margas café claro con trazas de bentonita. Cabe hacer mención, que en el Pozo Xicalango-101, entre los 4600 y 4650 m, las características físicas del residuo palinológico del Cretácico Medio muestran una interrupción, marcada por una completa carbonización de la materia orgánica, indicando la presencia de una discordancia o posiblemente de procesos diagenéticos que carbonizaron completamente la materia orgánica presente en la roca (RUEDA y DUEÑAS, 1990).

La característica que presenta el área de estudio para este tiempo geológico es que en su mayoría se encuentra cubierta por el agua marina, presentado condiciones de depósito de mar abierto poco profundo al Este y más profundo al Oeste; sin embargo, la parte oriental de la sección todavía se mantiene mucho más alta estructuralmente, lo que impide que sea cubierta por el agua marina y nos manifiesta la gran estabilidad que presentó la parte occidental de la Plataforma de Yucatán.

SERIE CRETÁCIO SUPERIOR

Las rocas de esta serie se encuentran ampliamente distribuidas en la región de la sección de estudio, ya que ha sido posible encontrarlas en todos los pozos que se han perforado en la zona de la planicie.

A lo largo de la sección de estudio, la presencia de la serie se encuentra bien definida y los 9 pozos atravesaron completamente a la serie. Las variaciones en los espesores se encuentran distribuidos de manera heterogénea, teniendo su máximo espesor hacia el Pozo Escuintle-1 que constituye la parte occidental de la sección; la parte con menor espesor hacia el oriente, donde se localiza el Pozo Xicalango-101.

La parte occidental de la sección se encuentra constituida por "mudstone" a "wackestone" de color café claro; en algunas partes se tiene la presencia de "packstone" de color café claro, con intercalaciones de "grainstone" café oscuro, así como bandas de pedernal de color café y negro. La secuencia presenta gran abundancia de fragmentos biógenos muy recristalizados y "wackestone" de radiolarios y calciesferúlidos. Los microorganismos determinados corresponden a *Pithonella ovalis (planta)*, *Hedbergella brittonensis*, *Marginotruncana augusticarinata* y *M. coronata*. Las condiciones de depósito corresponden a mar abierto y, probablemente, por la presencia de brechas de bioclastos de plataforma que gradúan a turbiditas podemos interpretar que se encuentran relacionadas a la presencia de altos dentro del talud o cuenca.

La parte central de sección está constituida por "mudstone" gris claro con planctónicos, ligeramente arcilloso, en partes brechoide, con intercalaciones de "wackestone" de bioclastos de color gris a gris verdoso bentonítico e incipientemente dolomitizado, con intercalaciones de pedernal de color gris claro. Cabe mencionar que cada vez son más abundantes las margas dentro de la cuenca principalmente durante el Cretácico Tardío. Hacia la base la secuencia se caracteriza por estar constituida por dolomías micro-criptocristalinas arcillosas, de color gris oscuro. Los foraminíferos identificados corresponden a *Globotruncana* sp., *Heterohelix* sp., *Pseudoguembelina* sp., *Globigerinelloides* sp., Radiolarios, permitiendo interpretar condiciones de mar abierto.

En la parte oriental de la sección, el Pozo Xicalango-101 se caracteriza por presentar lutitas calcáreas bentoníticas, con presencia de "wackestone-

packstone" de bioclastos con intercalaciones de "mudstone". Dentro de los microfósiles encontrados se tiene la presencia palinomorfos, entre los que se encontraron, quistes de dinoflagelados y algunos granos de polen. El ambiente de depósito indica que se trata de una plataforma calcárea con poca a nula influencia continental en mar abierto. Por otro lado, uno de los núcleos de canasta del Pozo Palancares-1 reportó algas como *Salpingoporella sp.*, *Cayeuxia sp.*, *Nummoculina sp.*, miliólidos y probables alveolínidos; éstos implican una edad de amplio rango y condiciones de depósito lagunoso; por lo que existe la duda si corresponde a Cretácico Superior o Medio.

La serie anteriormente descrita, de alguna manera nos permite interpretar que las condiciones del área que constituye la sección de estudio variaban sensiblemente, las condiciones de mar abierto al Occidente se encuentran interrumpidas ya que la abundancia progresiva de margas indican la erosión de terrenos carbonatados levantados en el sur y el subsecuente depósito de clastos finos insolubles tal como lo representan las margas más que el depósito de lodos micrítico, mientras que en la parte oriental prevalecían las condiciones marinas someras con poca influencia continental.

SISTEMA TERCIARIO

SERIE PALEOCENA

Las rocas de esta serie se encuentran ampliamente distribuidas en el subsuelo que constituye la sección de estudio, ya que todos los pozos atravesaron esta secuencia. La secuencia del Paleoceno se caracteriza por estar constituida por lutitas, y presenta abundantes foraminíferos bentónicos arenáceos y calcáreos tales como *Gavelinella rubiginos*, *Globorotalia velascoensis*, *Globorotalia Becariiformis*. En la Subcuenca del Sureste, el Paleoceno, corresponde a la parte inferior de la Lutita Nanchital que tiene un espesor de 900 m, al menos así lo mencionan algunos autores (GARCIA-MOLINA. G., 1994).

En la parte occidental de la sección el Paleoceno consiste de lutitas gris verdosas a gris oscuras, en parte calcárea y bentoníticas, presentando hacia la parte inferior, muy cerca del contacto con el Cretácico Superior, numerosos cuerpos de brechas calcáreas, cuyos clastos corresponden a "mudstone" de color crema. La microfauna determinada en la secuencia corresponde a *Globorotalia velascoensis*, *Globorotalia pseudomenardii*, *Globorotalia aequa*, *Globorotalia formosa formosa*. Las condiciones que presenta esta secuencia nos permite interpretar que representa una etapa de erosión y retrabajo en un área cercana debido a una inestabilidad tectónica que ya prevalecía desde el Cretácico Tardío. El ambiente de depósito se considera de aguas profundas (CABRERA-CASTRO, R. *et al.*, 1984).

En la parte central de la sección, presenta hacia su base lutitas café rojizo de origen incierto, y ligeramente calcárea con intercalaciones de lutita gris verdosa ligeramente calcárea. Hacia la cima se presentan lutitas gris claras a verdosas en partes bentoníticas. La microfauna determinada corresponde a

Globorotalia velascoensis, *Globorotalia wilcoxensis*, *Globorotalia acuta*, *Globorotalia aequa*. Las condiciones bajo las cuales se llevó el depósito corresponden a mar abierto.

Por lo que corresponde a la parte oriental de la sección las condiciones son muy parecidas a la de la parte central de la sección, correspondiendo a secuencias de lutitas calcáreas bentoníticas con presencia de "mudstone".

Las rocas de esta serie han sido referidas como facies de aguas profundas desarrolladas dentro de un ambiente de depósito propiamente de cuenca, asociado con profundidades batiales (VINIEGRA-OSORIO, F., 1981)

SERIE EOCENA

La Serie del Eoceno, al igual que la Serie del Paleoceno, se encuentra ampliamente distribuida en el subsuelo de la sección de estudio, en donde todos los pozos las cortaron. La distribución de la serie no es homogénea en cuanto a su espesor, presentando sus máximos espesores hacia el extremo occidental de la sección; sin embargo, es muy homogénea desde el punto de vista litológico a lo largo de la sección de estudio.

Litológicamente la secuencia se describe, constituida por una predominancia de paquetes de lutitas de color gris verdoso a negras, ligeramente calcáreas, bentoníticas, algunas veces con intercalaciones de bentonita, y llegando a presentar algunos cuerpos de areniscas. Sin embargo, hacia el Oriente de la sección en estudio, la base se encuentra dolomitizada al menos hasta los 3049 m, ya que posteriormente ya no hubo circulación de muestras.

En la Subcuenca del Sureste las rocas del Eoceno constituyen la parte superior de la Formación "Lutitas Nanchital", la cual, es muy rica en fósiles; se identifican especies planctónicas que caracterizan a las biozonas de *Globorotalia subbotinae* hasta la *Globorotalia cerroazulensis*. Dada la asociación litológica y microfaunística que presenta la serie, las condiciones de depósito en la que se originó se considera de mar abierto, relacionándose con aguas profundas (CABRERA-CASTRO, R. *et al.*, 1984).

SERIE OLIGOCENA

Las rocas de esta serie guardan una distribución muy amplia, en el subsuelo y particularmente en el área que constituye la sección de estudio, ya que al igual que las series anteriores la secuencia fue cortada por todos los pozos.

En la Subcuenca del Sureste las rocas del Oligoceno, están constituidas por lutitas y lutitas arenosas con intercalaciones de tobas y bentonitas; esta secuencia constituye la denominada Formación La Laja. La secuencia presenta gran abundancia de foraminíferos bentónicos; tal es el caso de

Trochamminoides sp., *Haplohragmoides* sp., *Bathysiphon* sp., *Pleurostomella alternans*, *Chilostomella colina*, *Vulvulina pennatula*, por mencionar algunos. Su ambiente de depósito es batial inferior. Los foraminíferos planctónicos son también abundantes, y se encuentran presentes especies que caracterizan a las biozonas *Cassigerinella chipolensis*, *Pseudohastigerina micra*, y *Globigerina ciperensis*.

La secuencia litológica que presentan esta serie a lo largo de la sección, en general no varía de manera importante, y se caracteriza por estar constituida de lutitas de color gris oscuro, lutitas ligeramente arenosas y lutitas bentónicas, ligeramente calcáreas, con intervalos de areniscas de grano fino y bentonitas, así también, con una gran abundancia de foraminíferos bentónicos y planctónicos. Sin embargo, al Oriente de la sección en el Pozo Palancares-1, se reportó la alternancia de terrígenos y calizas con un conjunto faunístico constituido por: *Globorotalia opima opima*, *Globorotalia opima nana*, *Globigerina ciperensis angulisuturalis*, *Globigerina ciperensis ciperensis*, *Globigerina gortanii* y representando un ambiente de plataforma media a externa.

SERIE MIOCENA

En la Subcuenca del Sureste, el Mioceno se reporta como una secuencia alternante de lutitas fosilíferas y areniscas, depositadas en ambientes batiales. Hacia la parte occidental de la subcuenca, el Mioceno Temprano, constituye la parte superior de la Formación La Laja, rica en foraminíferos bentónicos arenáceos y calcáreas, de aguas profundas. La cima de la formación se data con la Biozona de *Catapsidrax dissimilis* y *Catapsidrax staifoni*. Hacia el Oriente de la Cuenca se delimita la cima de la Formación La Laja hasta la cima del Oligoceno, por efecto de una discordancia a nivel Oligoceno Tardío-Mioceno Temprano. La unidad bioestratigráfica Depósito, distribuida ampliamente en el centro y oriente de la Subcuenca del Sureste, fue descrita inicialmente para una serie de lutitas y areniscas, por TSCHOPP, 1924 (*in* RUIZ-MARIN, J. 1991), en los alrededores del Campo Francita, quien le asignó una edad de Oligoceno; sin embargo estudios posteriores de paleontólogos de PEMEX y del Instituto Mexicano del Petróleo han definido una edad de Mioceno Temprano.

La secuencia se identifica en el subsuelo, con la extinción de *Anomalinoidea cicatrocosa* y por la abundancia de *Gyroidinoides broeckiana*. Los foraminíferos planctónicos son abundantes e incluyen a las Biozonas de *Globigerinatella insueta* y *Globorotalia foshi foshi*. La secuencia consiste de lutitas y areniscas alternantes, depositadas en un ambiente batial durante el Mioceno Temprano hasta la parte temprana del Mioceno Medio. En la parte tardía del Mioceno Medio y Mioceno Tardío, continuó el depósito alternante de lutitas y lutitas arenosas, notándose un incremento de los cuerpos arenosos, denominando a esta unidad Formación Encanto. Esta Formación fue descrita por GIBSON (1936) (*in* RUIZ-MARIN, J. *op. cit*) para una secuencia de lutitas y lutitas arenosas, que afloran en el Anticlinal Encanto, situado a 20 Km., al sureste de Minatitlán. Se reconoce en el subsuelo por la extinción de

Siphouvigerina auberiana y la abundancia de *Planulina filisolaensis*, *Uvigerina peregrina*, *Sigmoilopsis schumbergeri*, así como otros fósiles más. Los foraminíferos planctónicos son abundantes incluyendo las Biozonas de *Globorotalia foshi lobata*, *Globorotalia robusta*, hasta la de *Globorotalia acostaensis*, representando un ambiente de depósito de batial medio a superior.

Cabe hacer mención que la Caliza Macuspana, aflora al Este de la sección y representa una porción expuesta del extremo suroccidental de la Plataforma de Yucatán. Infrayaciendo al horizonte de terrígenos del Oligoceno Medio se encuentra un horizonte de calizas de 345 m. de espesor, donde sólo hay reporte paleontológico de 40 m. superiores; el conjunto se encuentra representado por: *Sphaerogypsina sp.*, *Archaias sp.*, *Amphistegina sp.*, y *Miogypsina sp.*. La presencia de la Caliza Macuspana de edad Oligoceno Tardío-Mioceno Temprano (PROYECTO MARBELLA, 1994) incluye facies de biohermas de coral con sus biofacies asociadas, sugiriendo tirantes de agua muy someras. En el flanco este del crecimiento arrecifal se tienen facies de aguas profundas asociadas a una rampa, con intercalaciones de calizas de plataforma y “wackestone” de aguas profundas. Hay que tomar en cuenta que la posición que guardan estos carbonatos de aguas someras dentro las secuencias clásticas no ha sido bien entendida todavía y constituye una incógnita muy interesante ya que el conocer bajo qué condiciones estructurales (problemas de basamento o diapiros salinos) o estratigráficas se desarrollaron esos arrecifes, permitiría buscar estas condiciones en otras áreas del subsuelo de las Subcuencas del Sureste.

SERIES PLIOCENA-PLEISTOCENA

El Plioceno Temprano y Medio se encuentran representados en las Subcuenca del Sureste por las Formaciones denominadas Concepción Inferior, Concepción Superior y Filisola (AKER, 1979, 1981, 1984 *in* CABRERA CASTRO *et al.*, 1984).

La Formación Concepción Inferior se encuentra distribuida ampliamente en el subsuelo del área, por que todos los pozos la han atravesado. Básicamente la secuencia está constituida por lutitas arenosas, ligeramente calcáreas, de color gris y abundantes foraminíferos planctónicos y bentónicos. En el subsuelo la formación se reconoce por la extinción de *Marginulopsis marginuloides*, *M. mesinae* y *Amphicoryna hirsuta*. El ambiente de depósito determinado con base en las características litológicas y en el contenido fosilífero se asocia a un medio ambiente de plataforma externa a media.

La Formación Concepción Superior, al igual que la formación anteriormente citada, está ampliamente distribuida en el subsuelo de la Subcuenca del Sureste. Esta formación del Plioceno Temprano se encuentra constituida por lutitas gris verdosas con abundancia de foraminíferos bien conservados. Los foraminíferos planctónicos se encuentran representados por: *Globorotalia margaritae*, *Globigerinoides conglobatus*, *Globorotalia crassaformis* y muchos más. En el subsuelo esta formación se reconce con la

extinción de *Astacolus vaughani*. El medio ambiente de depósito determinado para esta formación se relaciona con ambientes de plataforma con influencia deltáica.

La Formación Filisola se encuentra ampliamente distribuida en el área que constituye la sección de estudio. Esta formación del Plioceno Medio-Tardío, se encuentra constituida por lutitas grises fosilíferas con abundantes intercalaciones de arenas cuarcíferas y micacíferas. Esta formación presenta un alto contenido de bentonita y de cuerpos de ceniza; los foraminíferos son escasos. Varios autores han interpretado diferentes facies de sistemas deltáicos en estas unidades (ESTAVILLO-GARCIA, C. *et al.*, 1983, PEREZ-MATUS, 1975 *in* OVIEDO-PEREZ, A. 1996).

La Formación Paraje Solo, también se encuentra distribuida en el área que constituye la sección en estudio. Esta formación del Pleistoceno, se encuentra representada por areniscas gris verdosas, mal clasificadas, con abundante materia vegetal, en ocasiones presenta niveles conglomerádicos con intercalaciones de lutitas verde claro, frecuentemente presentan fauna de moluscos. Las características anteriormente citadas sugieren un ambiente de planicie deltáica con influencia de corrientes fluviales. ESTAVILLO-GARCIA, C. *et al.*, 1983, estudiaron las rocas de la Formación Filisola y Paraje Solo del Campo Bacal, localizado en la Subcuenca Salina del Istmo. Los autores determinan 5 eventos depositacionales: los dos primeros eventos están representados por facies arenosas (es en estas facies arenosas es donde se tiene la producción del campo) y corresponde al depósito en el "frente deltáico en etapa progradacional", el tercer evento lo constituyen sedimentos arcillosos (los cuales constituyen la roca sello en el campo), depositados en un ambiente de "prodelta en una etapa retrogradacional" y los dos últimos eventos, representados por facies arenosas y arena limosas, los autores consideran que posiblemente representan la etapa de transición entre el ambiente de frente deltáico con el de planicies de marea, en una etapa de progradación. Por otra parte, PEREZ-MATUS, 1975 *in* OVIEDO-PEREZ, A. 1996, postula la presencia de un probable cañon submarino en sedimentos Mioceno-Pliocénicos en la parte oriental de la Subcuenca Salina del Istmo.

I.10.2. MARCO TECTONICO REGIONAL

La Cuenca del Golfo de México evolucionó como una cuenca tipo "rift " o de "fractura interior" (KINGSTONE, *et al.*, 1983), desde el Triásico Tardío hasta después del depósito de la sal, esto corresponde al Calloviense Tardío - Oxfodense Temprano (PINDELL, J., 1985; SALVADOR, A., 1991b *in* ORTIZ-UBILLA., 1996) y hasta la parte terminal del Jurásico Tardío según MARTON Y BUFFLER (1993), que incluyen los sedimentos clásticos carbonatados del Jurásico Superior. Durante el evento "rift" se dió lugar a la formación de una topografía regional de "horst" y "grabens". Los "horst" algunas veces se encuentran representados por reactivaciones magmáticas con dimensiones batolíticas como es el caso de Tuxpan (QUEZADA-MUÑETON, J. M., comunicación personal *in* OVIEDO-PEREZ, A., 1996).

Posteriormente, durante Jurásico Tardío hasta la época Cretácica Tardía, se desarrolla la expansión del "rift" y el margen divergente sur de la Cuenca del Golfo de México se empieza a separar debido a la creación y dispersión de nueva corteza oceánica (Fig.1.6), con dirección sensiblemente NW-SE (BUFFLER, R. *et al.*, 1993), propiciándose un adelgazamiento de la corteza continental y constituyéndose así, una corteza transicional hacia los márgenes continentales, y desarrollándose una subsidencia termal de los márgenes pasivos provocándose la invasión de las aguas marinas (etapa "drift"). La topografía remanente de "horst" y "grabens" de fase temprana del "rifting" controló los depósitos de sal y en otras partes la topografía del basamento se preservó durante el Jurásico Tardío y Cretácico, controlando el desarrollo de plataformas carbonatadas (tal es el caso de "horst" de Tuxpan, que controló el desarrollo de la Faja de Oro). En la Edad Tithoniana se desarrolló un evento transgresivo con subsidencia diferencial que modificó las condiciones batimétricas, creándose, en este tiempo, depresiones intraplatafórmicas donde se depositaron sedimentos pelágicos (MENESES-ROCHA, J. *et al.*, 1987).



(Tomado de ORTIZ – UBILLA, A., 1996)

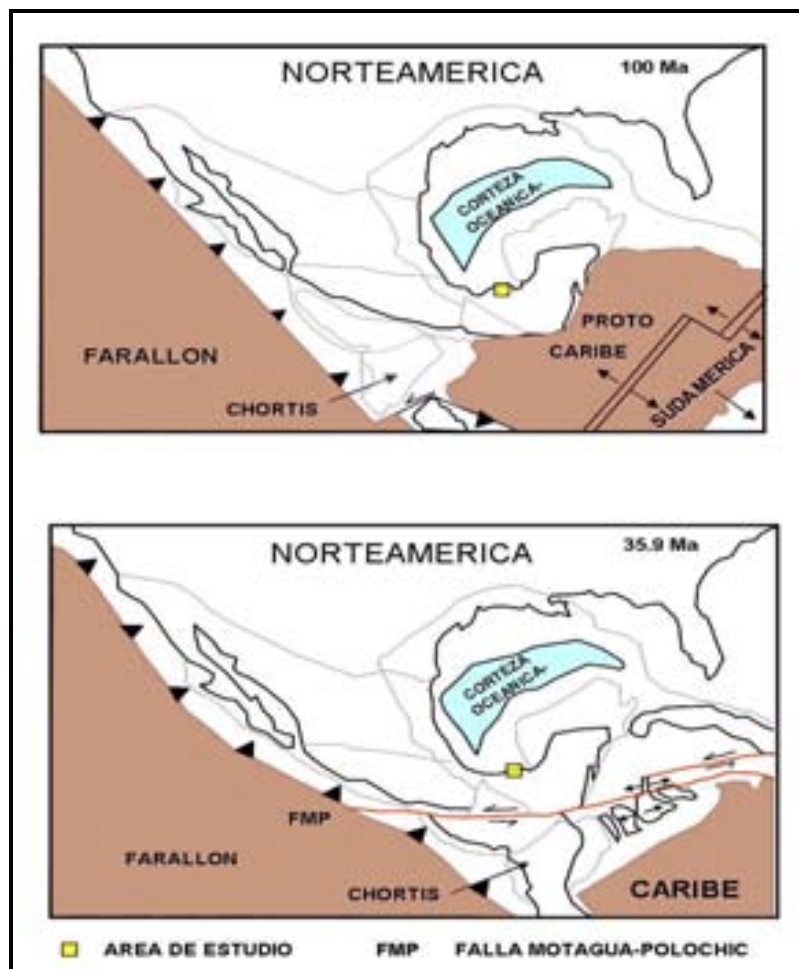
Fig. 1.6 Desarrollo de diferentes tipos de corteza durante la evolución del Golfo de México

Durante el proceso de apertura, la deriva del Bloque Chiapas-Yucatán hacia su posición actual, se desarrolla a través de la Falla Valle Nacional-Motozintla (MENESES-ROCHA, J. *et al.*, 1987), considerando una rotación del

Bloque Yucatán en sentido contrario a las manecillas del reloj, lo cual concuerda con la curvatura de las fallas transformantes del margen costero de los E.U.A: (SALVADOR, A., 1991; PILGER, R, 1981 y MENESES-ROCHA, J.,1990 in OVIEDO-PEREZ, A:,1996).

MENESES-ROCHA, J. *et al.*, (*op cit*), ROSS, M. and SCOTSESE, C.,1988; PINDEL, J. *et al.*, 1988; consideran que el Bloque Chiapas-Yucatán alcanza su posición actual durante la parte temprana del Cretácico Temprano, considerándose que es en este tiempo cuando cesa la etapa de evolución distensiva de la Cuenca del Golfo de México.

Durante el Cretácico, la subsidencia tectónica se concentraba hacia los márgenes occidental y sur de Norteamérica (ROSS, M. and SCOTSESE, C., 1988). En la primera porción siempre de carácter convergente, mientras que en la segunda, se relacionó a la evolución del Mar Caribe. Los autores coinciden que para la Edad Campaniana, el Bloque Chortis, comenzó a desplazarse hacia el oriente a través del Sistema de Fallas Motagua-Polochic (Fig, 1.7). Esto originó que la zona de subducción de la margen pacífica se desplazara paulatinamente hacia el oriente durante el Periodo Terciario, hasta alcanzar la posición actual en la costa sur de México.



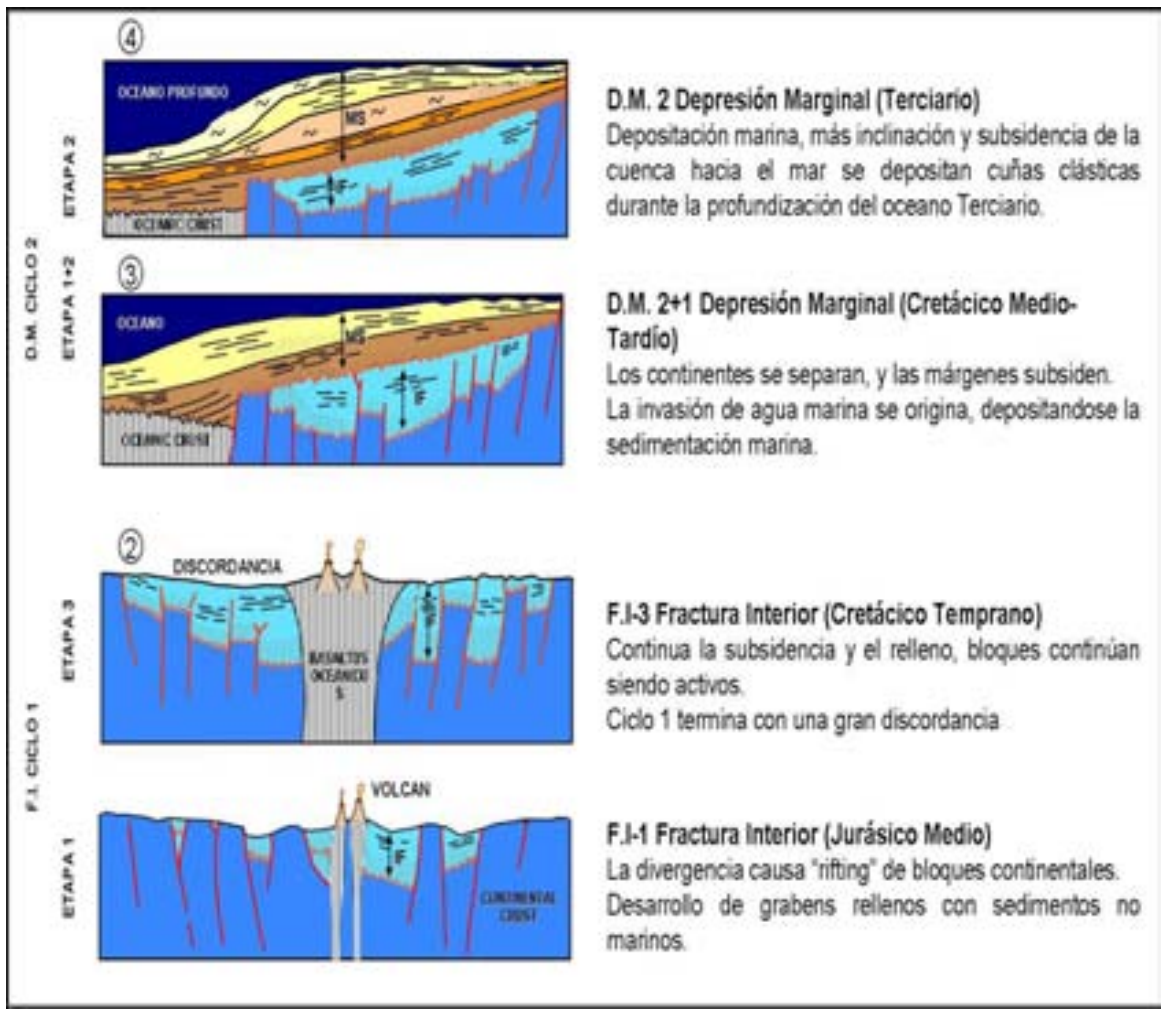
(Mod. de ROSS, M. y SCOTSESES, S., 1988)

Fig. 1.7 Reconstrucción Tectónica del Sur de Norteamérica para el Cretácico Medio (100 M.a.) y Oligoceno (35.9 M.a.)

Durante la Epoca Miocénica Tardía se hace presente la deformación de carácter compresivo con rasgos de desplazamiento a rumbo, proveniente del sureste (Sierra de Chiapas), originada por el paso y empuje del Bloque Chortis contra el Macizo de Chiapas, provocando que las secuencias mesozoicas y cenozoicas, hasta entonces depositadas, fueran falladas y plegadas conformando estructuras con dirección NW-SE.

Sobre el sistema compresivo miocénico de la Subcuenca del Sureste se presenta un evento de carácter distensivo con dirección NE-SW, caracterizado por un sistema de fallas de crecimiento sindeposicional de edad Mioceno-Plioceno (GARCIA-MOLINA, G., 1994).

Con base en las descripciones establecidas en el marco estratigráfico, así como por el marco tectónico regional planteado, podemos establecer que de acuerdo al sistema de clasificación de cuencas propuesto por KINGSTONE, *et al.*, 1983, el Golfo de México y particularmente la Subcuenca del Sureste evolucionó como una cuenca tipo Divergente. La evolución se desarrolla en dos ciclos. En el primer ciclo la cuenca evoluciona como una Cuenca de Fractura Interior (Rompimiento de corteza continental, desarrollo de fosas y pilares "rifting", para posteriormente empezar la generación de corteza oceánica); en el segundo ciclo la cuenca evoluciona como una cuenca marginal (en esta etapa, los continentes han sufrido separación "drifting") la invasión de agua marina se origina, depositándose sedimentación marina, en la medida que continúa la subsidencia y la inclinación de la cuenca, se lleva a cabo el depósito de cuñas clásticas. En nuestra cuenca el primer ciclo se encuentra representado durante el Jurásico Medio y el segundo ciclo se encuentra representado en el Cretácico Temprano, Cretácico Medio, con el establecimiento de plataformas; la cuña clástica se encuentra representada durante el Terciario (Fig. 1.8).



Mod. KINGSTONE, D. et al., 1983

Fig. 1.8 Evolución de una margen divergente adaptada al desarrollo evolutivo de la Subcuenca del Sureste

II.- ESTRATIGRAFÍA DE SECUENCIAS

2.1. INTRODUCCIÓN

La estratigrafía de secuencias ha pasado por cuatro décadas de desarrollo, con tres etapas de desarrollo prominentes:

La primera etapa, corresponde a una revaloración conceptual, que puede ser trasladada hasta los años 1940's cuando SLOSS, L. L. *et al.*, (1949) por primera vez introdujeron el concepto moderno de estratigrafía de secuencias en la interpretación estratigráfica. Ellos fueron los primeros en utilizar el término **secuencia** en la interpretación estratigráfica, al describir unidades estratigráficas de gran escala. Los estratos fanerozoicos del cratón de Norteamérica fueron divididos en varias secuencias depositacionales principales, las cuales son separadas por discordancias regionales (SLOSS, L. L. *et al.*, 1949; KRUMBEIN, W. y SLOSS, L. 1951; SLOSS, L. L. 1963 *in* WORNARDT, W. *et al.*, 1992).

La segunda etapa, corresponde al establecimiento de definiciones así como al planteamiento de modelos, que llevó a relacionar los que involucran a la estratigrafía sísmica y a los de facies sedimentarias. Esta etapa fue marcada claramente cuando se publicó la memoria 26 de la Asociación Americana de Geólogos Petroleros. Una secuencia depositacional, se define como una unidad sedimentaria globalmente correlacionable con "systems tracts", que se refiere "a la vinculación de sistemas contemporáneos asociados" (POSAMENTIER, W. H. *et al.*, 1988 *in* WORNARDT, W. *et al.*, 1992). Fue propuesta con base en el análisis de secciones sísmicas regionales que definieron la estratigrafía sísmica que ha revolucionado al método del análisis estratigráfico.

La tercera etapa corresponde a la integración de la estratigrafía sísmica (VAIL y WORNARDT, 1990 y 1991; MITCHUM, *et al.*, 1990; PACHT, *et al.*, 1990; WORNARDT y VAIL, 1991, *in* WORNARDT, W. *et al.*, 1992) con la estratigrafía de secuencias (HAQ, *et al.*, 1987; VAIL, 1987; VAN WAGONER *et al.*, 1987 y 1990 *in* WORNARDT, W. *et al.*, 1992), la litoestratigrafía, la geocronología, los registros de pozos, la bioestratigrafía y los datos sísmicos.

Actualmente, en todo el mundo hay un gran interés en la práctica de la estratigrafía de secuencias, ya que, como se planteó, permite establecer modelos de depósitos sucesivos y constituye un método de análisis de las series sedimentarias. Por otro lado, mediante el análisis secuencial a partir de análisis diagráfico (análisis con base en la forma de las curvas de los registros eléctricos de pozos), es posible reconstruir la evolución litológica que ha sufrido un área en sentido vertical, tomando en cuenta la transición (gradual o abrupta), que existe entre una electrosecuencia y otra, con el objetivo de comprender el desarrollo dinámico de las formaciones sedimentarias a través del tiempo geológico.

2.2. CONCEPTOS Y PRINCIPIOS DE LA ESTRATIGRAFÍA DE SECUENCIAS.

Antes de definir el concepto de estratigrafía de secuencias es necesario establecer que el término secuencia, tal como lo mencionamos en la introducción de este capítulo, fue definido por SLOSS, L.L., KRUMBEIN, W. y DAPPLES, E., en el año de 1949. El término secuencia fue definido como el "Conjunto de estratos y formaciones limitadas por prominentes discordancias regionales". Esta definición se aplicó en primera instancia a los estratos fanerozoicos del Cratón de Norteamérica, que fueron divididos en varias secuencias depositacionales principales y separadas por discordancias regionales; se dio nombres de Tribus Indias, los cuales todavía aparecen como "supersecuencias" en la tabla de HAQ, U. B. *et al.* 1987. Sin embargo, existen otras definiciones de secuencias, y una de ellas se refiere a la "sucesión de eventos geológicos, procesos, o rocas, arregladas en orden cronológico que muestran su posición relativa y su edad con respecto a la historia geológica en general " (GLOSARIO DE GEOLOGIA)

La estratigrafía de secuencias, por tanto, ha sido definida como "El estudio de las rocas relacionadas dentro de un marco cronoestratigráfico donde la sucesión de rocas es cíclica y/o rítmica compuesta de unidades estratigráficas relacionadas genéticamente y limitadas por discontinuidades de estratos producto de la erosión, no-depósito o por sus concordancias correlativas" (POSAMENTIER, W.H. *et al.*, 1988 *in* WORNARDT, W. *et al.*, 1992).

Otras definiciones han sido propuestas como la establecida por LOMBARD, A. en 1956 (*in* SERRA, 1989), quién introdujo el concepto de *secuencia litológica*, que definió como "una serie de al menos dos unidades litológicas que, forman una sucesión natural, sin ningún quiebre o discontinuidad, excepto por las juntas de estratificación. El espesor de una capa no es considerado". El distinguió tres órdenes de secuencias:

- Secuencias microscópicas delgadas
- Secuencias macroscópicas medias (ejemplo Ciclotema)
- Secuencias megascópicas (ejemplo, Sistema, Serie)

Otros conceptos que deben ser establecidos son los que a continuación se describen, ya que en la medida en que los tengamos más claros podremos entender en qué se basa la estratigrafía de secuencias.

Una secuencia granulométrica se refiere a la evolución por la que pasa un grano o partícula sin cambios en su mineralogía; la cual presenta dos variantes: aquélla que tiende a hacerse fina hacia arriba "fining upward" y la que tiende a hacerse gruesa hacia arriba "coarsening upward" .

La secuencia de facies corresponde a una serie de facies que gradualmente se mezclan. La secuencia puede estar limitada en la cima y base por una superficie erosiva, o por un hiatus. Un ejemplo de esto lo constituye la secuencia de Bouma que puede seguir el orden sucesivo de las facies A, B y C, representado en una Secuencia Rítmica por las facies ABC, ABC, ABC...; esta sucesión caracteriza una sedimentación rítmica y los resultados son ritmitas (por ejemplo, turbiditas, varves). La Secuencia Cíclica, corresponden a la sucesión de facies con evolución opuesta: ABCBA. Sin embargo, la primera secuencia es la más frecuente.

La evolución lateral o la asociación de facies relacionadas en un mismo tiempo, en diferentes lugares en un mismo ambiente, da lugar a una *secuencia lateral*, y una sucesión de facies superpuestas en relación al tiempo corresponde a una *secuencia vertical*.

2.2.1 ANÁLISIS DE FACIES CON BASE EN REGISTROS ELÉCTRICOS.

Al parecer la idea de utilizar a los registros eléctricos como una herramienta sedimentológica data de 1956-1957, cuando trabajadores de la Compañía SHELL-PECTEN, en Houston, U.S.A., estudiaban el delta del Mississippi, percatándose que la curva del potencial espontáneo "SP" presentaba formas muy características. Establecieron que la forma que presenta el registro corresponde a una facie de un cuerpo particular de arena. Al analizar la curva del potencial espontáneo "SP", el tipo de contacto (abrupto o progresivo), entre arenas y lutitas, y el carácter de la curva (suavizada o dentada; concava, rectilínea o convexa) permitió establecer una clasificación (Fig. 2.1)

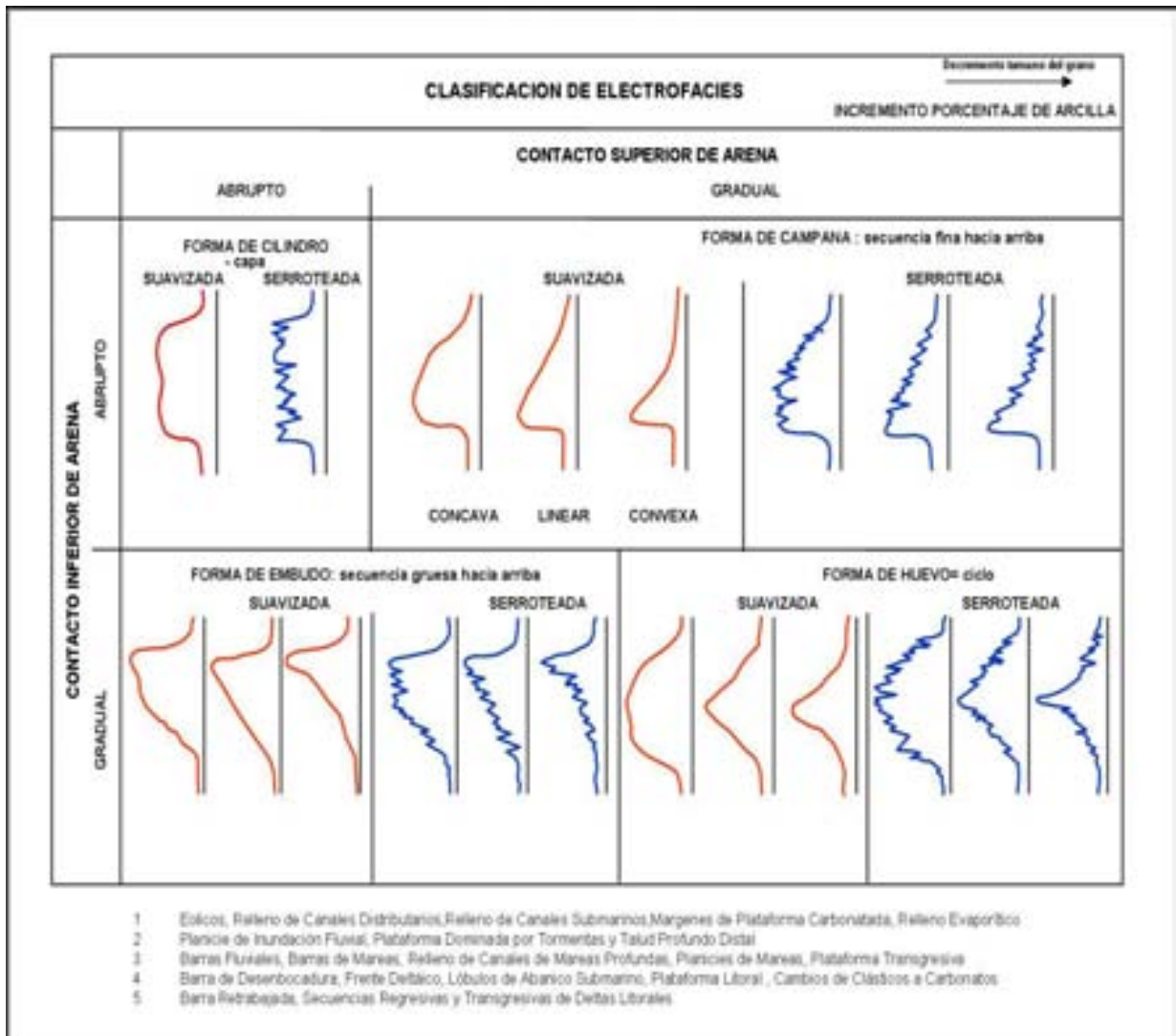


Fig. 2.1 Clasificación de Electrosecuencias establecida por la Cia. Shell modificada de Serra, O., 1989)

PIRSON, S. J. (1977 in SERRA, 1989), asoció una facie y un ambiente de depósito a la forma que presenta el registro del potencial espontáneo, interpretando que los cambios en la curvatura que presenta la curva del "SP" es un indicador de la velocidad con la que actúan los procesos transgresivos y regresivos (Fig. 2.2). La razón fundamental para considerar a la curva "SP" (potencial espontáneo como indicadora de este proceso) se debió principalmente a la poca disponibilidad que existía de otras curvas eléctricas, y a que la curva de resistividad era fuertemente afectada por la presencia de fluidos. Así estableció que existían grandes posibilidades de establecer relaciones ambientales al utilizar a las series detríticas areno-arcillosas, ya que en la mayoría de los casos éstas reflejan los límites de arcillosidad y la evolución del tamaño de las partículas. Sin embargo, el uso de la curva de potencial espontáneo por sí sola no es suficiente para determinar facies y ambientes depositacionales; ya que puede ser afectada por algunos efectos que influyen en la compactación y en el espesor de la capa, así como, por el tipo de sedimentos, tales como las secuencias carbonatadas y evaporíticas.

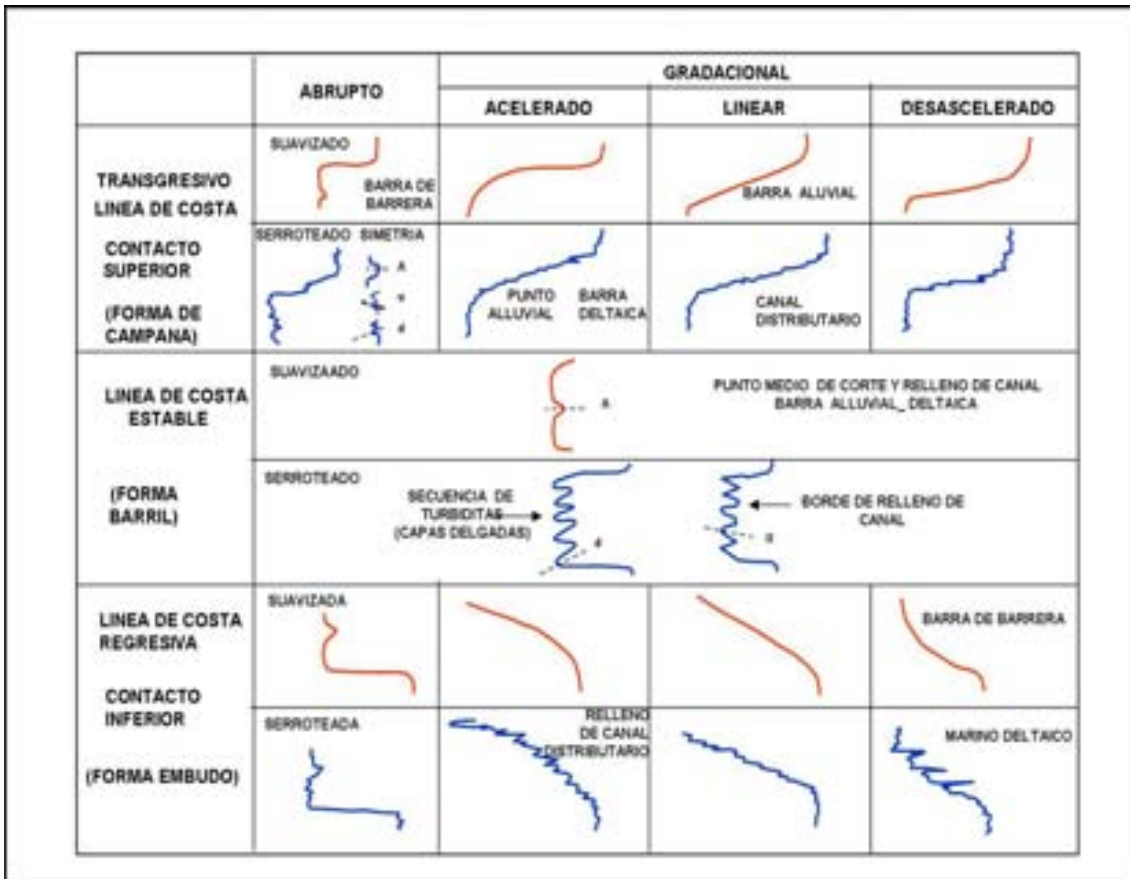


Fig. 2.2 Clasificación de formas de la curva "SP" en términos de Patrones Sedimentarios (Serra, O. 1989)

2.2.2. CONCEPTO DE ELECTROFACIES

En general cada curva de los registros eléctricos proporciona información sobre la composición mineralógica, la textura, y la estructura sedimentaria; es decir, proporciona una imagen particular de las propiedades de la roca.

Algunas veces la imagen que presenta una o dos curvas, es suficiente para la determinación de las características de las rocas; sin embargo, es preferible utilizar todas las curvas disponibles para la interpretación. El número de curvas disponibles y su diversidad permiten, de manera general, diferenciar las características de la roca, establecer la composición mineralógica, la textura y la estructura y distinguir el espectro de manera detallada que permita plantear una nueva representación de litofacies por medio de los datos de registros eléctricos.

Serra, O., 1982, postula el concepto de electrofacies, y lo define como " el conjunto de respuestas que presentan los registros eléctricos que caracterizan una capa y que permiten distinguirla de otras". Esto nos permite entender que la respuesta de los registros eléctricos, proporciona información cuantitativa (valores de la curva), así como aspectos cualitativos (característica

de la curva) que son los componentes elementales de las electrofacies. Lo anterior permite mencionar que la definición incluye un factor que la mayoría de los sedimentólogos no consideran y que se refiere al fluido que ocupa los poros de la roca.

2.2.3 CONCEPTO DE ELECTROSECUENCIA

Algunas veces es posible observar la evolución progresiva de los parámetros de medición de algunos registros (resistividad, rayos gama, potencial espontáneo, etc.) en relación a la profundidad. El comportamiento evolutivo que se establece de la forma de una curva es denominado rampa o electrosecuencia.

SERRA, O. en 1982 define el concepto de electrosecuencia como el "intervalo de profundidad en que la resolución vertical de la herramienta de medición, presenta una progresiva y continua evolución entre los valores de dos extremos de una curva, trazando una rampa, planteando que el grado de variación entre los valores extremos puede representar:

1) Un progresivo cambio en la composición mineralógica con la profundidad; es decir, un porcentaje en el grado de evolución de lutita en una arena o en una caliza; enriquecimiento de una caliza en dolomía, o de minerales radiactivos en una arena.

2) La evolución de los parámetros texturales: cambios en el tamaño de partículas, reflejando secuencias que tienden a ser finas hacia arriba o secuencias que tienden a ser gruesas hacia arriba; decremento en el grado de ordenamiento de las partículas.

3) Una variación simultánea en la composición mineralógica y en la textura (conglomerados-arena-lutita).

4) Una variación en el grado de saturación en la zona de transición entre aceite y agua y que se representa principalmente en la curva de resistividad.

El objetivo del análisis de electrofacies, a través de los registros eléctricos, es reconocer y diferenciar las electrofacies presentes en las formaciones penetradas. La clasificación de las electrofacies establecida por la forma de la respuesta del potencial espontáneo, rayos gamma y de otras curvas, permite establecer la asociación en secuencias verticales y, consecuentemente, deducir la evolución lateral para finalmente poder establecer el ambiente depositacional de terrígenos y carbonatados (Fig. 2.3 a y b).

Respuesta Rayos Gama y Ambiente de Depósito

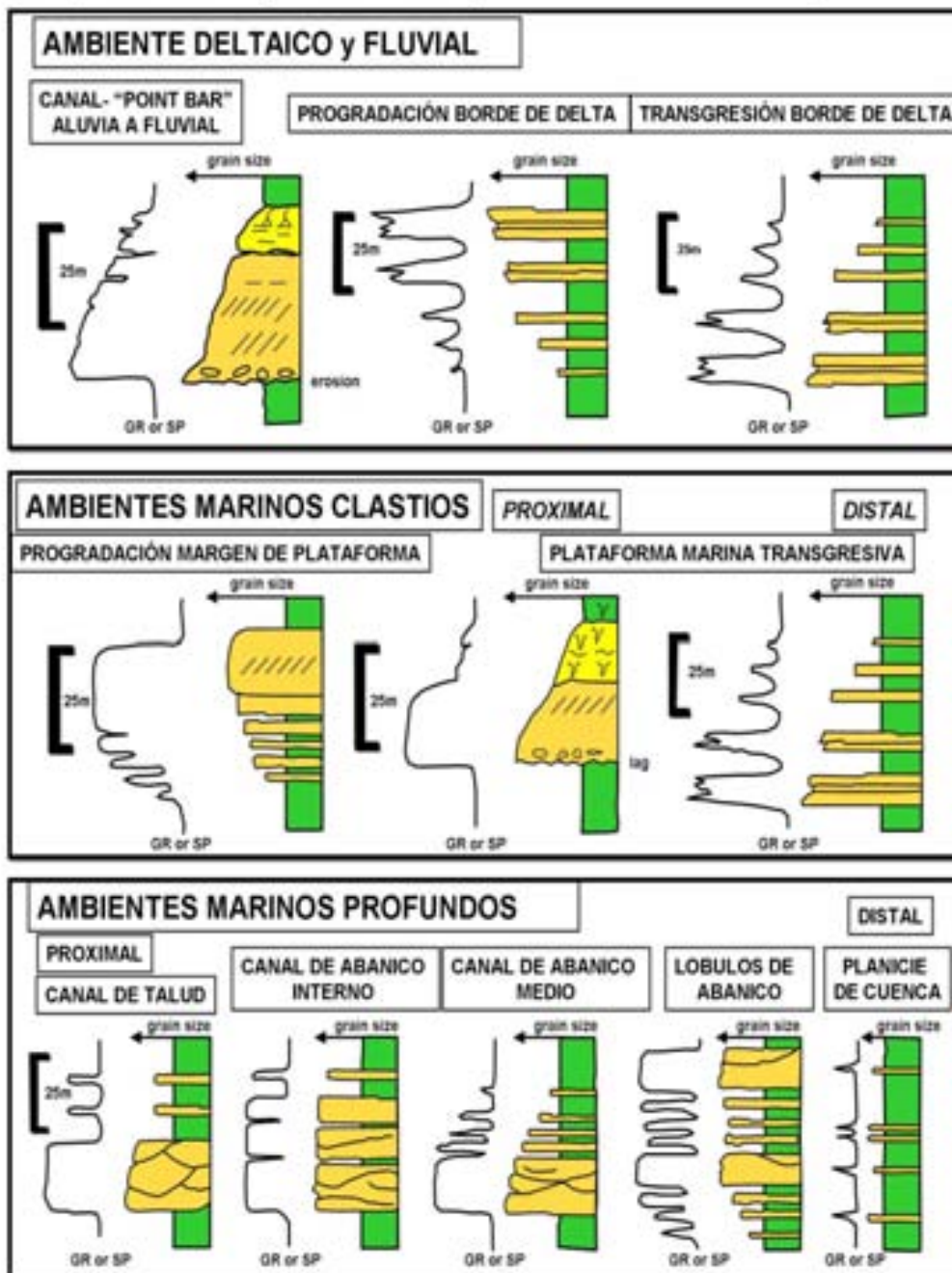


Fig. 2.3a Electrosecuencias en Secuencias Terrigenas (Kendall, C., 2003)

Tamaño de Grano y Ambiente de Depósito

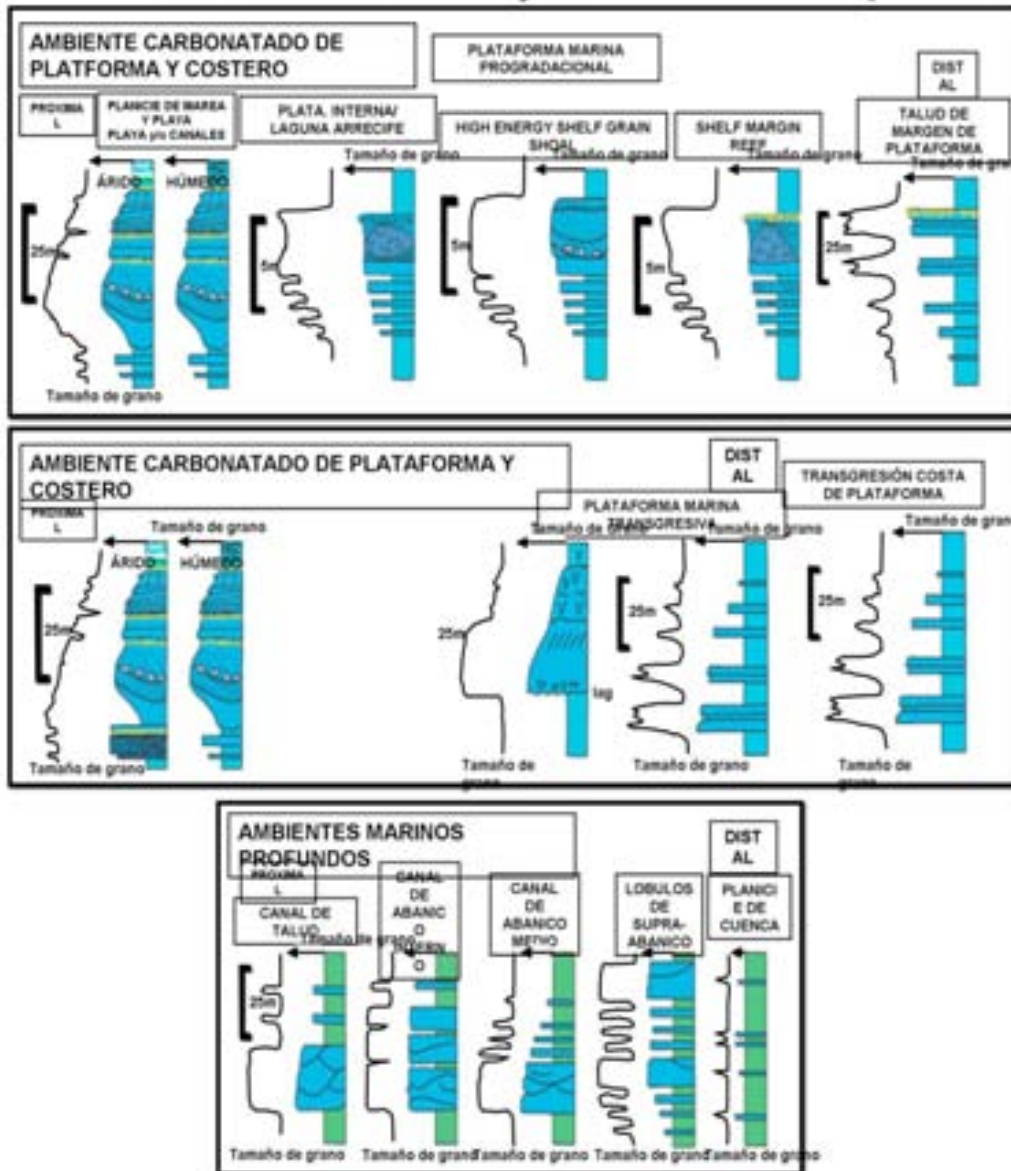


Fig. 2.3b Electrosecuencias en Secuencias Carbonatadas (Kendall, C., 2003)

2.3 IMPORTANCIA DE LAS FACIES Y DEL ANÁLISIS DE SECUENCIAS.

El estudio de las facies y su arreglo o asociación en secuencias laterales o verticales es la única forma para establecer el ambiente de depósito, con el objetivo de reconstruir condiciones paleogeográficas. Las condiciones físicas, químicas y biológicas que existen en un ambiente de depósito y que lo definen, sólo puede ser determinado por las estructuras sedimentarias primarias y son importantes por que ellas han sido formadas *in-situ*. La secuencias reflejarán

los cambios que han sufrido en ciertas condiciones con respecto al espacio y al tiempo. WALKER, R. G. (1976) hizo comparaciones entre los resultados de análisis y modelos de facies (obviamente establecidos con base en ambientes modernos). Estas comparaciones permitieron, por analogía, determinar ambientes depositacionales mediante la aplicación de teorías del uniformitarismo o actualismo introducidas por HUTTON (1785) y LYELL (1830) "el presente es la clave del pasado".

2.3.1 ANÁLISIS SECUENCIAL

El análisis secuencial es un método esencialmente estructural que considera no sólo los elementos mismos, sino además, sus productos de relación, definidos por una evolución continua (gradación), o por sus discontinuidades (o rupturas). Es una cuestión de escalas que descompone las series sedimentarias en cuerpos de escala decreciente para establecer una analogía entre sucesiones verticales y horizontales (la secuencia). Por último establece una perspectiva histórica del desarrollo vertical u oblicuo (en caso de depósitos progradantes) del medio de depósito (Ley de WALTER-GOLOWKINSKI *in* DELFAUD, 1974).

El análisis secuencial realizado a partir de los registros eléctricos (diagráfia) consiste por un lado en diferenciar el tipo de transición de una electrofacie a otra (contacto gradacional o abrupto) y, por otro lado, en establecer los arreglos de electrofacies en secuencias verticales, a diferentes escalas (elementales, mesosecuencias y megasecuencias, SERRA,O. 1989) (Fig 2.4).

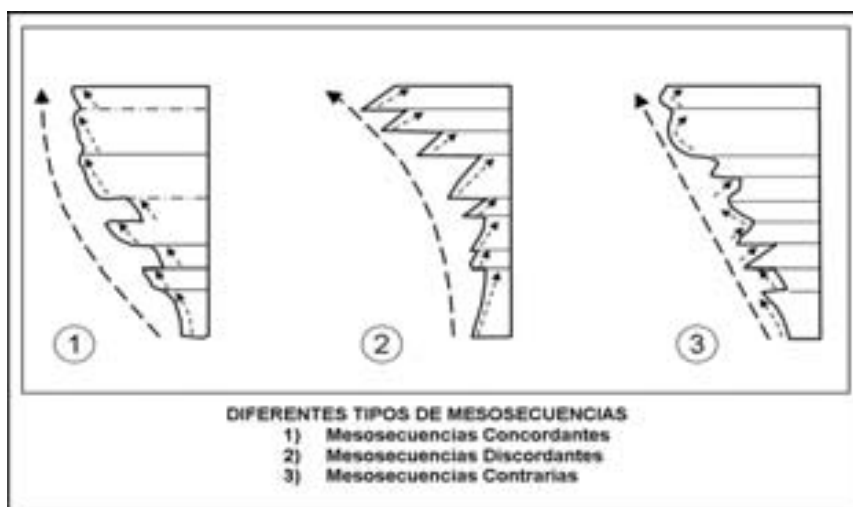
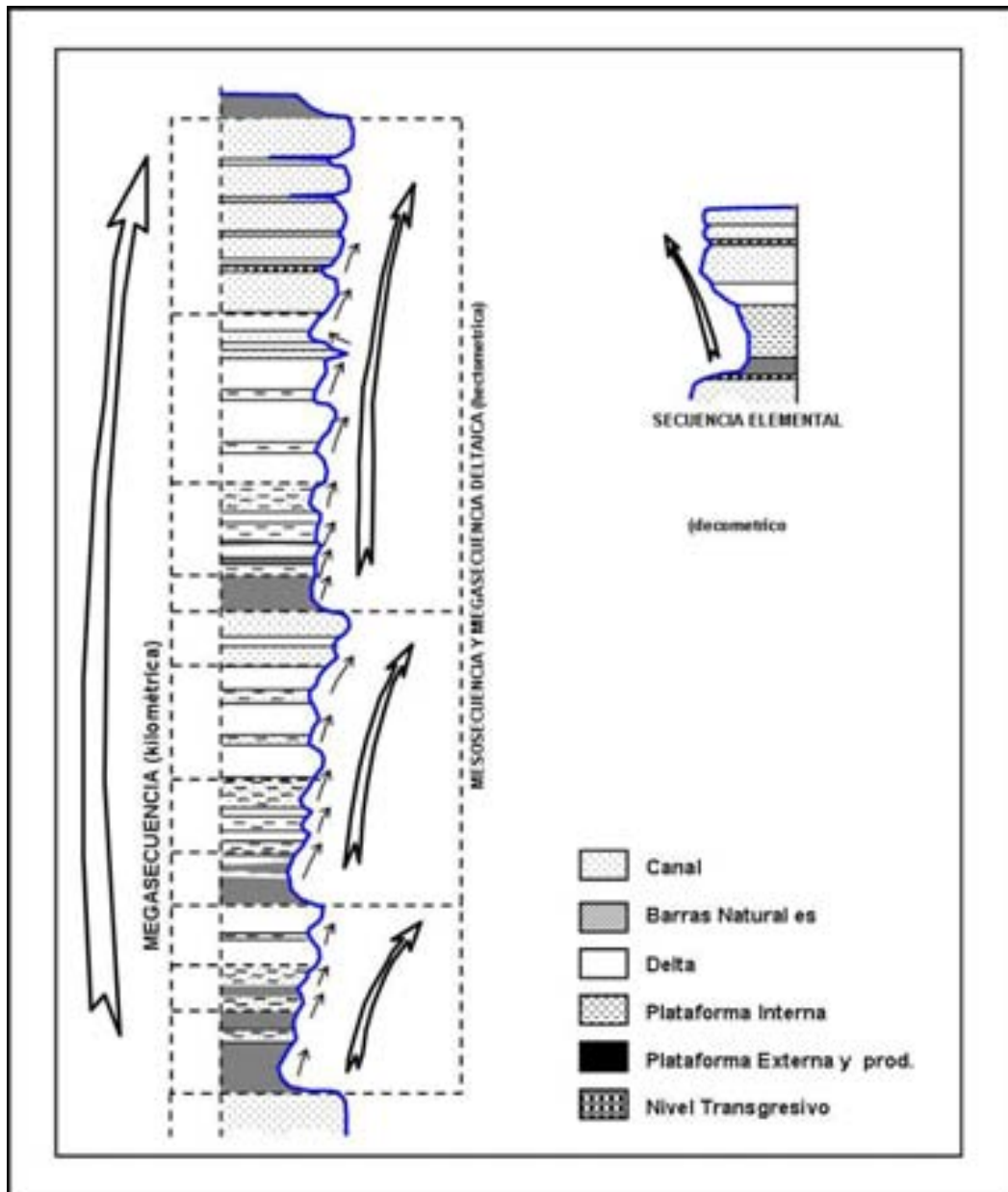


Fig. 2.4 Esquemas que muestra diferentes escalas de secuencias (Bertrand, J.P. *et al.*, 1986)

La transición gradual correspondiente a una rampa es detectable en una o dos o más curvas que a menudo pueden ser la curva de rayos gama, la del potencial espontáneo, la curva de resistividad, la curva del registro sísmico y algunas veces la curva de densidad y neutrón. Sin embargo, hay que tener claro que la representación de una rampa en la curva de resistividad puede corresponder a una transición de agua-aceite en un yacimiento e indicar un cambio progresivo en la saturación y que al observar otros registros que presentan poca sensibilidad a los fluidos (rayos gama) es posible distinguir las zonas que realmente representan una secuencia sedimentaria.

En las series terrígenas, las electrosecuencias presentan evolución en el tamaño de grano y en la litología: gradación normal (granulometría que tiende a ser fina hacia arriba "fining upward") o estratificación gradada inversa (granulometría que tiende a ser más gruesa hacia arriba "coarsening upward").

En las series carbonatadas, las electrosecuencias más a menudo indican un cambio en la litología (enriquecimiento en lutita o en dolomía), una influencia diagenética, o cambios en la evolución textural (transición de "grainstone" o "packstone" a "wackstone" o "mudstone")

La transición abrupta corresponde a un cambio significativo de los valores observados en un intervalo de profundidad simultáneamente en varios registros eléctricos. Su interpretación necesita el estudio de la relación entre electrofacies. Si el cambio abrupto corresponde a la transición de anhidrita a halita, esto sólo refleja una evolución natural dentro de la secuencia evaporítica de condiciones ambientales de menor restricción a condiciones ambientales con mayor restricción. De forma inversa, el cambio abrupto de una lutita a una arena, o de una arena a una caliza, puede indicar un gran cambio en la secuencia depositacional, marcando el inicio de un nuevo ciclo de sedimentación, posterior a un evento erosivo. También, un cambio abrupto de electrosecuencias puede relacionar una falla o una discordancia que pone en contacto a dos unidades con distintas propiedades petrofísicas.

El análisis de secuencias estratigráficas permite establecer un marco cronoestratigráfico de paquetes de rocas genéticamente relacionadas.

DELFAUD, J. propuso, en 1986, una organización escalar o tipología de secuencias sedimentarias, identificando secuencias con base en un modelo general sedimentario establecido en 1974 que permite explicar, en función de medios de depósito, la génesis de las secuencias, estableciendo tres niveles básicos:

El Nivel Elemental (de 1er. orden) se relaciona sólo con un fenómeno sedimentario (se refiere a los depósitos hidromecánicos o químicos). En este nivel se tienen dos tipos de secuencias elementales.

Secuencia Positiva o también denominada secuencia granodecreciente donde la cantidad de arcilla aumenta hacia la parte superior

Secuencia Negativa o también denominada secuencia granocreciente que muestra una evolución inversa, o una disminución en la cantidad de arcilla hacia la parte superior.

El Nivel Mayor involucra un motivo paleogeográfico (tal es el caso de un canal), o se puede considerar el relleno de una gran depresión a través de secuencias progradantes (por ejemplo en un sistema deltáico) que pueden alcanzar espesores de decenas y centenas de metros y representar secuencias de 3er. orden, relacionándose con un nivel de mesosecuencia. La polaridad que presenta una mesosecuencia puede presentar diferentes variantes.

El Nivel Superior, se refiere a una evolución paleogeográfica por variaciones del Euestatismo o de la Tectónica. Se distinguen dos escalas el Nivel Mega 4to. o 5to. orden y el nivel Giga de 6to. o 7mo. orden, este último se refiere a acontecimientos relevantes de efecto global.

En la Tabla 1, se muestra la tipología de escalas de secuencias sedimentarias establecidas por DELFAUD, J. (1986); la Tabla 2, compara el paralelismo que existe entre la escala de secuencias establecida por DELFAUD, J. (1986) y otras escalas con otras escalas (euestáticas y biológicas)

Orden	Espesor	Tipo de Fenómenos	Discontinuidad	Ejemplo
1	0.2 a 2 m	Mecanismo Simple Hidromecánico y/o Geoquímico	Diastheme	Un cuerpo turbidítico
2	5-50 m	Complemento de una unidad topográfica	Junta	Una secuencia de canal fluvial
3	20-250m	Progradación de cuerpos sedimentarios	Superficie Endurecida	Secuencia quercynoise
4	200-800m	Euestatismo de subsidencia	Superficie Negativa	Bajociano y Bathoniano inferior
5	600-2000m	Tectónica-Euestatismo	Discordancia Cartográfica	El Dogger
6	1000-10 000m	Tectónica	Discordancia Angular	El Jurásico
7	?	Ciclo Orogénico	Discordancia Mayor	Glypto Litho Cro } Génesis de ciclo

TABLA 1. Tipología escalar de las secuencias sedimentarias tomada de DELFAUD, J. (1986)

Orden	Unidades Litoestratigráficas	Ciclo de Vail	Bioestratigrafía	Duración
1	Banco			?
2	Miembro		1 a 2 horizontes	200 000- 400 000 años
3	Formación	Paraciclo de 4° orden	3 - 4 Biozonas	1 - 3 MA
4	Megaformación	Ciclo de 3° orden	6-8 Biozonas = 1 ó 2 Etapas	4 - 7 MA
5	Grupo	Superciclo de 2° orden	Bajo sistema	15 - 20 MA
6	Megagrupo	Megaciclo	Sistema	40 - 60 MA
7	Megasistema	De 1° orden		200 - 300 MA

TABLA 2. Comparación entre la escala establecida por DELFAUD, J. (1986) y otras escalas

2.4 PROCEDIMIENTO DE INTERPRETACIÓN A PARTIR DE LOS REGISTROS DE POZOS.

En estratigrafía secuencial, la naturaleza y organización de las rocas cortadas por los pozos puede ser definida mediante el uso de registros eléctricos.

La interpretación de secuencias estratigráficas y sistemas sedimentarios (systems tracts) en registros de pozo, requiere principalmente del uso de las curvas de Rayos gamma (GR) o Potencial Espontáneo (SP) y de alguna curva de porosidad como es el caso de las curvas del registro Sónico de Porosidad (DT), Neutrón (NPHI) y/o de Densidad (RHOB) o, en caso de que no se cuente con alguna de estas últimas curvas, las curvas de Resistividad.

2.4.1. REGISTRO DE RAYOS GAMMA

El registro de rayos gamma es uno de los más útiles para el análisis de secuencias estratigráficas, ya que la radioactividad medida de las rocas por la herramienta es una función directa del contenido de minerales arcillosos, del tamaño de la partícula y de la energía de depósito; éste último punto, se ejemplifica de la siguiente manera: generalmente se considera que al incrementarse la radioactividad se incrementa el contenido de arcillas y/o la materia orgánica diseminada esto se origina cuando la energía de depósito decrece. Aunque esto casi siempre ocurre, pueden existir excepciones donde no sea el caso (DOVETON, J. 1994), que se relacionan a zonas cementadas y carbonosas, las cuales presentan bajas lecturas de radioactividad que no necesariamente indican áreas ricas en arenas.

2.4.2. REGISTRO SONICO DE POROSIDAD

El registro sónico mide la velocidad del tiempo de tránsito a través de una formación. El tiempo de tránsito es relacionado a la porosidad y a la litología. Las lutitas presentan un alto tiempo de tránsito (baja velocidad) en comparación con las areniscas con porosidad similar, lo que permite utilizar al registro sónico como un indicador del tamaño de grano. En zonas donde existe una alta concentración de materia orgánica, como en carbones y lutitas negras el tiempo de tránsito será muy largo, lo que permite interpretar secciones condensadas ricas orgánicamente. Hay que aclarar, que el registro es afectado por procesos post-depositacionales como es la cementación, la compactación y por la presencia de fracturas. El registro sónico no hace una diferenciación muy clara entre areniscas y "mudstone"; sin embargo, es un buen indicador de las zonas cementadas y carbonosas (DOVETON, J., 1994).

2.4.3. REGISTRO DEL POTENCIAL ESPONTANEO "SP"

El registro "sp" mide la diferencia en el potencial eléctrico entre la formación y la superficie, por lo que es sensible a los cambios en permeabilidad, siendo un buen indicador para distinguir arenas permeables y lutitas impermeables. El registro "sp" trabaja muy bien donde hay un buen contraste resistivo entre el lodo filtrado y el agua de formación. Las lutitas impermeables muestran la curva del "sp" como una línea casi recta, denominada línea base de lutitas. El potencial espontáneo es afectado por la presencia de hidrocarburos, por cementación y por cambios en la salinidad del agua de formación (DOVETON, J., 1994).

2.4.4. REGISTRO DE DENSIDAD

El par de registros densidad- neutrón (SCHLUMBERGER generalmente registra con series FDC y CNL) es el mejor indicador de litología, por lo que puede ser utilizado para conocer la variación de las litofacies y definir, en nuestro caso, la evolución sedimentaria de la columna atravesada, en términos de secuencias estratocrecientes o granocrecientes y secuencias estratodecrescientes o granodecrescientes, lo que la hace excelente para el análisis de secuencias estratigráficas; lamentablemente, no se corre tan frecuentemente como el registro de rayos gamma. El registro de densidad (FDC) mide la densidad del electrón de la formación, lo cual permite relacionarla al verdadero volumen de densidad. El registro neutrón (CNL) mide la porosidad de la formación utilizando la interacción entre neutrones emitidos de la herramienta y del hidrógeno de la formación.

En las secuencias litológicas carbonatadas limpias, las curvas de los registros se sobrepone; en las arenas limpias existe una ligera separación entre las curvas (será más amplia la separación si la arena es feldespática); al incrementar el contenido de arcilla las lecturas del registro neutrón se incrementarán (por las cadenas del hidrógeno que constituye al agua contenida dentro de la arcilla) sin mostrar cambios en la curva de densidad. El registro de densidad es afectado por huecos debido a la erosión o a colapsos de las paredes del pozo y por minerales pesados (pirita y siderita). La presencia de gas aumenta la respuesta del registro neutrón, debido a la alta proporción de átomos de hidrógeno en el metano (DOVETON, J.1994).

2.4.5. REGISTRO DE RESISTIVIDAD

Los registros de resistividad miden la resistencia total de la roca al paso de la corriente eléctrica, la cual es función de la porosidad y del fluido de poro. Una roca porosa con un fluido de poro conductivo (salino), tendrá una baja resistividad, por lo que una roca poco porosa o una formación con impregnación de hidrocarburos, presentará una alta resistividad. Como podemos apreciar el registro de resistividad puede ser un excelente indicador de litología y provee información sobre el contenido del fluido. La gran variedad de registros de resistividad con diferentes escalas proporciona una alta resolución a la escala de capas (DOVETON, J.1994) Fig 2.5.

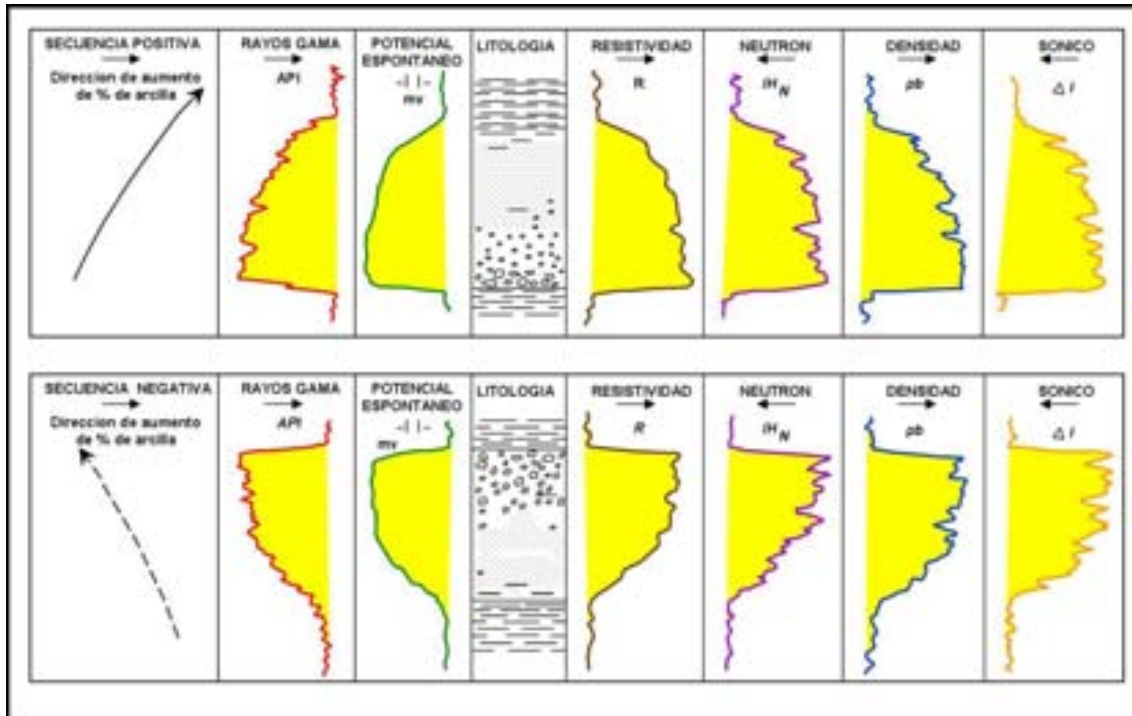


Fig. 2.5 Formas Diagramáticas de Secuencias Positivas y Negativas (Bertrand, J.P. *et al.*, 1986)

El procedimiento seguido para la interpretación de secuencias estratigráficas en registros y columnas de pozos implica varios puntos que son:

- 1.-Identificación y delimitación de paquetes litológicos
- 2.-Identificación y delimitación de los conjuntos de sistemas depositacionales en cada pozo.
- 3.-Análisis Estratigráfico Secuencial:
 - Identificación de los límites de secuencias y las superficies de progradación
 - Interpretación de las litofacies y los ambientes depositacionales
 - Ubicación de la presencia de fósiles índice y de facies y asignar edad a la secuencia.
 - Interpretación de secciones condensadas a partir de abundancias faunísticas y comportamiento de curvas.
- 4.-Correlación y ajuste de los límites de las secuencias entre todos los pozos.
- 5.-Interpretación y verificación de los sistemas depositacionales.
 - La sucesión lógica de facies
 - Elaboración de modelos de evolución de secuencias
- 6.-Traslación de los límites de las diferentes secuencias a las líneas sísmicas y verificar las interpretaciones

2.5 MÉTODO DE ANÁLISIS A PARTIR DE LA FORMA O TENDENCIA DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS DE POZO.

2.5.1 TENDENCIA DE LOS REGISTROS ELÉCTRICOS

La respuesta que presentan los registros eléctricos puede ser utilizada para estimar la litología. La respuesta de los registros eléctricos (a cualquier escala) puede relacionarse con la energía depositacional y con los patrones de relleno sedimentario. En secuencias marinas someras, por ejemplo, al incrementarse la energía de depósito ésta se relaciona directamente a la disminución en la profundidad del agua (EMERY, D. and K. MYERS, 1996).

Diferentes tendencias son reconocidas frecuentemente en las curvas de los registros eléctricos y generalmente son descritas a partir de la expresión de la curva de rayos gamma. Las tendencias de las curvas eléctricas pueden ser consideradas como un cambio promedio en la lectura del registro eléctrico, o del desplazamiento en la línea base de las arenas y lutitas (donde la línea base de arena en el registro de rayos gama es la marca mínima de la curva de rayos "gamma" sobre un intervalo, y la línea base de lutitas es la línea que marca la máxima intensidad de la curva de rayos "gamma"). Las tendencias que presentan las curvas de rayos "gamma" han sido interpretadas por (EMERY, D. and K. MYERS, 1996), y su significado será explicado a continuación.

"The Cleaning up trend" o Tendencia a hacerse más limpia hacia arriba, muestra un progresivo decremento hacia arriba en la lectura de la curva de rayos "gamma" (generalmente se observa tanto en la línea base de las arenas como en la línea base de las arcillas), representando un cambio gradual hacia arriba en el contenido de minerales arcillosos. Esto puede deberse a un cambio litológico progresivo o a un cambio gradual de las unidades o a delgadas capas interestratificadas que fueron detectadas debido a la alta capacidad de resolución de la herramienta .

La tendencia que presentan otras curvas depende de la respuesta del registro a detectar zonas con litologías limpias. En una mezcla de agua-arcilla-limo-arenas porosas, la curva que mide el tiempo de tránsito, a menudo inicia en forma decreciente hacia arriba de la arcilla al limo; posteriormente se incrementa hacia arriba, en la medida que se aumenta la porosidad de las arenas. Por otro lado, la curva de resistividad decrece hacia arriba y las curvas de densidad y porosidad se cruzan. La tendencia que presenta la curva puede cambiar significativamente, si las arenas se encuentran moderadamente cementadas o si presentan contenido de hidrocarburos.

En ambientes marinos someros la tendencia que presenta la curva de rayos gamma a hacerse más limpia hacia arriba está generalmente relacionada a una transición hacia arriba de litologías ricas en lutitas a litologías libres de arcilla, interpretado como un cambio en las condiciones de energía durante el depósito, representando condiciones más someras y más limpias. Obviamente, en la medida que se cuente con mayor información que permita afinar estas interpretaciones, como por ejemplo, poder checar datos paleobatimétricos (núcleos, bioestratigrafía, presencia de marcas litológicas tales como carbón,

etc.), se podrán establecer las condiciones paleodepositacionales del área de estudio con mayor certeza.

En ambientes marinos profundos la tendencia que presentan la curva de rayos gamma es a hacerse cada vez más limpia hacia arriba, relacionándose a un incremento en el porcentaje de capas delgadas de arena, las que representan condiciones de depósito de turbiditas.

Ocasionalmente, las unidades que presentan tendencias limpias hacia arriba pueden ser el resultado de un cambio gradual de secuencias clásticas a secuencias carbonatadas, o a un decremento gradual en las condiciones anóxicas.

"The dirtying-up trend" o Tendencia a presentar mayor cantidad de arcillas hacia arriba muestra un progresivo incremento en la lectura de la curva de rayos gamma y se relaciona a un cambio gradual hacia arriba en los componentes de los minerales arcillosos. Esto puede deberse a un cambio litológico, por ejemplo de arenas a lutitas, o a un adelgazamiento hacia arriba de las capas de arena en una secuencia adelgazada de arenas y lutitas interestratificadas. Ambas condiciones implican un decremento en las condiciones de energía durante el depósito.

La predominancia de materiales finos hacia arriba dentro de depósitos de canales meándricos o de mareas, representa una disminución en la velocidad del fluido y su energía, dentro del canal.

Grandes espesores de secuencias que tienden a ser finas hacia arriba son comúnmente registradas en secuencias fluviales y en el relleno de estuarios. Los depósitos de canales a menudo tienen una depresión basal, en la que se depositan lutitas o minerales pesados, los cuales afectan la respuesta de la curva de rayos gamma.

En ambientes marinos someros la tendencia que presenta el registro de rayos gamma a hacerse más fino hacia arriba representa el proceso transgresivo, en el que se refleja el avance de la línea de costa hacia el continente, dando como resultado la profundización y por consecuencia una disminución en las condiciones de energía durante el depósito.

En medios ambientes profundos la tendencia de hacerse más fino hacia arriba puede deberse a la disminución en el porcentaje de arenas dentro de las secuencias turbidíticas, en los que se pueden registrar períodos de depósito de abanicos submarinos (actividad u abandono).

Las secuencias que se hacen más finas hacia arriba, también pueden ser el resultado de un incremento gradual en las condiciones anóxicas o representar un cambio gradual, probablemente en los controles climáticos, de carbonatos a depósitos clásticos.

"Boxcar log trends" o conocida como la tendencia que presenta forma de Cilíndrico o de Caja, es una forma de lectura relativamente constante de la

curva de rayos gamma. Los límites con las lutitas sobreyacentes e infrayacentes son abruptos. La lectura de la curva del tiempo de tránsito en las arenas puede ser bajo con respecto a las lutitas, y esto dependerá del grado de cementación o compactación de la secuencia arenosa. Básicamente, los contrastes drásticos en las respuestas eléctricas entre dos unidades, representan cambios en las condiciones de energía durante el depósito. La tendencia de forma cilíndrica que presentan los registros eléctricos son típicos de algunos canales fluviales de arena, turbiditas y arenas eólicas.

Las tendencias cilíndricas que constituyen secuencias de turbiditas generalmente muestran mucho mayor espesor que las tendencias cilíndricas que representan los canales fluviales. El aumento en el espesor o en el adelgazamiento de las arenas que presentan formas cilíndricas dentro de una unidad depositacional muy frecuentemente se reconocen en secuencias turbidíticas.

Los cuerpos de arena en condiciones marinas someras pueden presentar truncamiento en la base debido a fallamiento, o posiblemente a caídas bruscas en los niveles relativos del nivel del mar o a otros factores. Por otro lado, muy a menudo los registros presentan una apariencia de forma cilíndrica; sin embargo, hay que tener mucho cuidado, ya que al observar detenidamente es posible ver como poco a poco se va desplazando la línea base de las lutitas. Las secuencias evaporíticas muy frecuentemente presentan una respuesta en el registro de rayos gamma con formas cilíndricas.

"The Bow trend" o también conocida como tendencia de barril o tendencia simétrica, consiste en presentar la tendencia a ser fino hacia arriba, sobreyaciendo a una secuencia que también tiende a ser gruesa hacia arriba, de espesor similar. Una tendencia simétrica es generalmente el resultado de un aumento en la relación de sedimentos clásticos en los ambientes de cuenca, donde los sedimentos no presentan ninguna restricción en el nivel del mar; por ejemplo, durante el proceso progradante y retrogradante en un sistema de abanico de talud rico en lodo.

La tendencia con forma simétrica raramente se desarrolla en condiciones de ambientes marinos someros, donde el nivel base del mar generalmente restringe el espesor a secuencias delgadas en condiciones transgresivas. Sin embargo, las tendencias con formas simétricas en condiciones marinas someras no son desconocidas, especialmente donde las condiciones topográficas por efectos propiciados por fallas de crecimiento restringen la transgresión y el desarrollo de cuerpos transgresivos de gran espesor.

"Irregular trends" o tendencia irregular no tiene grandes cambios sistemáticos en lo que representa la línea base de lutitas, y carece de zonas limpias cuando presenta tendencias cilíndricas. La tendencia en forma irregular representa procesos de agradación de una litología arcillosa a limosa y puede ser típica en ambientes de plataforma o en ambientes de aguas profundas, en secuencias lacustres, o en bancos de lodos "overbank" de sobrebanco aluviales. La tendencia con forma irregular que presenta las curvas

de rayos gamma no se presenta en ninguna facie parállica, a pesar de que ahí los cambios en la profundidad del agua probablemente se reconocen como tendencias cíclicas(Fig 2.6).



Fig. 2.6 Tendencia de la Curva de Rayos Gamma utilizada para la estimar litologías (Kendall, C., 2003)

2.6 MODELOS DE AMBIENTES DE DEPÓSITO ESTABLECIDOS ATRAVÉS DE REGISTROS ELÉCTRICOS.

La evolución geológica de las Subcuencas del Sureste está representada por una variedad de medios ambientes de depósito. Estos están mejor definidos al integrar información en facies y secuencias de facies. Estas secuencias pueden ser descritas en términos establecidos por WALKER, R.G. (1976), como un modelo de facies. El considera "que un modelo de facies puede ser definido como un resumen general de un ambiente sedimentario específico, que puede ser utilizado en cuatro diferentes formas ":

- 1) Como norma, para propósitos de comparación.
- 2) Como guía para futuras observaciones.
- 3) Como predicción de nuevas situaciones geológicas.
- 4) Como base para la interpretación hidrodinámica de los ambientes o sistemas que representan.

En los estudios de subsuelo se utilizan registros eléctricos, en donde el modelo de facies será equivalente al concepto de modelo de electrofacies. Los registros eléctricos permiten determinar los componentes de las facies (mineralogía, textura, características sedimentarias y geometría) y organizarlas en secuencias. FISHER, 1969 (in SERRA, O., 1989) ha utilizado las formas de las curvas eléctricas de "SP" y resistividad para determinar facies y ambientes.

A continuación se describirán las principales características geológicas establecidas a partir de registros eléctricos de los principales ambientes de depósito que sirven de referencia para establecer la evolución de la cuenca en estudio.

2.6.1 AMBIENTE FLUVIAL: Sistema Meándrico.

Es un ambiente continental que se caracteriza por presentar depósitos que provienen de una serie de ríos, se presentan canales sinuosos generados por arroyos maduros de ligera pendiente, que dan vueltas de un lado a otro a través de la planicie de inundación (WALKER, R.G. and N. P. JAMES, 1992). La Figura 2.7 representa la sección vertical de un sistema meándrico.

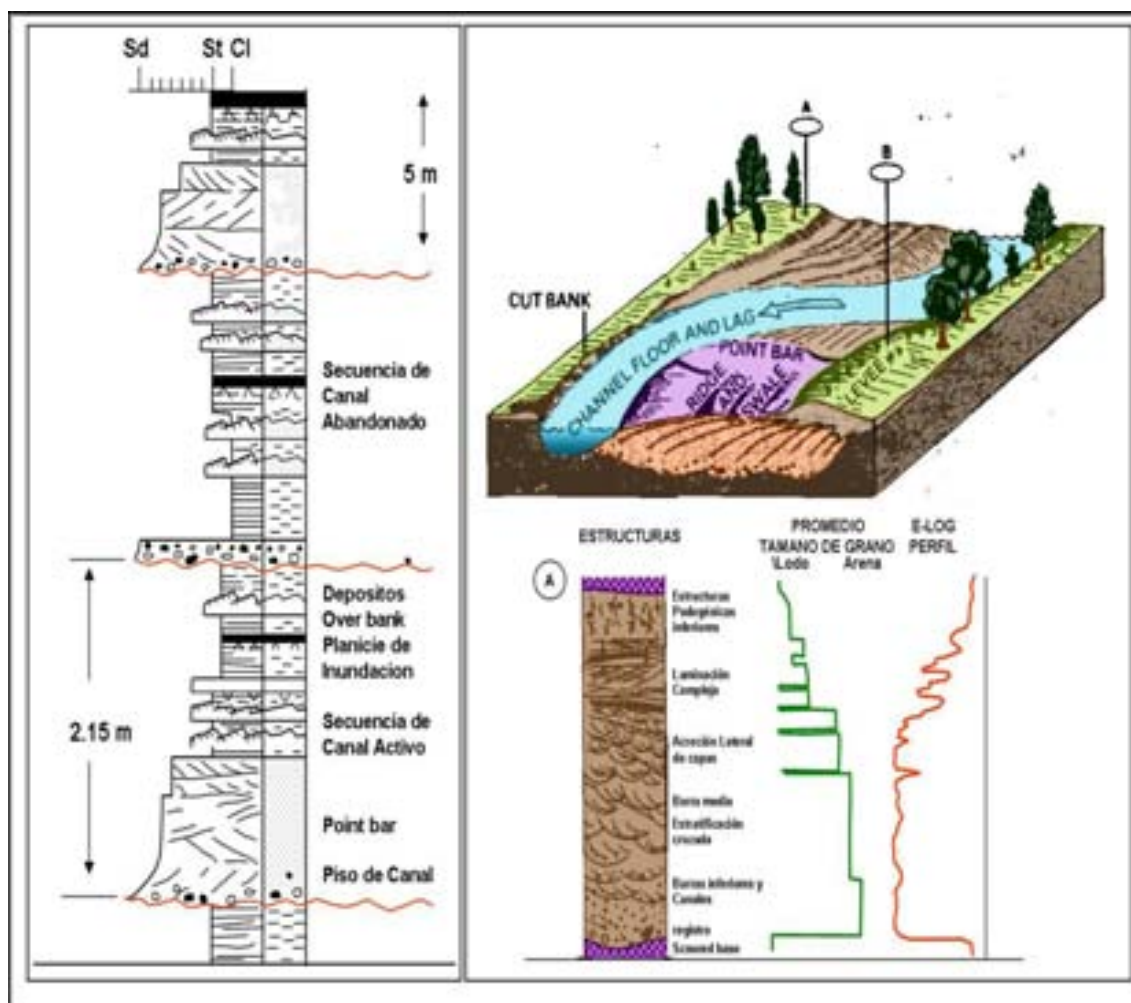


Fig. 2.7 Representación vertical y diagráfica de un sistema meándrico tomada de (Serra, O., 1989)

Los depósitos que caracterizan a los ríos meándricos presentan gradación normal, compuestos de arenas, limos y arcillas (caolinita generalmente, pero otros tipos de arcillas pueden estar presentes dependiendo de las condiciones climáticas y de la distancia de la fuente de aporte) con una relación de arena y lutita menor a 1. La parte basal del depósito está pobremente clasificada y varía en tamaño desde conglomerados a arenas gruesas. Posteriormente, presenta una mejor clasificación hacia arriba con la presencia de arenas medias y finas.

Básicamente, la secuencia es fina hacia arriba (ALLEN, 1970 *in* SERRA, O.,1989). Conformada por depósitos de canales internos (que se acrecionan lateralmente) seguido por bancos de arenas finas (que se acrecionan en sentido vertical). Posteriormente, depósitos de arenas que presentan estratificación cruzada cubren a una superficie erosional, sensiblemente horizontal, la cual está cubierta por pequeñas depresiones con laminación cruzada de limos. En la etapa en la que los canales migran, las secuencias depositadas y constituidas por limos y lodos se acrecionan verticalmente en la etapa de inundación.

2.6.1.1 CARACTERÍSTICAS DEL REGISTRO ELÉCTRICO

Las electrofacies que caracterizan a los sistemas fluviales, presentan valores de radiactividad altos a moderados (SERRA, O., 1989). Los valores de radiactividad dependen de la madurez química de las partículas que constituyen a la roca; es decir, si la roca es madura el porcentaje de potasio es menor que 1%, o entre 1 y 2% si es inmadura (por feldespatos y micas). El porcentaje de uranio es bajo si existen condiciones de oxidación; sin embargo, hay un alto contenido en las planicies de inundación ya que es una zona rica en materia orgánica. En general constituyen secuencias sedimentarias "fining upward" con forma de campana, frecuentemente dentada "bell shape"; donde es la regla una sucesión de secuencias en forma de campana de variable espesor. En algunos casos las electrosecuencias de los depósitos fluviales pueden ser confundidas con depósitos turbidíticos, formados por apilamiento de varias secuencias de Bouma.

2.6.2 AMBIENTE DELTÁICO.

El ambiente deltáico se define como un ambiente de transición, caracterizado por sedimentos que han sido transportados hasta la desembocadura de un canal, por corrientes de agua continental y depositados tanto en medios subacuáticos y subaéreos, en el cual los sedimentos son descargados en lagos, mares, océanos, bahías y estuarios (COLEMAN, M. J.,1982).

Los ambientes deltáicos presentan una amplia variedad de facies depositacionales; la complejidad que presentan estas facies dependen de varios factores (por ejemplo, el amplio rango de ambientes geográficos en el

que se desarrollan) por procesos de interacción entre agua dulce y marina, por las grandes cantidades de sedimentos que se transportan, por procesos de movimiento de masas, que resultan de una rápida deposición y como consecuencia de una cementación débil. Todos los factores anteriormente citados originan una gran variedad de geometrías y de secuencias verticales características (COLEMAN, M. J., 1982) (Fig. 2.8). En general el ambiente deltáico, se divide en varios subambientes:

2.6.2.1 PLANICIE DELTÁICA

La planicie deltáica forma parte de la zona subáerea del delta, que incluye canales activos y abandonados separados por ambientes de aguas marinas someras. Estas incluyen a la planicie deltáica superior y a la planicie deltáica inferior:

La planicie deltáica superior, constituye parte del delta donde se tiene una significativa influencia marina o de mareas. Sus depósitos están compuestos por: a) depósitos de canales distributarios migratorios, y b) relleno de deltas lacustres y por depósitos de planicies de inundación interdistributaria.

La planicie deltáica inferior se localiza en la zona de interacción marina y fluvial y se extiende desde la baja marea hasta el límite de la influencia de mareas. Sus depósitos están compuestos por: a) depósitos de relleno de bahía (bahía interdistributaria, marisma) y b) depósitos de relleno distributivo abandonado.

2.6.2.2 PLANICIE DELTÁICA SUBACUOSA

La planicie deltáica subacuosa se localiza debajo del nivel de baja marea y se extiende hacia el área marina que activamente recibe sedimentos fluviales. Esta área presenta un rango de profundidad de agua de 10 a 300 m , y se subdivide en dos partes: el frente deltáico y el prodelta.

El frente deltáico constituye un subambiente de alta energía, donde existe un alto grado de retrabajo por las corrientes de mareas y por la acción de las olas (profundidad del agua de 10 m o menos). El frente deltáico es representado por secuencias gruesas hacia arriba que muestran cambio de facies verticales, desde secuencias con tamaño de partículas finas de facies de prodelta dentro de facies costeras en las que generalmente se encuentra un dominio de areniscas. Las secuencias anteriormente citadas son el resultado de procesos progradantes del frente deltáico y puede ser interrumpidas por secuencias de canales distributarios, de marea o fluviales durante el proceso progradante.

El prodelta representa un subambiente transicional entre el frente deltáico y los depósitos de plataforma marina. Esta parte del delta se encuentra por debajo del nivel base de erosión del oleaje y avanza más allá del frente deltáico donde la pendiente se profundiza hacia la cuenca, por lo que los sedimentos que representan al prodelta están compuestos de material fino en suspensión que posteriormente se deposita.

Las secuencias deltáicas están constituidas por depósitos siliciclásticos en los que predominan las partículas del tamaño de las arenas medias a arcillas. Frecuentemente, se presentan micas, minerales pesados, glauconita y fosfatos que pueden estar presentes dependiendo de la influencia marina; también, se tienen escombros de conchas y fragmentos de calizas.

La complejidad y variedad de factores que influyen en la distribución, orientación y geometría interna de los depósitos deltáicos, ha llevado a establecer una clasificación del sistema deltáico. GALLOWAY, W.E., 1975 (*in* COLEMAN, M. J., 1982) planteó las características de las secuencias depositacionales deltáicas dominadas por ríos, por mareas y por el oleaje, estableciendo que los deltas dominados por ríos han sido referidos como " deltas altamente constructivos" y los deltas dominados por mareas y oleaje son referidos como "deltas altamente destructivos".

La característica que presentan las secuencias deltáicas dominadas por ríos es principalmente la de generar depósitos cíclicos de grandes espesores que varían entre 50 y 100 m; secuencias que tienden a ser gruesas hacia arriba "coarsening upward". La manera en la cual las secuencias deltáicas cíclicas son sobrepuestas depende de la relación de sedimentación y subsidencia (incluye a la compactación). Si la relación de sedimentación y la subsidencia se encuentran en balance, el delta tiende a construirse verticalmente; por otro lado, si la subsidencia es más rápida que la progradación deltáica, la cuenca sufre azolvamiento (CURTIS, D. M., 1970 *in* SERRA,O., 1989)

La característica que presenta la secuencia deltáicas dominada por las olas, es que se desarrollan mega y microsecuencias que tienden a ser también gruesas hacia arriba "coarsening upward", llama la atención el tamaño de partículas, la clasificación, el espesor de las capas y el contenido fósil.

La secuencia deltáica dominada por mareas es difícil de reconocer, ya que los sedimentos son dispersos por las corrientes de marea; sin embargo, dependiendo de la posición en el delta, se puede establecer que muestran una alternancia de secuencias gruesas hacia arriba "coarsening upward" seguida por secuencias que tienden a ser finas hacia arriba "fining upward", sin presentar un límite bien definido entre secuencias.

2.6.2.3 CARACTERÍSTICAS DEL REGISTRO ELÉCTRICO

La respuesnta eléctrica que presentan los registros de potencial espontáneo y de resistividad que caracterizan a la forma de los cuerpos de arena de los sistemas deltáicos presentan formas de: campana, de embudo y de cilindro. En muchos casos, la determinación de facies, al utilizar la combinación de formas de las curvas de "SP" y rayos gamma, y principalmente los espesores, ha sido básica para reconocer facies en depósitos deltáicos. La composición mineralógica obtenida por el análisis de registros radiactivos de intervalos que presentan bajos valores radiactivos corresponden a: a) granos de cuarzo o arenas bien lavadas, b) carbones (turbas, lignitos), o c) capas de calizas (acumulación de fragmentos de conchas). Los intervalos con

moderada radiactividad representa arenas de granulometría fina a media. Los intervalos radiactivos pueden corresponder a: a) depósitos de limo ricos en minerales de torio y zircón) y a menudo minerales pesados (como: la siderita, pirita y micas); o b) lutitas.

La forma de embudo "funnel" que presenta el registro de rayos gamma, corresponde a secuencias que tienden a ser gruesas hacia arriba "coarsening upward" y consecuentemente a procesos progradantes y a depósitos subacuáticos de planicie deltáica. La forma de campana que presenta el registro de rayos gamma, corresponde a secuencias que tienden a ser finas hacia arriba "fining upward" que pueden interpretarse como relleno de canales distributarios, depósitos de canales meándricos o niveles transgresivos. La forma de cilindro dentada que presenta el registro de rayos gama, puede corresponder a depósitos de canales bifurcados, depósitos de canales de marea o a depósitos de deslizamientos subacuáticos (SERRA,O.,1989)

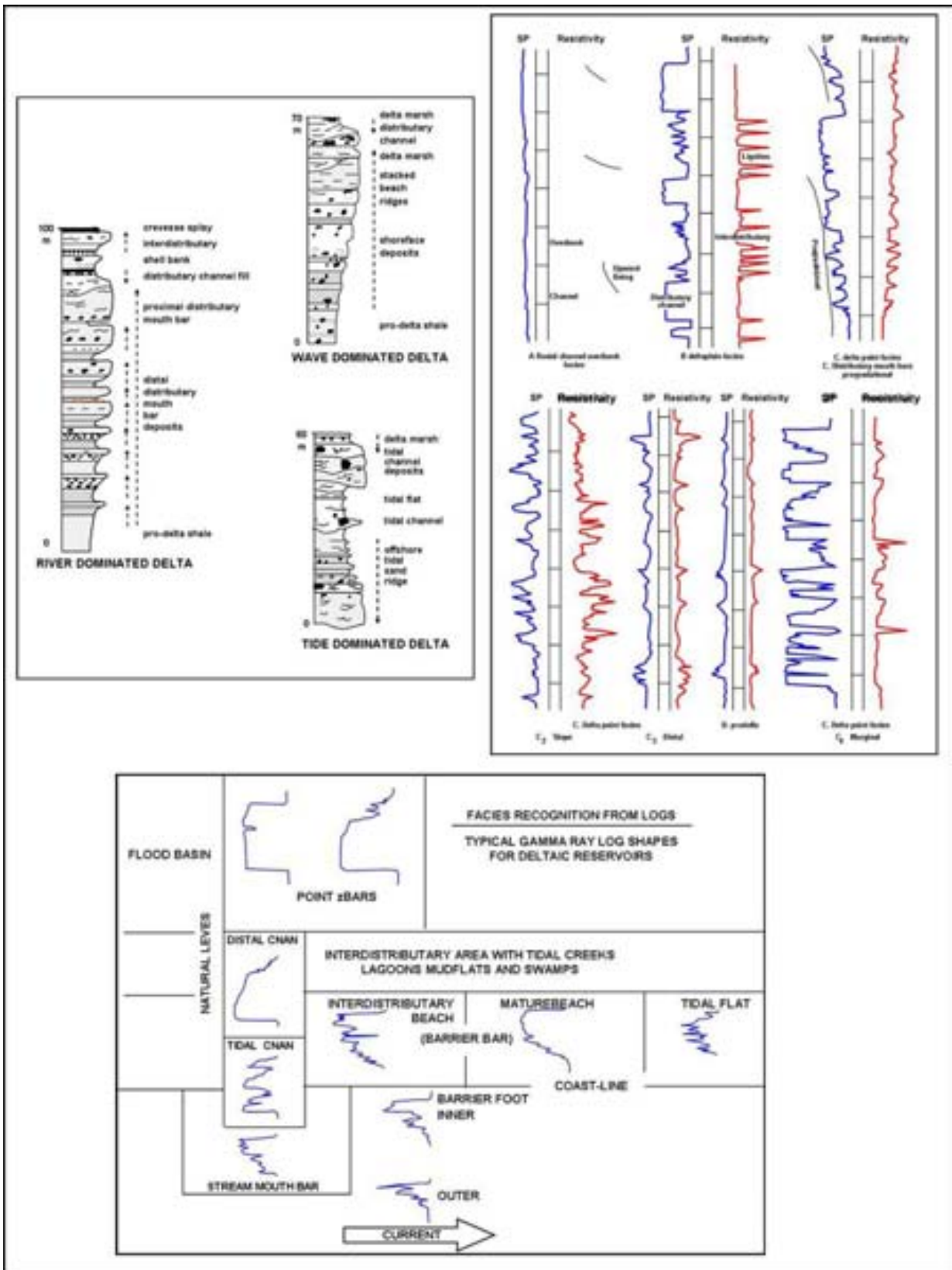


Fig. 2.8 Ejemplos de Secuencias Verticales, diagráficas "SP" y Resistividad y la forma de interpretar a la curva de Rayos Gama en distintas facies deltáicos (Serra, O., 1989)

2.6.3 AMBIENTE MARINO SILICICLÁSTICO SOMERO.

Los ambientes marinos siliciclásticos están caracterizados por depósitos detríticos que comprenden profundidades de agua que varían entre 10 y 200 m, o en zonas cercanas a la costa "nearshore" (excluyendo a los deltas). Los depósitos que provienen de ambientes marinos siliciclásticos son los de los estuarios, los de los montículos mareales "tidal ridges", los de planicies de marea, las barras de arena intermareales, los de las islas de barrera, los montículos de playa "beach ridges", los "cheniers", los de línea de costa y los depósitos de tormentas "tempestitas" (WALKER, R.G. and N.P. JAMES, 1992).

En general los depósitos detríticos están constituidos de arena cuarcífera, por fragmentos de roca argilácea, por escombros de esqueletos de conchas. La característica principal que presentan las partículas de arena es que están bien clasificadas.

Las secuencias verticales reconocidas representan secuencias que tienden a ser finas hacia arriba "fining upward", interpretadas como facies de submarea, de facies dominadas por mareas las cuales gradúan hacia arriba en arenas de planicie de marea baja o en facies de barra de arena de marea baja. Sin embargo, las secuencias que constituyen a los depósitos de isla de barrera tienden a ser gruesas hacia arriba "coarsening upward" y representados por "mudstone" bioturbados y arenas limosas en la base, sobreyacidas por areniscas de grano fino con estratificación cruzada y, en algunos casos, se presentan unidades ricas en bioclastos formando delgadas láminas con superficies erosionales

2.6.3.1 CARACTERÍSTICAS DEL REGISTRO ELÉCTRICO

No es nada fácil reconocer y distinguir entre ambientes siliciclásticos someros y ambientes deltáicos con base en el análisis diagráficos, ya que, como mencionamos, la gran variedad de depósitos que se llegan a formar en los ambientes someros presentan grandes variantes que no permiten que exista un modelo de electrofacies típico (SERRA, O., 1989). En muchos ejemplos consultados, con el fin de reconocer algunas tendencias diagráficas, fue posible ver cómo cambiaba la interpretación de un ambiente previamente descrito mediante un método distinto al diagráfico, ya que al tener en mente el ambiente interpretado y al relacionarlo con los registros eléctricos no ajustaban completamente con las tendencias descritas, lo que llevaba a establecer otras hipótesis respecto al ambiente de depósito.

2.6.4 AMBIENTE CARBONATADO DE AGUAS SOMERAS

Estos ambientes se caracterizan por el depósito de carbonatos generados por procesos bioquímicos en aguas someras (menores a 100 m), pero algunas veces se generan por el retrabajo y redistribución de estos sedimentos por corrientes. READING, H. G., (1978) considera 5 zonas en los ambientes carbonatados someros: zona de supramarea, zona de costa, plataforma marina, cinturón arrecifal y talud de plataforma.

Las secuencias carbonatadas son el resultado de condiciones biológicas y fisicoquímicas óptimas que favorecen la precipitación de soluciones carbonatadas. La precipitación de soluciones carbonatadas en tirantes de agua someros da lugar a la construcción de secuencias que se repiten varias veces siempre bajo condiciones de aguas someras. El mineral dominante en estas secuencias es la calcita; sin embargo, la dolomita, el yeso y anhidrita abundan en zonas de intermarea y de supramarea.

2.6.4.1 CARACTERÍSTICAS DEL REGISTRO ELÉCTRICO

Por lo que respecta a la respuesta del registro de rayos gamma las secuencias carbonatadas someras presentan baja radioactividad, excepto en intervalos arcillosos en donde la deflexión de la curva radiactiva puede ser alta debido a la presencia de minerales como el torio, potasio y uranio; o si hay abundante materia orgánica presente en la formación.

2.6.5 AMBIENTES CLÁSTICOS DE AGUAS PROFUNDAS

Este ambiente se caracteriza por sedimentos que fueron depositados en grandes cuerpos de agua bajo la acción de las olas. El flujo gravitatorio es el mecanismo físico que conduce al depósito de los fragmentos carbonatados y detríticos de roca, de los fragmentos de esqueletos y de minerales como el cuarzo, feldespato potásico, plagioclasas y micas.

Las secuencias de ambientes profundos, constituidas por flujos gravitatorios se encuentran constituidas por sedimentos finos, bien clasificados y de espesor variable, que básicamente quedan representados por la secuencia de Bouma, y específicamente en secuencias turbidíticas.

2.6.5.1 CARACTERÍSTICAS DEL REGISTRO ELÉCTRICO

La respuesta que presentan los registros eléctricos en secuencias clásticas de mar profundo, depende de los 2 tipos de secuencias turbidíticas (siliciclásticas o bioclásticas).

Durante el depósito de las secuencias turbidíticas siliciclásticas, la respuesta de la curva de rayos gamma puede variar; lo anterior depende del grado de madurez mineralógica y del contenido de minerales ricos en torio y potasio que provengan de la roca fuente. Lo anterior significa que si el grado de madurez mineralógica es alto, los valores de radiactividad serán bajos y por el contrario, se reflejan valores altos de radiactividad cuando se tiene la presencia de minerales inmaduros ricos en feldespato potásico y micas.

El comportamiento que presenta la curva de rayos gamma en secuencias constituidas por turbiditas bioclásticas (carbonatadas) es generalmente de valores bajos; lo anterior se debe al bajo contenido de minerales ricos en torio y potasio. Hay que aclarar que muchas veces la curva de rayos gamma muestra valores altos de radiactividad dentro de las secuencias turbidíticas bioclásticas y esto se debe a que el contenido de

potasio puede ser alto cuando se tienen altas concentraciones de lodos pelágicos.

2.7 SECUENCIAS SEDIMENTARIAS DEFINIDAS EN EL ÁREA DE ESTUDIO.

El comportamiento sedimentario que presentan los pozos que constituyen la sección en estudio (Tres Pueblos-1A, Aztlán-1A, Escuintle-1, Luna-101, Tizón-1, Troje-1, Costero-1, Xicalango-1 y Palancares-1) y que forman parte del área denominada "Subuencas Terciarias del Sureste", representa dos periodos geodinámicos en la historia evolutiva de ellas, desde el Jurásico Tardío hasta la actualidad.

El Primer Período representa el Estado de "Post-Rift" dentro de la evolución de la cuenca y queda claramente representado por una secuencia transgresiva, producto de la expansión oceánica en la parte central del Golfo de México, hasta alcanzar el establecimiento de las márgenes pasivas (SALVADOR, A., 1991)

El Segundo Período representa el Estado de Expansión del Dominio Marino (GUZMAN – VEGA, M., 1991), evidenciado por el cambio en el régimen de sedimentación carbonatada a terrígena y estableciéndose el proceso regresivo, producto de la primera colisión entre el Bloque Chortis (microplaca móvil e independiente, SEDLOCK, *et al.*, 1993, *in* OVIEDO, A., 1996) y Chiapas durante el Cretácico Tardío, dando como resultado el primer levantamiento del Macizo de Chiapas (CARFANTAN, J. C., 1981; *in* OVIEDO, A., 1996).

Estos dos períodos ponen de manifiesto el establecimiento de dos grandes GIGASECUENCIAS las cuales forman parte de las secuencias de 6º y 7º orden, según la escala tipológica de las secuencias sedimentarias planteada por DELFAUD, J., (1974), y que se relacionan a eventos que dieron origen a fenómenos de relevancia global.

Para la subdivisión de las series sedimentarias, con base en el análisis de electrosecuencias, de los pozos que conforman la sección en estudio, se utilizaron diferentes curvas de registros eléctricos, entre las que se encuentran la curva de rayos gamma, la curva del potencial espontáneo "SP", la curva de resistividad, la curva del tiempo de tránsito, la curva de densidad y la de porosidad. Cabe aclarar, que desafortunadamente no todos los pozos contaron con un juego completo de curvas. Con el fin de tener una mejor resolución vertical y poder diferenciar y delimitar más claramente a los cuerpos de referencia se utilizaron registros a escala 1:5,000. La subdivisión de gigasecuencias, megasecuencias y mesosecuencias, que a continuación se describirán, fue establecida con base en la escala de los registros anteriormente citados; sin embargo, los registros que se incluyen en el texto se encuentran a la escala de 1:10,000. Esta aclaración, se plantea porque muchas de los límites de las mesosecuencias pueden no ser muy evidentes, ya que al aumentar la escala, la resolución vertical es menor.

2.7.1 GIGASECUENCIAS

La Gigasecuencia I, reconocida con base en la descripción litológica, así como en el comportamiento diagráfico de los pozos que constituyen la sección en estudio, representa la etapa del proceso transgresivo. Esta gigasecuencia se encuentra conformada por las Megasecuencias A y B (Fig 2.9). La etapa del proceso transgresivo involucra a los Sistemas Jurásico Superior y Cretácico y, más específicamente, a los pisos Bathoniana, Calloviana, Oxfordiana, Kimmeridgiana, Tithoniana y las series Cretácica Inferior y Cretácica Media, respectivamente.

De manera general, en la Gigasecuencia I predominan las secuencias granodecrecientes o secuencias positivas, y se caracteriza por presentar secuencias estratocrecientes hacia los márgenes de la sección en estudio; es decir, esta gigasecuencia presenta los mayores espesores hacia el Pozo Tres Pueblos-1A, localizado al Occidente de la sección y hacia el Pozo Xicalango-101, localizado al Oriente de la sección. Esta Gigasecuencia representa un período de tiempo de 65 M.a. hacia los márgenes de la sección, que comprende desde el Bathoniano (157 M.a) al Cretácico Medio (92 M.a) y de 52 M.a, hacia el centro de la sección, comprendiendo desde el Kimmeridgiano (140 M.a) al Cretácico Medio (92 M.a), establecido con base en la carta de ciclos mesozoicos y cenozoicos de HAQ, B. U., *et al.*, 1987.

La Gigasecuencia II, reconocida al igual que la anterior, con base en la descripción litológica y en el comportamiento diagráfico de los pozos que constituyen la sección en estudio, representa la etapa del evento regresivo. Esta gigasecuencia se encuentra conformada por 5 megasecuencias que involucran al Sistema Cretácico y al Sistema Terciario, específicamente a la parte superior de la Serie Cretácica Superior y a las Series Paleocena, Eocena, Oligocena, Miocena, Pliocena y Pleistocena, respectivamente.

De manera general, en la Gigasecuencia II, predominan las mesecuencias granodecrecientes o secuencias positivas; sin embargo, existe una gran cantidad de secuencias granocrecientes o negativas dentro de la gigasecuencia que representa la Etapa de Expansión Marina. De manera contraria al comportamiento que presentan las secuencias estratocrecientes de la Gigasecuencia I, la Gigasecuencia II presenta las secuencias estratocrecientes hacia el centro de la sección y las secuencias estratodecrecientes hacia los márgenes de la sección en estudio. Esta gigasecuencia representa un período de tiempo de 92 M.a aproximadamente, comprendiendo desde el Cretácico Superior hasta el Reciente, establecido con base en la carta de ciclos mesozoicos y cenozoicos de HAQ, B. U *et al.*, 1987.

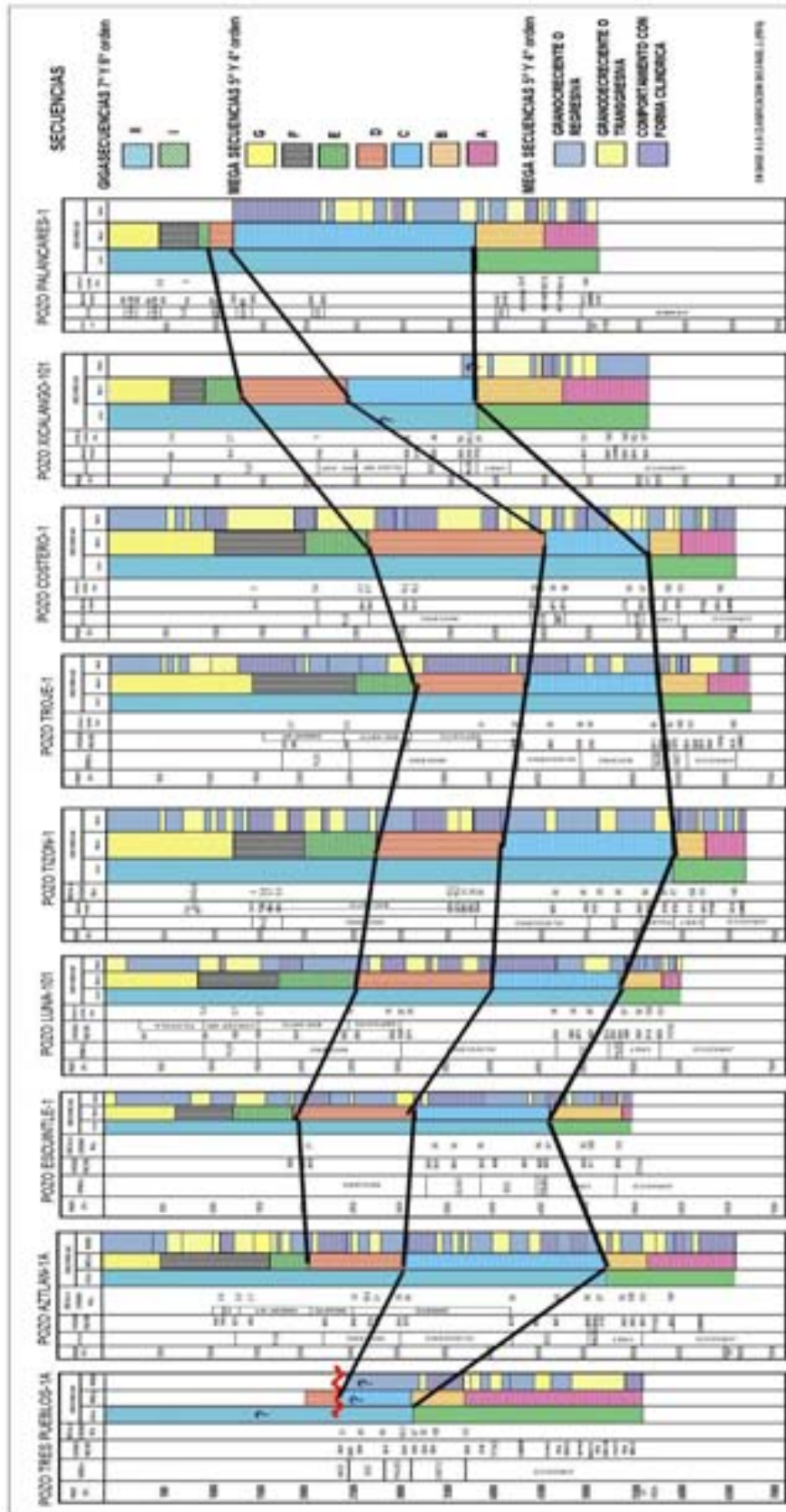


Fig. 2.9 Distribución vertical y lateral de las giga, mega y mesosecuencias

2.7.2. MEGASECUENCIAS

Las megasecuencias representan etapas de evolución paleogeográficas relacionadas a variaciones en las condiciones eustáticas o tectónicas y forman parte de las secuencias de 4^o y 5^o orden, según la escala tipológica de las secuencias sedimentarias planteada por DELFAUD, J., (1974).

El relleno sedimentario que conforma a la Subcuencas Terciarias del Sureste y que se encuentra representado en los 9 pozos que constituyen la sección en estudio, ha sido dividido en 7 megasecuencias en los Pozos Aztlán-1, Escuintle-1, Luna-101, Tizón-1, Troje-1 y Costero-1, Xicalango-101 y Palancares-1 y en 3 megasecuencias en el Pozos Tres Pueblos-1A,. La división en megasecuencias se estableció con base en el análisis de electrosecuencias, así como en los atributos litológicos; posteriormente, éstas a su vez fueron divididas en mesosecuencias las cuales forman parte de las secuencias de 3er. orden, según la escala tipológica establecida por DELFAUD, J., (1974) y para ciclo de 4to orden establecido por VAIL, P. R., *et al.*, (1977) con base en los mismos criterios utilizados para la delimitación de megasecuencias (ver apéndice A).

Las mesosecuencias se encuentran representadas en los registros eléctricos por un espejo de la curva de volumen de arcilla en la escala de 0 a 1 el cual representa 0% de arcilla en color amarillo y 1 representa el 100% de arcilla en color café. Las curvas de color amarillo constituyen a las mesosecuencias que diagráficamente presentan un comportamiento con tendencia granocreciente y que caracteriza al **proceso regresivo** (secuencia negativa); las curvas de color café constituyen a las mesosecuencias que diagráficamente presentan un comportamiento granodecreciente y que caracteriza al **proceso transgresivo** (secuencia positiva). Las tendencias de las mesosecuencias que diagráficamente presentan una tendencia recta o cilíndrica; es decir, representan lecturas constantes o casi constantes de la curva de rayos gamma.

Cada una de estas megasecuencias representa distintas etapas del proceso de evolución estratigráfico que ha sufrido la cuenca y cada una constituye un ambiente de depósito.

Como se mencionó anteriormente, en sólo 8 pozos, de los 9 que constituyen la sección en estudio, fue posible delimitar 7 megasecuencias; en el pozo restante no fue posible, ya que los registros eléctricos no estaban completos, por lo que se analizaron sólo ciertos intervalos. Como vemos existen algunos problemas debido a que no hay uniformidad en cuanto a la información que posee cada uno de los pozos, por esta razón describiremos a las megasecuencias tomando como base al Pozo Costero-1.

La razón de seleccionar al Pozo Costero-1, para describir a las megasecuencias, fue porque este pozo contiene una buena cantidad de curvas o registros que facilitan más la descripción.

2.7.2.1. MEGASECUENCIA A (Pisos Bathoniano - Tithoniano)

La megasecuencia A, en general está representada por el Sistema Jurásico y en el pozo en particular, se encuentra representado por la serie Jurásica Superior (Pisos Kimmeridgiano-Tithoniano).

El comportamiento que presenta la curva de rayos gamma en general es granodecreciente o positiva y muestra una gradación normal; sin embargo, existen algunos intervalos de la electrosecuencia que muestran tendencias granocrecientes o negativas. En general la tendencia que presenta el registro de rayos gamma es transgresiva, con altos valores de radioactividad. La alta respuesta radiactiva que presenta esta megasecuencia es posible relacionarla con la abundancia de materia orgánica.

Litológicamente esta megasecuencia se encuentra constituida por carbonatos y específicamente por "mudstone" y posiblemente "packstone" Los altos valores de radiactividad (posiblemente relacionada con materia orgánica) permiten interpretar que las condiciones de energía eran débiles, posiblemente favoreciendo la preservación de la materia orgánica.

Al analizar a la megasecuencia y al establecer los límites de las mesosecuencias, es posible establecer que en la base las mesosecuencias presentan un comportamiento concordante (con base en la figura 2.4). Posteriormente, en la medida que se asciende estratigráficamente las mesosecuencias se comportan de forma contraria. Básicamente el grado de concordancia o discordancia que experimenta la megasecuencia se relaciona con cambios en las condiciones de energía durante el depósito. Si relacionamos los altos valores radiactivos con la materia orgánica podemos interpretar que el ambiente de depósito puede corresponder a depresiones dentro de la plataforma en donde las condiciones de energía no fueron muy altas. Si estas observaciones las relacionamos con el Pozo Tres Pueblos-1A el cual presenta una columna estratigráfica desde el Bathoniano hasta el Tithoniano se puede establecer en general que las curvas muestran cuerpos más limpios en donde los volúmenes de arcilla son menores y poco radiactivos interpretándose condiciones de alta energía a través de las mesosecuencias que la conforman; lo anterior confirma que la mayor parte de las mesosecuencias de este pozo tienen carácter de roca almacén y hacia la cima de la mesosecuencia se comporta como roca generadora. En el Pozo Aztlán-1A, la base del J.S.Kimmeridgiano muestra un cuello arcilloso poco radiactivo, posteriormente tiende a ser más limpio hasta llegar al Tithoniano, el cual presenta un cuello arcilloso muy radiactivo, en general es posible interpretar condiciones de alta energía para el J.S. Kimmeridgiano y parte inferior del J.S. Tithoniano mientras que la parte superior del Tithoniano muestra condiciones restringidas de menor energía. El Pozo Escuintle-1 cortó poco espesor de la megasecuencia A. Las mesosecuencias muestran hacia la base tendencias con poco volumen de arcilla y hacia la parte superior se tiene un cuello de arcilla poco radiactivo lo que permite interpretar condiciones de mayor energía con respecto al pozo anterior. El Pozo Luna-101, al igual que el anterior, cortó poco espesor de la megasecuencia A, y la mesosecuencia observada muestra

un alto volumen en el contenido de arcilla y muy radiactivo, lo que nos permite interpretar condiciones restringidas de baja energía. El Pozo Tizon-1 presenta en su base un cuerpo limpio de arcilla para posteriormente tender a presentar un espesor potente con alto volumen de arcilla y muy radiactivo interpretando condiciones cada vez más restringidas y de menor energía. Por lo que respecta al Pozo Troje-1, la megasecuencia A es la más profunda estructuralmente y esta conformada por un cuerpo potente y sucio de material arcilloso y muy radiactivo representando condiciones muy restringidas de baja energía y, posiblemente, este pozo constiuya el parteaguas entre la megasecuencia más arcillosa hacia el W con un alto grado de radioactividad a excepción del Pozo Tres Pueblos-1A, el cual tiende a ser limpio y la megasecuencias A de los Pozos Xicalango-101 y Palancares-1 los cuales tienden a subir estructuralmente. Estos últimos pozos forman parte del bloque E de la Plataforma de Yucatán y tienden a ser cuerpos limpios con delgadas intercalaciones de cuerpos arcillosos y hacia la cima muestran un cuello arcilloso con alto grado de radioactividad interpretándose condiciones restringidas de baja energía.

2.7.2.2. MEGASECUENCIA B (Series Cretácica Inferior - Cretácica Superior)

La megasecuencia B, en general está representada por el Sistema Cretácico. El comportamiento que presenta la curva de rayos gamma en general es granocreciente o negativa. Con base en la clasificación de electrosecuencias establecida por la Compañía Shell (ver Fig.2.1) esta megasecuencia tiene forma cilíndrica ligeramente dentada donde, hacia la cima y base, la megasecuencia cambia de forma abrupta; sin embargo, en general a nivel de Cretácico Medio la curva de rayos gama muestra un incremento en la arcillosidad de los carbonatos principalmente en los Pozos Tres Pueblos-1A, Escuintle-1, Luna-101, Tizón-1, Troje-1, Costero, Xicalango-101 y Palancares-1, mientras que en el Pozo Aztlán-1A la curva es limpia. Lo anterior permite interpretar esta zona como el intervalo máximo que alcanzó la transgresión y entrar a la fase regresiva. Desde el punto de vista litológico esta megasecuencia representada por carbonatos "mudstone" a "wackstone" cambia hacia la cima a dolomías, lo cual quedaría entendido por el efecto regresivo afectando diagenéticamente a la rocas del Cretácico Medio y posiblemente podría mostrar efectos discordantes.

2.7.2.3. MEGASECUENCIA C (Series Paleocena - Oligocena)

La megasecuencia C, está representada por el Sistema Terciario Paleógeno y en general todos los pozos tiende a ser granocreciente o negativa en la base y posteriormente cambia a mesosecuencias granodecrescentes. Con base en la clasificación de electrosecuencias establecida por la Compañía Shell (ver Fig.2.1) esta megasecuencia tiene forma de campana dentada retrogradante. El límite de la secuencia inferior es dramáticamente abrupto pues se cambia de un régimen carbonatado a terrígeno, es decir, se tiene un cambio litológico pues cambia de mesosecuencia granocreciente y una mesosecuencia cilíndrica, a condiciones granodecrescentes. Estos cambios

abruptos se relacionan al proceso regresivo que experimentó el área en estudio estableciéndose condiciones de ambientes marinos clásticos. En la medida que se asciende estratigráficamente, las mesosecuencias muestran un comportamiento granodecreciente. Lo anterior llama la atención ya que como sabemos las tendencias granodecrecientes caracterizan a los procesos transgresivos dando lugar al apilamiento de secuencias clásticas transgresivas. Las mesosecuencias de los pozos situados al W de la sección Tres Pueblos, Aztlán-1a (mesosecuencia de mayor espesor), Escuintle-1, muestran los desarrollos más potentes de los cuerpos arenosos lo que permite interpretar que estamos en condiciones proximales de los canales de talud, mientras que en el Pozo Luna-101 fluctúa entre los canales de talud en la base de la megasecuencia hacia canales del abanico interno y pasar a los lóbulos del abanico en la parte superior de la megasecuencia. En los Pozos Tizón-1 y Troje-1 las curvas de la megasecuencia muestran condiciones distales interpretándose condiciones de planicie de cuenca. Para el Pozo Costero-1 las curvas de la megasecuencia cambian drásticamente ya que de nueva cuenta se muestran espesores potentes de arena en condiciones de canales de abanico medio y posteriormente cambian verticalmente a condiciones de lóbulos de abanicos. En el Pozo Xicalango-101, las curvas en la base de la mesosecuencia representa condiciones distales en ambientes de planicie de cuenca cambiando verticalmente a facies de lóbulos de abanico en la parte superior de la megasecuencia. En el Pozo Palancares-1, las curvas eléctricas de la megasecuencia permiten interpretar que prevalecieron condiciones de plataforma hasta el Eoceno Medio para posteriormente cambiar a condiciones terrígenas, estableciéndose facies distales de planicie de cuenca y cambiar verticalmente a facies de abanicos de cuenca.

2.7.2.4. MEGASECUENCIA D (Series Mioceno Inferior-Mioceno Superior)

La Megasecuencia D, en general se comporta como una megasecuencia granocreciente hacia el W de la sección donde se localizan los Pozos Tres Pueblos-1a, Aztlán-1a, Escuintle-1 y Luna-101; sin embargo, también abundan las mesosecuencias que tienden a ser granodecrecientes hacia el centro de la sección donde se localizan los Pozos Tizón-1, Troje-1, Costero-1, Xicalango-101, cambiando las condiciones en el Pozo Palancares-1.

Esta megasecuencia en su límite inferior no muestra un cambio abrupto ya que se preservan las condiciones de ambientes marinos clásticos; sin embargo, el límite superior sí presenta un cambio drástico ya que muestra mesosecuencias granodecrecientes finas. Cabe aclarar que el proceso de aporte de sedimentos siliciclásticos continuó presentando mayor compactación y subsidencia hacia el centro de la sección donde las mesosecuencias son más arcillosas y se puede asociar a la forma en que aumentan las mesosecuencias granocrecientes, principalmente en el extremo occidental de la sección.

Litológicamente las secuencias arenosas empiezan a ser abundantes en donde se localizan los Pozos Escuintle-1 y Luna-101 esto es importante ya que el Pozo Luna 301 fue productor de gas en arenas turbidíticas del Mioceno Superior lo que representa una área de oportunidad principalmente alrededor de estos pozos. Por otro lado, en el extremo Oriental de la sección el Pozo Xicalango-8 fue productor de gas en arenas del Mioceno Superior. Esta megasecuencia adquiere gran importancia ya que el “play” está probado; ahora falta entender su distribución.

Las mesosecuencias del Pozo Tres Pueblos-1A, inician siendo granodecrecientes muy finas, con delgados cuerpos de arenas que van incrementándose hacia el final de Megasecuencia. La característica de las curvas de esta mesosecuencia es la de presentar forma de huevo o simétrica serroteada, interpretando facies de planicie de cuenca que cambian verticalmente a lóbulos de abanico. El Pozo Aztlan-1A inicia con cuerpos que presentan curvas en forma simétrica relativamente grandes y verticalmente varían a cuerpos más pequeños, con mayor cantidad de arcilla, interpretando facies de abanico distal que cambian verticalmente a facies más distales de planicie de cuenca. El Pozo Escuintle-1 muestra un mayor apilamiento de cuerpos de arena en forma simétrica y varía verticalmente a forma cilíndrica; lo anterior permite interpretar facies de canal medio a facies de canal interno y posiblemente hasta facies de canales de talud, representando condiciones marinas profundas proximales. El Pozo Luna-101 presenta cuerpos más arcillosos que el anterior, sin embargo; las formas de las curvas simétricas y cilíndricas permiten interpretar condiciones más distales que el pozo anterior, estableciendo, en la base, facies de lóbulos de abanico distal a facies de canal medio a interno hacia la cima de megasecuencia. La tendencia que presentan las curvas de los pozos Tizón-1 y Troje, muestra delgados cuerpos de arenas apiladas en forma de sierra, representando condiciones que se hacen más distales hacia el pozo Troje -1, interpretándose facies de planicie de cuenca. El Pozo Costero-1, a diferencia de los pozos anteriores, muestra mayor cantidad de cuerpos de arena delgados y apilados; las curvas son simétricas o en forma de huevo con poca arena, verticalmente se encuentran intercalados cuerpos de mayor espesor. Las facies sedimentarias que se interpretan para esta megasecuencia, de la base a la cima, corresponden a una intercalación de facies de planicie de cuenca con cuerpos de lóbulos de abanicos distales. El Pozo Xicalango-101 muestra una pobre distribución de cuerpos apilados de arena entre cuellos de arcilla de espesor potente. La forma de la curva es simétrica o en forma de huevo, las facies sedimentarias que se interpretan son de planicie de cuenca. El Pozo Palancares-1 presenta, hacia la base, megasecuencia con delgados cuerpos de arena, en los cuales la tendencia de la curva es granocreciente y simétrica, En la medida que se asciende verticalmente, los cuerpos de arena son potentes y de forma cilíndrica con forma de sierra; la interpretación que se considera es de una variación de lóbulos de abanicos distales a canales de abanicos internos.

2.7.2.5. MEGASECUENCIA E (Serie Plioceno Inferior)

La megasecuencia E, en general se comporta como una megasecuencia en la que ya hay mayor influencia las mesosecuencias granodecipientes o positivas sobre las granocrecientes. Cabe aclarar que la tendencia anteriormente descrita va desde el pozo Tres Pueblos-1A hasta la base del Pozo Costero-1. Cabe mencionar que la zona con mayor arcillosidad se localiza los pozos Escuintle-1, Luna-1 y Tizón-1, donde el porcentaje de cuerpos de arena es mínimo, convirtiéndose en un sello excelente para los cuerpos arenosos de la megasecuencia D. El Pozo Troje-1 muestra pequeños desarrollos de delgados cuerpos arenosos con alto porcentaje de arcilla y se extiende hacia la base del Pozo Costero-1, interpretándose un acuñamiento de las mesosecuencias arcillosas hacia el E. Las mesosecuencias superiores del pozo Costero-1 muestran desarrollo de cuerpos arenosos, en donde la curva presenta forma simétrica, interpretándose facies de lóbulos de abánicos distales. Hacia los pozos Xicalango-101 y Palancares-1 se empiezan a desarrollar delgados cuerpos de arena de forma simétrica, alcanzando mayor cantidad de cuerpos de arena con formas simétricas hacia el Pozo Palancares-1, interpretándose facies de canal de abanico interno. Con base en la gran cantidad de arcilla que presenta esta megasecuencia, es posible que represente el proceso transgresivo que sufre la cuenca, depositando extensos cuerpos de arcilla y convirtiéndose en un sello regional de las megasecuencias inferiores.

2.7.2.6. MEGASECUENCIA F (Serie Plioceno Superior)

La megasecuencia F, en general muestra la continuación de tendencia transgresiva anteriormente descrita, donde las mesosecuencias son granodecipientes en la mayor parte de la sección, presentando potentes cuerpos de arcillas, desde la base del Pozo Aztlán-1A hasta el Pozo Troje-1, donde se incrementa la subsidencia y, por consecuencia el espesor de las arcillas. Hacia los bordes de la sección, la parte superior del pozo Aztlán-1A tiende a desarrollar cuerpos de arena con formas simétricas que tienen características granodecipientes hacia la cima, las cuales se interpretan como facies de plataforma marina transgresiva. Hacia el Este, donde se localiza el Pozo Costero-1, el apilamiento de cuerpos de arena es impresionante, alcanzando los cuerpos de arena aproximadamente 1100 m de espesor, los cuales, en general, tienden a ser granocrecientes en su base, cilindricos en la parte media y granodecipientes hacia la cima de la megasecuencia, adelgazándose hacia los pozos Xicalango-101 y Palancares-1. Las facies sedimentarias que se interpretan son de plataforma marina transgresiva proximal a un margen de delta progradante.

2.7.2.6. MEGASECUENCIA G (Series Plioceno Superior - Pleistoceno)

La megasecuencia G está dividida en dos secciones: la parte inferior, caracterizada por ser una megasecuencia arcillosa en la que las curvas se muestran granodecipientes particularmente entre los pozos Luna-101 y Troje-1 donde, se observa que continúa el proceso de subsidencia en esa zona, en

particular mientras que hacia los bordes W y E el apilamiento de los cuerpos de arena se empieza a desarrollar particularmente hacia los pozos Escuintle-1 y Aztlán-1A, las curvas muestran tendencias granocrecientes de forma simétrica a cilíndrica interpretándose facies de margen de delta progradante a zonas de planicie de costa progradante y verticalmente cubierta por mesosecuencias arcillosas con delgados cuerpos de arena. Del Pozo Luna-101, hacia el E predominan los cuerpos arenosos que varían en la forma de simétricos granodecrecientes a cilíndricos con cuellos arcillosos. Llama la atención el Pozo Troje-1, donde esa megasecuencia alcanza un desarrollo considerable de cuerpos de arena con tendencias granocrecientes –cilíndricas y finaliza con tendencias granodecrecientes, alcanzando en este punto el mayor espesor. Hacia el Pozo Costero-1, los cuerpos arenosos son granocrecientes, pero delgados, con mayor cantidad de cuellos arcillosos y tienden a acuñarse hacia el Pozo Xicalango-101, interpretándose como condiciones de migración de márgenes de delta progradante a condiciones de planicie costera. Hacia el Pozo Palancares-1, la tendencia de los cuerpos de arena es granocrecientes a cilíndricos, estableciendo condiciones de facies de planicie costera progradante.

2.7.3. CORRELACION REGIONAL DE SECUENCIAS

La Figura 2.9, permite resumir el comportamiento y los límites de las gigasecuencias, megasecuencias y mesosecuencias de cada uno de los pozos que constituyen la sección en estudio. La construcción de esta figura se basó en el análisis de electrosecuencias, con base en registros eléctricos a escala 1:5,000 por lo que existe mayor densidad de información que en los registros eléctricos, a escala 1:10,000.

Las gigasecuencias se denominan I y II y las megasecuencias se distinguen por presentar un color característico y se les refiere con letras de la A a la G. Las mesosecuencias que están representadas en color amarillo, con patrón diagonal, se refieren a las mesosecuencias granocrecientes "coarsening upward" o regresivas; las de color azul y con patrón diagonal, se refieren a las mesosecuencias granodecrecientes "fining upward" o transgresivas. Finalmente, las mesosecuencias de color azul o amarillo con patrón vertical, representan respuestas diagráficas rectas o casi rectas con formas cilíndricas.

Cabe aclarar, que en el caso de los registros eléctrico (ver apéndice A) se representa a las megasecuencias con colores, y a las mesosecuencias se encuentran representadas por la un espejo de la curva de volumen de arcilla en color café y amarillo. Los curvas de color café representan a las secuencias granodecrecientes o positivas y las curvas de color amarillos representan a las secuencias granocrecientes o negativas.

La Figura 2.10. representa la integración del análisis de secuencias y nos permite, de manera fácil y objetiva, observar la distribución sedimentaria vertical y lateral de las 7 secuencias analizadas y plantear posibles correlaciones que fueron la base para las correlaciones de facies geoquímicas (Fig. 3.10).

Con la delimitación de las gigasecuencias, megasecuencias y mesosecuencias fue posible establecer 3 bloques estructurales con características geológicas, muy interesantes desde el punto de vista económico ya que confirma y muestra la distribución vertical y horizontal de los “plays terciarios” probados en Luna y Xicalango.

El Bloque Occidental, que involucra al Pozo Tres Pueblos-1A, es moderadamente atractivo desde el punto de vista económico.

El Bloque Central que involucra a los Pozos Aztlán-1A, Escuintle-1, Luna-101, Tizón-1, Troje-1 y Costero-1, es muy atractivo desde el punto económico, ya que la distribución vertical y lateral de cuerpos de arenas constituyen una area importante desde el punto de vista exploratorio, por que muestra el potencial de la roca almacén y los sellos superiores, en algunos pozos probados y en otros aun sin probar.

En el Bloque Oriental, que involucra al los pozos Xicalango-101 y Palancares-1. La importancia es baja a moderada, ya que si bien es cierto que existe producción de gas en las arenas miocénicas, el espesor y su distribución lateral no es muy grande.

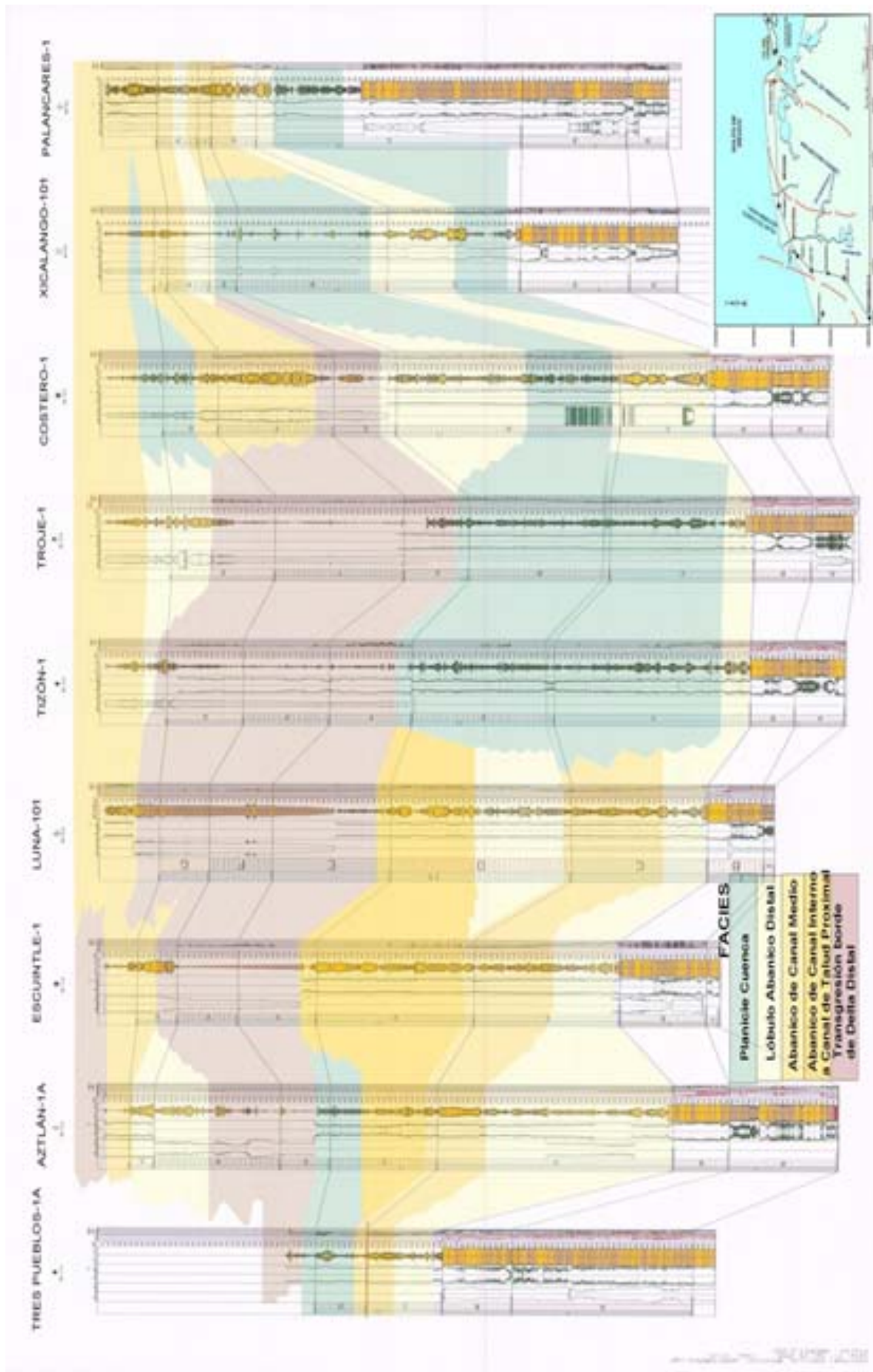


Fig. 2.10 Distribución de facies sedimentarias vertical y lateral

III. FACIES ORGÁNICAS

3.1. INTRODUCCIÓN

La geoquímica del petróleo es básicamente, una herramienta que complementa a los estudios geológicos y geofísicos empleados para la prospección del petróleo y gas, se utilizan principios químicos que permiten estudiar el origen, migración, acumulación y alteración del petróleo. Por lo tanto, resulta importante poder identificar los componentes orgánicos presentes en las rocas sedimentarias, ya que nos permite tener información sobre el medio ambiente de depósito (existen componentes específicos de determinados ambientes, temperaturas, salinidades, etc.) y estimar qué productos se pueden obtener al someterse a procesos de pirólisis, ya que cada componente presenta diferente potencial generador.

Como hemos visto, la estratigrafía de secuencias es una útil herramienta geológica que considera la distribución de las facies orgánicas, para interpretar en una sección sísmica, en una sección de pozos o de afloramientos, la subdivisión en sistemas de depósito, controlados por la materia orgánica.

JONES, R. y G. J. DEMAISON, (1982) (*in* PETERS, K. E. and M. R. CASSA, 1994) proponen una definición formal para las facies orgánicas y la definen de la siguiente forma:

Una facie orgánica es una subdivisión mapeable de una unidad estratigráfica designada, distinguida de la subdivisión adyacente con base en las características de sus constituyentes orgánicos, sin considerar los aspectos inorgánicos del sedimento.

Es importante tener muy bien entendido, que la relación atómica H/C es el factor principal que determina la capacidad de generación (*in* DURAND, B. and J. C. MONIN, 1980); sin embargo, debido a que la obtención de la relación H/C es muy costosa, el índice de hidrógeno y el índice oxígeno es determinado a través de los análisis de pirólisis por el "Rock-Eval". Este equipo ha llegado a ser tan utilizado que se ha convertido en el caballo de batalla de la industria petrolera, utilizándose en las tareas de evaluación de rocas generadoras, así como para el reconocimiento de las facies orgánicas.

La disminución de la capacidad de generación está reflejada en el aumento de oxidación de la materia orgánica y generalmente está acompañada por un aumento en el porcentaje de materia orgánica continental re trabajada.

En este capítulo se interpretan datos de pirólisis por "Rock-Eval", así como de Carbono Orgánico, de los nueve pozos, que constituyen la sección en estudio. El reconocimiento de las facies orgánicas a través de los datos de pirólisis por "Rock-Eval" de los nueve pozos nos permiten conocer la

distribución espacial que presentan las facies orgánicas; es decir, el comportamiento vertical y lateral de las facies orgánicas. Los datos de pirólisis por "Rock-Eval" y de Carbono Orgánico fueron proporcionados por Petroleos Mexicanos.

Para poder establecer la riqueza de la materia orgánica, la capacidad de generación que ésta presenta, el grado de evolución térmica de la roca generadora y la calidad de la materia orgánica, se elaboraron una serie de gráficas que permitieron obtener resultados interesantes. Las gráficas de Van Krevelen fueron sustituidas por gráficas que relacionan directamente los valores de índice de hidrógeno con su correspondiente valor de índice de oxígeno, en función de la profundidad. Esto de alguna manera es una forma innovadora y objetiva de visualizar a los datos geoquímicos en profundidad, ya que directamente nos permite establecer juicios sobre la calidad de la roca generadora y sobre su riqueza orgánica. El objetivo es utilizar a la información geoquímica como una base de datos para establecer límites de secuencias a través de la definición de facies orgánicas. El poder definir y establecer facies orgánicas nos permite interpretar cambios en las condiciones de depósito y, por consecuencia, es posible relacionarla a un medio ambiente de depósito.

3.1.1 FACIES ORGÁNICAS: Conceptos

La primera definición del concepto de facies orgánicas fue elaborada por RODGERS y KOORRS, 1971 *in* JONES, R. W., (1987), quienes definieron una "Facies Orgánica Marina" y una "Facies Orgánica Continental" tomando como base la distribución de hidrocarburos C_{15+} . DOW, W.G (1977) y BARKER, D. R., (1979) *in* JONES, R. W., (1987), consideran que las facies orgánicas continentales están frecuentemente asociadas a condiciones generadoras de gas, mientras que la facie orgánica marina es considerada como generadora de aceite.

DEMAISON, G. J. y G. T. MOORE., (1980) empiezan a diferenciar ciertas características de las facies orgánicas marinas y las dividen en dos:

La primera facie se caracteriza por ser altamente generadora de aceite, que fue depositada en agua no oxidante o bajo condiciones que llegaron a ser no oxidantes poco después de la depositación. La segunda facie se caracteriza por ser esencialmente no generadora, y es una facie orgánica marina altamente oxidante.

Por lo que respecta a la situación que presentan las facies orgánicas continentales, ésta es aún más compleja, ya que hay gran variedad de materia orgánica en los diferentes medios ambientes continentales y generan diferentes tipos de kerógeno (fracción de materia orgánica sedimentaria) que influyen en el aceite de la materia orgánica marina.

Cabe mencionar que la capacidad de generación de cualquier facie orgánica no depende de cómo están definidas las facies, depende de la capacidad inicial de generación de la materia orgánica y de la cantidad de

oxidación que sufre la materia orgánica antes de depositarse en un medio ambiente no óxidado.

Como veremos más adelante, una de las técnicas de análisis de la materia orgánica lo constituye la pirólisis por medio del "ROCK-EVAL". Este análisis se basa en la detección selectiva y cuantitativa de los compuestos hidrogenados (hidrocarburos libres) y oxigenados (CO_2) liberados durante la pirólisis de la materia orgánica en condiciones normales. Como el CO_2 es utilizado como un parámetro indicativo de la cantidad de oxígeno que contiene el kerógeno y la fracción S_2 es relacionada con el contenido de hidrógeno, es posible estimar los valores de índice de hidrógeno y oxígeno.

La Tabla 1 determinará las 7 facies orgánicas propuesta por JONES, R. W., (1987). En ella se describen, con base en la capacidad de generación de petróleo. Los valores índice de hidrógeno (IH) y del índice de oxígeno (IO) para las diferentes facies orgánicas son aproximados y pueden variar ligeramente de los valores indicados. La figura 3.1 esquematiza las zonas donde se ubican las diferentes facies orgánicas.

TABLA 1

FACIES ORGANICAS	VALOR DE H/C EN %Ro = 0.5	PIROLISIS		MATERIA ORGANICA DOM.
		IH (Obtenidos por datos de pirólisis del "Rock-eval")	IO	

A	1.45	850	10-30	Algácea; amorfa
A B	1.35 - 1.45	650-850	20-50	Amorfa; muy poca mat.org. continental
B	1.15 - 1.35	400-650	20-40	Amorfa; la mat org. continental es más común
B C	0.95 - 1.15	250-400	40-80	Marinay continental en mezcla franca algo de oxidación
C	0.75 - 0.95	125-250	50-150	Continental; algo de oxidación
C D	0.60 - 0.75	50-125	40-150	Oxidada; retrabajada
D	0.60	50	20-200	Altamente oxidada; retrabajada

FACIES ORGANICAS	A	AB	B	BC	C	CD	D
% Mat. Org. Amorfa del kerógeno	Dominante			Modera-do	Generalmente bajo o ausente		
Fluorescencia de la matriz de Mat. Org. Amorfa	Muy alta		Moderada a débil		Débil	Generalmente ausente	
% de prasinófitas del plancton	Muy alto	Mode-rado	Raro	Generalmente muy raro			
Fitoclastos: relación Opacos/translúcidos	Alta			Generalmente baja		Aumenta	
% de fitoclastos del kerógeno	Bajo (dilución)			Modera-do	Generalmente dominante		
<u>Características geoquímicas para sedimentos inmaduros</u>							
Índice de Hidrógeno	>850	>650	>400	>250	>125	50-125	<50
Tipo de kerógeno	I	II	II	II/III	III	III/IV	IV
% Carbono Orgánico Total	5-20+	3-10+		3-3+	<3	<0.5	
<u>Factores ambientales</u>							
Tendencia próximo-distal	Distal			Distal-Proximal			
Régimen de oxígeno	Anóxico	Anóxico-disóxico			Oxico		Muy óxico
Tasa de sedimentación	Baja	Variable		Alta		Mode-rada	Baja
FACIES ORGANICAS	A	AB	B	BC	C	CD	D
	Abundante alginita; lamalginita o telalginita	Generalmente telalginita -rica materia orgánica amorfa marina	Materia orgánica amorfa con escasa materia orgánica terrestre	Mezcla compleja con más materia orgánica lignítica	Materia orgánica dominante leñosa, vitrinita	Materia orgánica terrestre retrabajada, degradada y parcialmente oxidada	Generalmente Materia orgánica terrestre fuertemente oxidada o carbonizada

Fig. 3.1 Zonas donde se ubican las facies orgánicas propuestas por JONES, R. W.(1987) (Tomada de RUEDA-GAXIOLA, 1996)

3.2.ASPECTOS GEOQUÍMICOS DE LA MATERIA ORGÁNICA

3.2.1 ORIGEN Y CLASIFICACIÓN DE LA MATERIA ORGÁNICA SEDIMENTARIA.

La materia orgánica sedimentaria es derivada de la materia orgánica viva y de sus productos de alteración metabólica o fisico-química. Al morir los organismos las sustancias que los constituyen, tales como carbohidratos, proteínas, lípidos, lignitas, etc, se encuentran sujetos a diferentes grados de descomposición, dependiendo del medio sedimentario.

Parte de la materia orgánica descompuesta es reciclada por otros organismos que la utilizan como fuente de energía, dando lugar al origen de moléculas simples, tal es el caso del CO_2 , H_2O , CH_4 , NH_3 , H_2S , etc., que se forman como consecuencia de los procesos metabólicos; otra parte de la materia orgánica se transforma por procesos fisico-químicos. El resto de la materia orgánica que escapa de los procesos fisico-químicos y biológicos se incorpora al sedimento. Esta pequeña fracción de materia orgánica, es la fuente primaria de la materia orgánica sedimentaria (kerógeno).

A medida que pasa el tiempo y que avanza el soterramiento, la materia orgánica pierde grupos funcionales y se producen procesos de polimerización y/o policondensación que llevan a la formación del kerógeno.

3.2.2. DEFINICIÓN DEL TÉRMINO KERÓGENO

El término kerógeno nació para designar a la materia orgánica de pizarras bituminosas. Posteriormente el concepto se aplicó a cualquier roca capaz de generar aceite por evolución natural o artificial "cracking térmico" (*in* TISSOT, P. *et al.*, 1974).

El término kerógeno ha sido definido como la fracción de la materia orgánica dispersa en las rocas sedimentarias; desde el punto de vista químico, el kerógeno es la fracción insoluble en solventes orgánicos como el cloroformo ($CHCl_3$) (*in* DURAND, B., 1980). En este sentido el término kerógeno es diferente al de la fracción bituminosa soluble en solventes orgánicos (Fig.3.2). Hay que mencionar que existen bitúmenes sólidos insolubles en solventes orgánicos, como la gilsonita, la grahamita, la impsonita y la cataimpsonita .

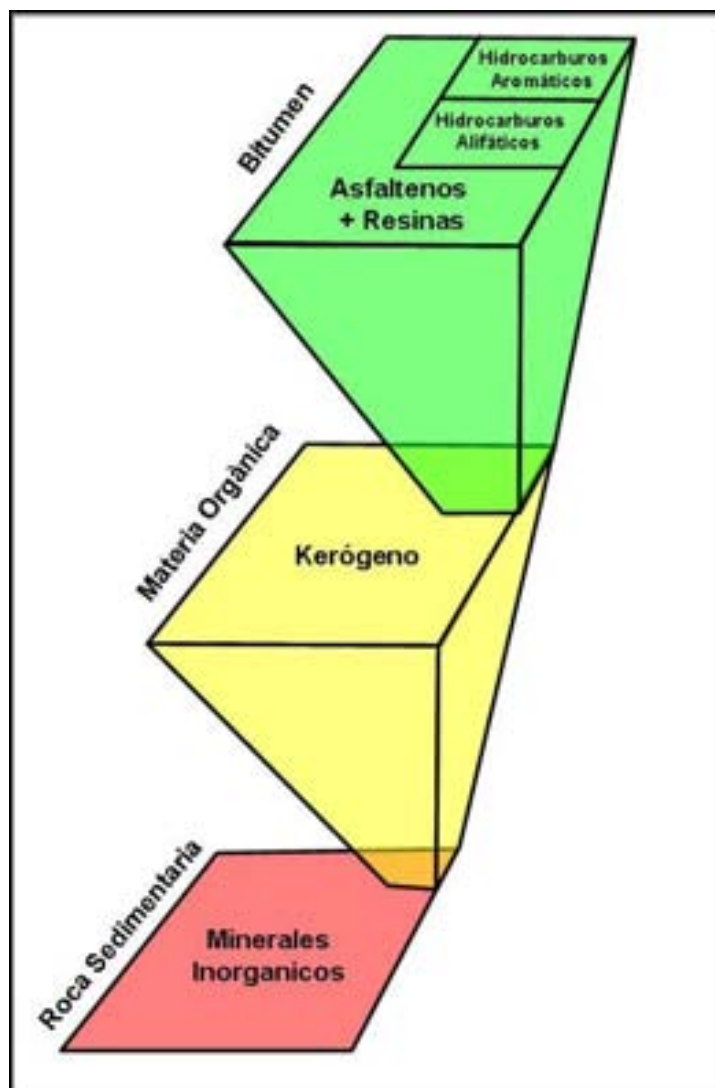


Fig. 3.2 Composición de la materia orgánica diseminada en las rocas sedimentarias (Tomada de TISSOT, B. P. Y D. H. WELTE, 1978)

3.2.3. DIVERSIDAD DE LA MATERIA ORGÁNICA SEDIMENTARIA

Con base en la diversidad biológica fósil, existen diferentes tipos de kerógenos, los cuales dependen de los organismos que le dieron origen y de las condiciones físico-químicas del medio ambiente de depósito.

Existe un modelo de representación clásica de los kerógenos que consiste en reportar los valores atómicos de H/C y O/C mediante un diagrama binario de Van Krevelen. La posición que guarda un tipo de kerógeno dentro del diagrama está en función de su naturaleza original y de su estado de evolución. Al graficarlos se obtienen tres tipos de curvas, las cuales representan los tres tipos de materia orgánica principales (I, II, III). La evolución térmica de un kerógeno se concreta dentro de este diagrama, permitiéndonos observar el camino de evolución térmica que sigue el kerógeno. Este camino se traduce en un empobrecimiento progresivo del kerógeno en su contenido de oxígeno y posteriormente en hidrógeno hasta

alcanzar la maduración que es la transformación final en un residuo esencialmente compuesto de carbono. (Fig. 3.3)

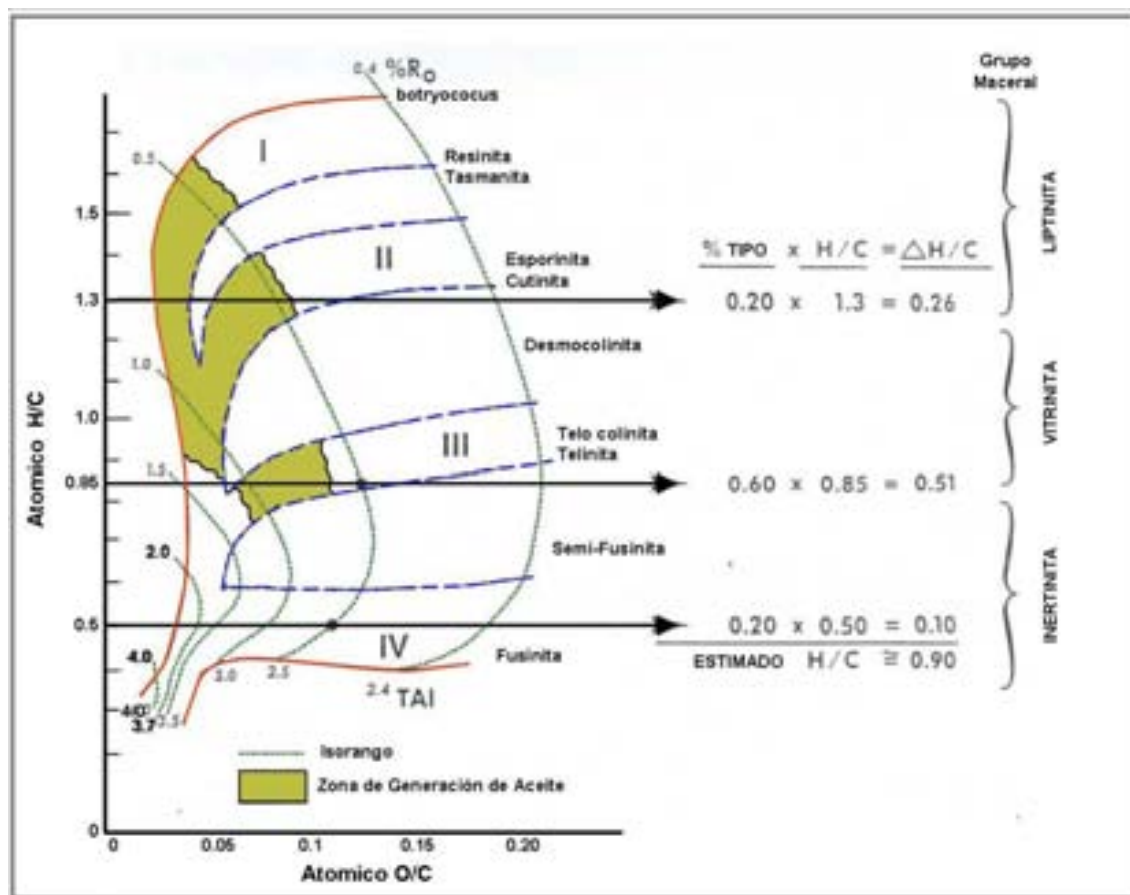


Fig. 3.3 Definición de los tipos de kerógenos en un diagrama de VAN KREVELEN (H/C- O/C), en combinación con la petrografía orgánica y pirólisis por Rock-Eval (Tomada de PETERS, R. E. and M. R. CASSA, 1994)

Se describen cuatro tipos de kerógeno, los tres principales son I, II, III (TISSOT, B. *et al.*, 1974) y el IV (DEMAISON, G. J. *et al.*, 1983 in PETERS, K. E. and M. R. CASSA, 1994)

Kerógeno Tipo I

El kerógeno tipo I (asociado preferentemente a ambientes lacustres), se caracteriza por presentar valores elevados de relaciones atómicas de H/C, del orden de 1.5 y valores débiles de oxígeno (O/C < 0.1). Está constituido principalmente por materia algácea preservada, o proviene de materia orgánica fuertemente alterada por la actividad microbiana y enriquecida en lípidos.

Kerógeno Tipo II

El kerógeno tipo II, se caracteriza por presentar una relación de valores atómicos de H/C y O/C del orden de 1.3 y 0.15 respectivamente; este tipo de kerógeno está constituido por polen y esporas asociadas a ambientes de transición. La mezcla de material terrígeno y marino o lacustre origina que la materia orgánica sea de menor calidad y, por lo tanto, hace que el potencial

generador sea inferior al del tipo I. El kerógeno tipo II, es el que genera la mayor cantidad de los aceites producidos.

Kerógeno Tipo III

El kerógeno tipo III se caracteriza por tener una relación de valores atómicos de H/C inferior a 1, así como una relación atómica de O/C del orden de 0.3 a 0.4; se deriva de las plantas superiores terrestres o de sus productos de descomposición incorporadas en los suelos, asociados a potentes paquetes detríticos a lo largo de las márgenes continentales. Como vemos este tipo de kerógeno, eminentemente continental o bien marino o lacustre, sí es sometido a una fuerte oxidación, lo hace de bajo potencial generador de hidrocarburos líquidos, produciendo generalmente gas o carbón.

Kerógeno Tipo IV

El kerógeno tipo IV, o tipo inertinítico, se caracteriza por presentar compuestos de carbón en forma de inertinita. Como éste no tiene potencial para generar hidrocarburos, algunas veces no es considerado como un verdadero kerógeno. Es probablemente formado por materia orgánica de plantas mayores que ha sido severamente oxidada y posteriormente transportada a su sitio de depósito.

3.2.4. EVOLUCIÓN TÉRMICA: Transformación de la Materia Orgánica.

La materia orgánica se encuentra compuesta por sedimentos inestables térmicamente. Los estudios de una gran cantidad de cuencas sedimentarias han permitido establecer de manera general la evolución térmica de la materia orgánica. Las etapas de transformación son esencialmente las mismas que la de los kerógenos (TISSOT, B. *et al.*, 1974 *in* GUZMAN-VEGA, M. 1991).

La evolución térmica se divide en tres etapas principales de acuerdo a TISSOT, B. and D. H. WELTE, (1978): diagénesis, catagénesis y metagénesis (Fig. 3.4)

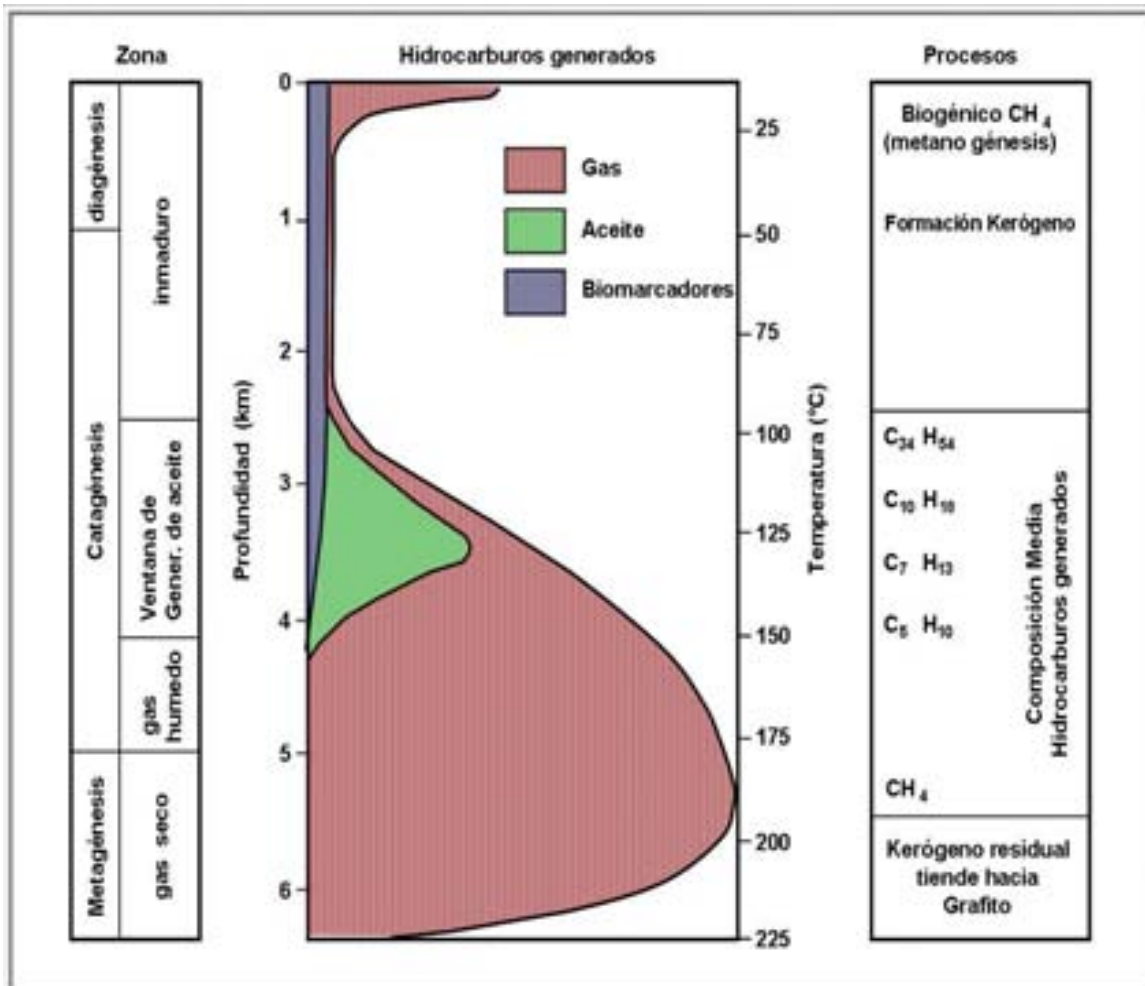


Fig. 3.4 Esquema general de la formación de hidrocarburos en función de la profundidad (Tomada de TISSOT, B. P. and D. H. WELTE, 1978)

La Diagénesis

Es el proceso mediante el cual los biopolímeros (constituyentes orgánicos de los seres vivos, tales como carbohidratos, proteínas, etc.) son sometidos a un ataque básicamente de tipo microbiano, que se realiza a poca profundidad y a bajas temperaturas (generalmente menos de 50°C). El ataque microbiano origina la degradación de los biopolímeros (ácidos grasos, proteínas, etc.), en biomonómeros que al ser sometidos a procesos de condensación y polimerización, se transforman en compuestos estructurados que reciben el nombre de geopolímeros, entre los cuales se encuentran los materiales de tipo húmico (principalmente ácidos húmicos y fúlvicos), los cuales han sido considerados como precursores del kerógeno. El principal hidrocarburo generado durante esta etapa es el metano, aunque también, se generan gases como CO_2 , H_2O , NH_3 , principalmente y algunos compuestos heteroatómicos.

El metano generado durante esta etapa, recibe el nombre de biogénico o biológico y es básicamente producido por el proceso de descomposición de la materia orgánica, también es llamado gas seco. Es en esta etapa donde generalmente se consolida el sedimento.

La Catagénesis

Una vez que se tienen los sedimentos consolidados, al sufrir procesos de soterramiento (a profundidades de 2,000 m aproximadamente) por el depósito de nuevos sedimentos, se presentan condiciones de mayor temperatura y presión que generan nuevos cambios en la materia orgánica (kerógeno). El kerógeno sufre una transformación térmica y genera al petróleo, gas húmedo y condensados.

En la medida en que se va profundizando la materia orgánica, las condiciones de temperatura se comportan de una manera más drástica, hasta que se produce gas seco (metano catagenético). Las temperaturas que se alcanzan en esta etapa son del orden de 50° hasta 180°C aproximadamente.

La Metagénesis

Constituye la última etapa del proceso de transformación de la materia orgánica; se realiza generalmente a grandes profundidades y temperaturas elevadas. En esta etapa la materia orgánica se transforma en metano y carbono residual (antracita).

La metagénesis se considera como el inicio del metamorfismo y se desarrolla a temperaturas mayores a los 180°C, y representa la zona donde se genera importantes cantidades de gas seco.

Finalmente, durante el proceso que presenta mayor grado de metamorfismo, se desarrolla la transformación del kerógeno residual en grafito. Bajo estas condiciones, la producción de hidrocarburos gaseosos es mínima.

3.3 PRINCIPALES MÉTODOS DE ANÁLISIS DE LOS KERÓGENOS

Existen una gran cantidad de métodos que permiten analizar a los kerógenos, sin embargo, sólo mencionaremos los que fueron utilizados para obtener los datos que aquí se analizaron. Los métodos de análisis utilizados tienen básicamente dos objetivos: determinar la riqueza orgánica de las rocas y la evolución térmica en el subsuelo. Para determinar la riqueza orgánica se utiliza principalmente el análisis de carbono orgánico y la pirólisis programada (ROCK-EVAL); para determinar la evolución térmica se utiliza el Rock-Eval. Con base en los resultados del análisis de carbono orgánico y Rock-Eval se obtuvieron los valores de IH, IO, S_2 y temperatura máxima de pirólisis (Tmax.), por mencionar algunos, para finalmente estar en posibilidades de llegar a establecer la facie orgánica para cada una de las muestras analizadas.

3.3.1 ANALISIS DEL CONTENIDO DE CARBONO (C.O.T.)

El contenido de carbono orgánico total se determina por medio de un aparato marca Leco en el que se efectúa la combustión de la muestra pulverizada, hasta alcanzar 1500°C, a esta temperatura todo el carbono orgánico se transforma en CO_2 y CO . La cantidad de CO_2 formado depende directamente del contenido de carbón inorgánico y orgánico. Posteriormente, otra porción de la roca pulverizada es diluida en ácido clorhídrico para remover el carbonato, y la cantidad de CO_2 liberada es medida. Por tanto, esta cantidad se encuentra relacionada al contenido de carbón inorgánico. Finalmente el carbón inorgánico es calculado por substracción del carbón inorgánico del carbón total, o bien medido por una celda de conductividad térmica.

3.3.2 PIRÓLISIS

La pirólisis es un método que consiste en la degradación del kerógeno por medio de calentamiento, con el objetivo de formar compuestos de menor peso molecular, que permitan ser analizados con mayor facilidad.

Existen varias técnicas de pirólisis para la caracterización del kerógeno, una de ellas es la empleada en el aparato denominado evaluador de rocas "rock-eval" que a continuación describiremos.

3.3.3 EVALUADOR DE ROCAS "ROCK-EVAL"

El evaluador de rocas es un instrumento diseñado para la evaluación de las rocas generadoras. Este proceso de análisis requiere un tiempo aproximado de 20 minutos. No es un aparato de precisión pero permite determinar cualitativa y cuantitativamente los hidrocarburos formados del tipo del petróleo y el grado de madurez del kerógeno.

El método de pirólisis del "Rock-Eval" fue descrito en su primera versión por ESPITALIE, J. *et al.*, (1977), y por ESPITALIE, J. *et al.*, (1985a, 1985b, y 1986 *in* GUZMAN-VEGA, M., 1991) para la versiones II y III (Fig. 3.5).

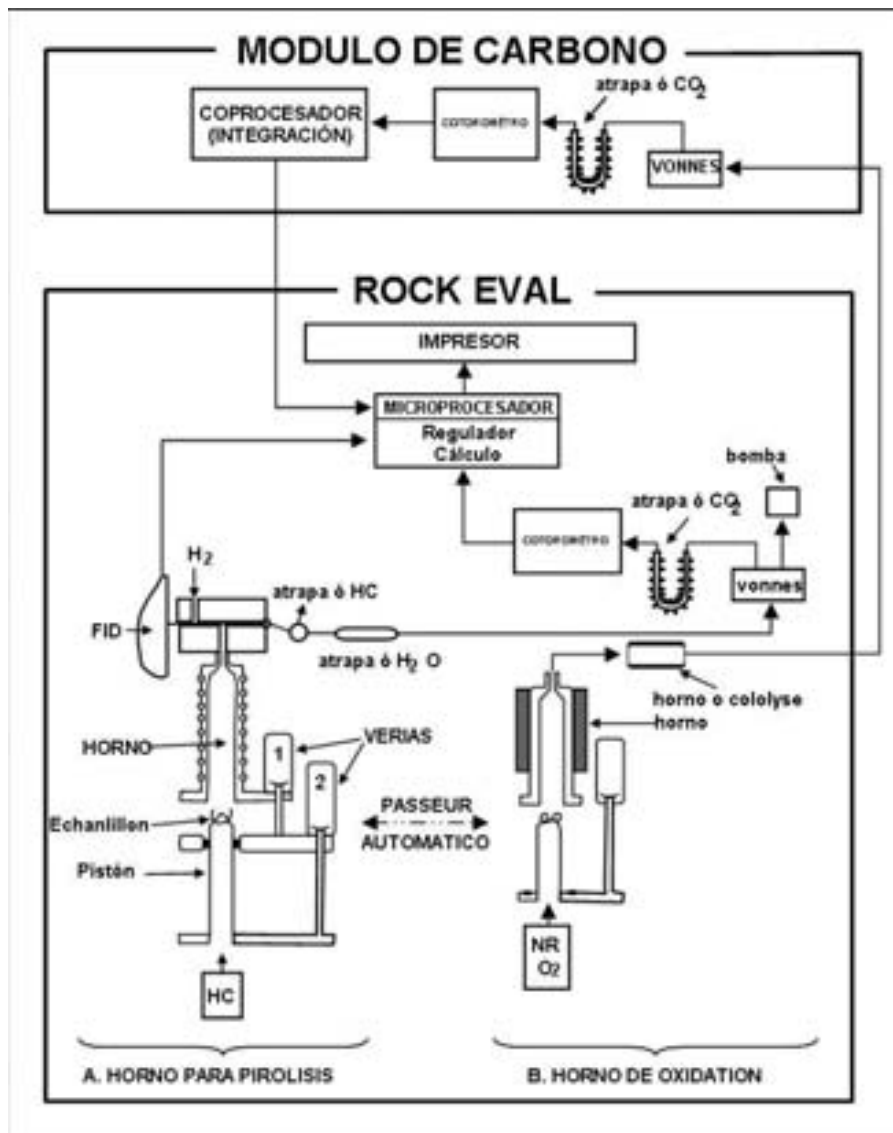


Fig. 3.5 Esquema que muestra el modelo de pirólisis del Rock-Eval II junto con el modulo de carbono (ESPITALIE, J. *et al.*, 1985 in GUZMAN-VEGA, M., 1991)

Para este análisis son calentados, en ausencia de oxígeno y bajo una atmósfera de helio, 100 mg. de roca pulverizada. En la primera etapa de calentamiento las moléculas de Bitumen (hidrocarburos inicialmente presentes en los sedimentos, solubles en solventes orgánicos como el cloroformo $CHCl_3$) (S_1) son removidas y extraídas de las rocas para ser pasadas a través de un cromatógrafo de gases y ser cuantificadas. En esta etapa el kerógeno no se descompone.

Posteriormente la temperatura es incrementada hasta alcanzar el punto de "Cracking" del kerógeno. Este proceso es análogo a la catagénesis natural del kerógeno, produciendo nuevas moléculas de Bitumen (S_2) que volverán a cuantificarse. También son liberados gases inorgánicos durante el calentamiento del Kerógeno, uno de esos gases es el CO_2 de carbonatos, que también es colectado y cuantificado (Fig. 3.6)

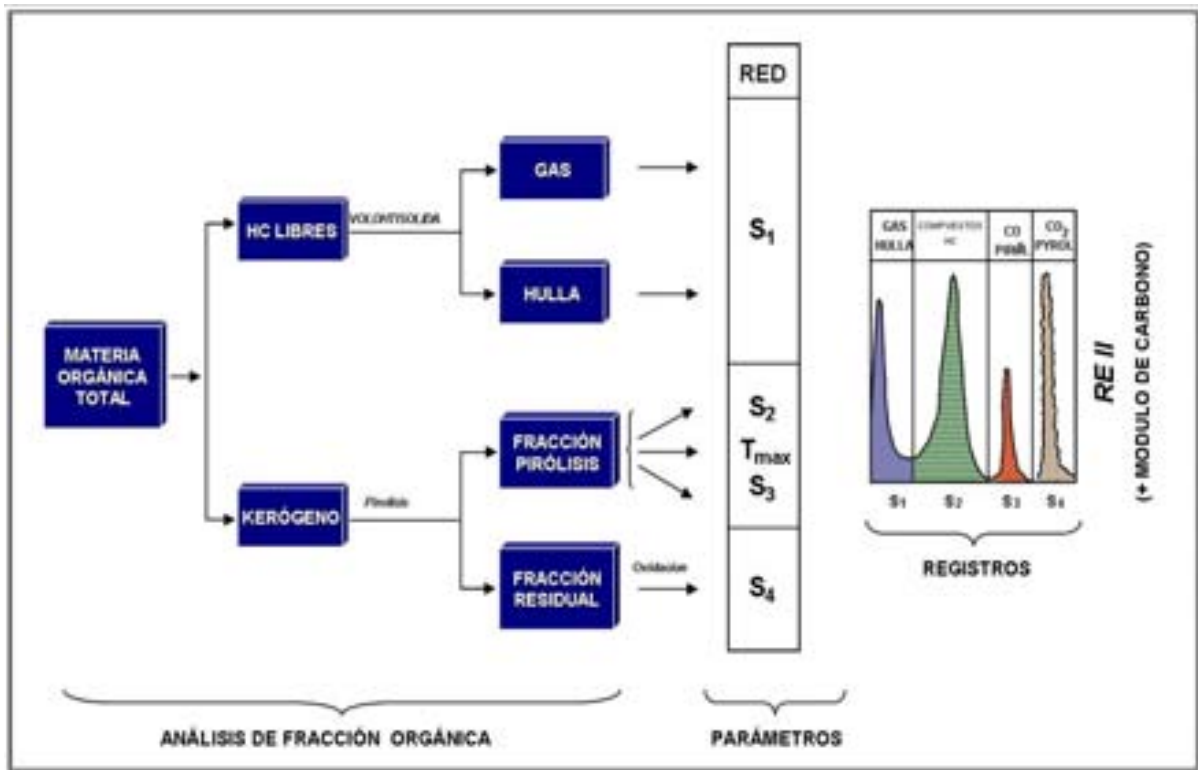


Fig. 3.6 Esquema general que muestra las diferentes fracciones estudiadas de la materia orgánica total de las rocas y los parámetros determinados por el Rock-Eval .
 (ESPITALIE, J. *et al.*, 1985 in GUZMAN-VEGA, M., 1991)

La fracción S_1 representa todo el bitumen diagenético y catagenético que contenía la roca antes de ser tratada en el laboratorio. La fracción S_2 representa la capacidad generativa remanente de la roca al tiempo del muestreo. La relación $S_1/(S_1+S_2)$ es llamada relación de transformación, y es una función del grado de catagénesis a la cual ha sido sometido.

El CO_2 es utilizado como un parámetro indicativo de la cantidad de oxígeno que contiene el kerógeno, mientras que la fracción S_2 está relacionada con el contenido de hidrógeno. Sí es posible conocer la cantidad de carbono orgánico contenido en la roca y sí los estándares para el calibrador del detector del cromatógrafo de gases han sido bien corridos, se puede obtener una estimación correcta de los contenidos de hidrógeno y la oxígeno presentes en el kerógeno. Estos valores son denominados índice de hidrógeno (IH), el cual, es una medida directa de la capacidad de generación de hidrocarburos del kerógeno en la roca y es expresado en miligramos de hidrocarburo por gramo de carbono orgánico presente en la unidad de roca, e índice de oxígeno (IO), expresado en miligramos de CO_2 por gramo de carbono orgánico presente en la unidad de roca. Por ende, el evaluador de rocas permite detectar todos los hidrocarburos en estado líquido o gaseoso para así determinar el tipo de kerógeno y, finalmente, la temperatura a la cual la pirólisis va a producir la mayor cantidad de Bitumen y está relacionada con la madurez térmica del kerógeno.

3.4 PRINCIPALES INDICADORES DE MADUREZ TÉRMICA

3.4.1. LA REFLECTANCIA Y SU RELACION CON LAS ROCAS GENERADORAS

La reflectancia ha sido empleada para determinar si un sedimento se encuentra lo suficientemente maduro para generar aceite y gas (*in VASSOYEVICH, N. B. et al., 1969*).

De los macerales (entidades orgánicas diferenciables óptimamente en los carbones y referido así por su analogía a los minerales, STOPES;1935 *in* STACH, E. *et al., 1975*) empleados para determinar la reflectancia, el más utilizado es la vitrinita; este componente orgánico sufre un proceso de endurecimiento con la maduración; que al aumentar la maduración, produce un aumento de la reflectancia.

La determinación de la reflectancia se ha empleado para determinar si la roca está lo suficientemente madura o no para generar hidrocarburos. A continuación se presenta la TABLA 2, en la cual se pueden observar los valores de la reflectancia, su relación con el grado de maduración y el producto generado.

TABLA 2

Valor de Ro %	Grado de Maduración	Producto Generado
menor de 0.6	inmaduro	Gas Biogénico
0.6-1.3	maduro	Aceite y Gas Húmedo
1.3-2	sobremaduro	Gas Catagénico
mayor a 2	metamórfico	Gas Seco, escaso o nada

3.4.2. TEMPERATURA MÁXIMA DE PIRÓLISIS

La temperatura máxima de pirólisis se determina por medio del "Rock-Eval" y se obtiene al determinar el valor máximo del pico S_2 ; se emplea para conocer el grado de madurez de la materia orgánica insoluble (kerógeno). La TABLA 3, nos muestra las temperaturas máximas de pirólisis y el grado de madurez que alcanza la muestra.

TABLA 3

Temperaturas Máximas de Pirólisis	
Temperatura menor de 430°C	Muestra Inmadura
Temperatura entre 430°C a 460°C	Muestra Madura
Temperatura mayor de 460°C	Muestra Sobremadura

3.5 DESCRIPCIÓN DE LAS FACIES ORGÁNICAS

La calidad del kerógeno involucra la medición de la relación atómica de H/C. Como la medición de H/C del kerógeno está en función de la calidad y de la madurez térmica del kerógeno, es necesario sustraer el porcentaje relacionado con la madurez, ya que podría ser considerado solamente como parámetro de calidad. Para eso es necesario conocer el porcentaje de H/C del kerógeno en estado inmaduro original (asume un valor de $R_o=0.5\%$). Así, este porcentaje de H/C inmaduro es el que define el Factor de Calidad del Kerógeno. La descripciones de las facies orgánicas que se describen en la Fig. 3.1, a continuación fueron tomadas de JONES, R. W., (1987).

3.5.1. FACIES ORGÁNICAS A

$H/C > 1.45$; $IH \geq 850$; $T \text{ max.} = 450^\circ\text{C}$ a $\%R_o \approx 0.5$

Las rocas de esta facies son relativamente raras, presentan buena laminación y son orgánicamente ricas. La materia orgánica es de la calidad más alta y usualmente consiste ópticamente de masas amorfas altamente fluorescentes de color amarillo a naranja, presenta algunas acumulaciones de algas (por ejemplo Botryococcus y Tasmanites).

El origen de la materia orgánica de alta calidad es esencialmente desconocido. La materia orgánica terrestre que puede reconocerse es despreciable. Esta facie caracteriza normalmente a sedimentos depositados en grandes lagos (alcalinos), con persistentes condiciones reductoras en sus aguas de fondo. Se ha reconocido en lutitas y carbonatos marinos del Paleozoico Tardío, donde el aporte de plantas terrestres fue nulo.

Ejemplos: Formación Green River del Eoceno, Tasmanitas del Jurásico; Lutita Galena y Caliza Guttenborg del Ordovícico en Wisconsin.

3.5.2. FACIES ORGÁNICA AB

$H/C \approx 1.45 - 1.35$; $IH \approx 850-650$

Las rocas de esta facie presentan laminación y son ricas orgánicamente. La materia orgánica es volumétricamente más importante que en la facie orgánica A, porque los porcentajes de H/C son más bajos y pueden tolerar una pequeña cantidad de aportación de materia orgánica terrestre y/o oxidación de la materia orgánica antes de que ésta sea depositada en un medio anóxico o reductor cercano a la interfase agua-sedimento. Los grandes lagos frecuentemente tienen sedimentos que corresponden a facies orgánicas AB debido a sus condiciones predominantemente reductoras.

Ejemplos: porciones de la Formación Green River del Eoceno; porciones de la Cuenca Songilia, China, del Cretácico y las rocas generadoras carbonatadas de Arabia Saudita del Jurásico Superior.

3.5.3. FACIES ORGÁNICA B

$$H/C \approx 1.35 = 1.15 ; IH \approx 400$$

Las rocas de esta facie se presentan con estructuras laminadas a bien estratificadas y usualmente contiene un porcentaje de materia orgánica terrestre y/o materia orgánica residual más alto que la facie AB. Esta facie es más extensa y volumétricamente más importante que las otras facies con propensión a generación de aceite. Esta facie ha generado la mayor cantidad de petróleo del mundo, aunque, las facies orgánicas AB pueden haber contribuído también.

La facie B es frecuentemente encontrada en lutitas marinas transgresivas, depositadas en aguas relativamente someras y es probable que estén interestratificadas con rocas con menor propensión a generar aceite por fluctuaciones en las aguas reductoras de fondo. Las margas marinas y las rocas generadoras carbonatadas son usualmente de esta facie orgánica B.

Ejemplos: El Kimmeridgiano del Mar del Norte y la Costa externa al Noreste de Newfoundland, Canadá; Formación Monterrey del Mioceno, al Oeste de California; Lutita Baken de la Cuenca Willinstone del Misisípico al Devónico.

3.5.4. FACIE ORGANICA BC

$$H/C \approx 1.15 - 0.95; IH \approx 400-250$$

Esta facie es frecuentemente encontrada en rocas depositadas bajo una columna de agua oxidante o intermitentemente reductora, en asociaciones silíceas de grano fino, donde la rápida depositación crea condiciones de reducción en los sedimentos poco después de la sedimentación. Esta situación puede existir tanto en ambientes lacustres como en ambientes marinos. La materia orgánica presente es usualmente una mezcla de material continental, si el desarrollo de las plantas es abundante. Como por ejemplo, en el Delta de Mahakan, Indonesia, del Mioceno; o bien puede ser todo material marino, si la materia orgánica es materia algácea parcialmente degradada.

3.5.5. FACIES ORGANICAS C

$$H/C \approx 0.95- 0.75; IH \approx 250-125$$

Esta facie corresponde a las rocas típicas "propensas a generar gas". La materia orgánica casi siempre está constituida por detritos continentales que sufren varias etapas de oxidación. Los grandes volúmenes de materia orgánica de la facie C fueron depositados en las plataformas de los márgenes continentales en el Terciario y Mesozoico. La mayoría de los carbones pertenecen a esta facie orgánica. Sin embargo, la facie orgánica C es más

típica de sedimentos marinos marginales que de sedimentos continentales, ya que es posterior a la perseverante oxidación.

3.5.6. FACIES ORGÁNICAS CD

$H/C \approx 0.75-0.60$; $IH \approx 124-50$

Esta facie son frecuentemente encontrada en rocas depositadas como unidades clásticas delgadas; el contenido de la materia orgánica continental, altamente oxidada. es moderado. Se encuentra combinada con substanciales cantidades de materia orgánica residual, que fue sobremadurada en un ciclo termal previo. Esto puede también ocurrir en algunas secuencias carbonatadas donde la materia orgánica algácea ha sido parcialmente oxidada, así como en secuencias clásticas sin materia orgánica residual, donde la relación de depósito fue lo suficientemente alta para casi sufrir la oxidación total.

3.5.7. FACIES ORGANICAS D

$H/C \leq 0.60$; $IH \leq 50$.

Esta facie orgánica es básicamente no generadora. La materia orgánica se encuentra intensamente oxidada o constituye materia orgánica residual redepositada. El proceso de oxidación puede ocurrir en innumerables ambientes depositacionales, quedando involucrados desde los ambientes profundos hasta los continentales. Las plataformas carbonatadas del Paleozoico son generalmente dominadas por facies orgánicas D.

3.6 FACTORES DEL POTENCIAL GENERADOR

Como hemos podido establecer a través de lo anteriormente citado, las técnicas del análisis del kerógeno son muy útiles para aclarar algunas interrogantes (calidad, cantidad, madurez térmica) respecto al potencial de generación de aceite de una roca sedimentaria, que depende de los siguientes factores:

- a) La **CANTIDAD** del material orgánico de la roca
- b) La **CALIDAD** de la materia orgánica
- c) La **MADUREZ TERMICA** del kerógeno
- d) La eficiencia de expulsión del bitumen de la roca; este último no se abordará.

Estos factores pueden determinarse o estimarse por medio de métodos indirectos como es el caso del "Rock-Eval II" que cuenta con un módulo especial para hacer mediciones de carbono orgánico o mediante un equipo especialmente diseñado para medir cantidades de carbono orgánico "LECO".

A continuación describiremos cada uno de estos factores que se consideran en la evaluación del potencial de generación.

a) CANTIDAD. Se define como un "factor de cantidad" al contenido o riqueza de carbono orgánico de la roca generadora. El contenido de carbono orgánico puede ser medido como el carbono orgánico total (TOC); también, puede determinarse a partir de los valores del potencial generador (S_2).

b) CALIDAD. Existen varios parámetros para caracterizar a la calidad de generación de aceite del kerógeno: IH, IO, S_2/S_3 . En este caso recurriremos al método de pirólisis programada con "Rock-Eval" para conocer la calidad de la materia orgánica, que queda relacionada principalmente a los índices de hidrógeno y oxígeno y con ello a las facies orgánicas.

También se utilizan algunas características de la materia orgánica amorfa basadas en el análisis visual del kerógeno bajo luz transmitida. Estas evaluaciones son subjetivas, sin embargo, son útiles ya que analizan a los grupos macerales de alginita y exinita (reportados como % de Alginita + Liptinita) del kerógeno.

c) MADUREZ. Existen varios parámetros para medir la madurez termal del kerógeno.

Los dos parámetros más utilizados comúnmente para la medición de este factor son: el Índice de Alteración Térmica (IAT) y la Reflectancia de la Vitrinita (% Ro). Ambas técnicas son usualmente válidas, sólo que la Reflectancia (Ro) es más precisa y menos subjetiva. Por lo que respecta a nuestros datos analizados contamos con pocos datos de IAT y casi ningún valor de Ro, por lo que nos basaremos en los valores de Temperatura Máxima de Pirólisis proporcionados por el "Rock-Eval", para establecer la madurez térmica de la materia orgánica.

3.7 CARACTERIZACIÓN DE LA MATERIA ORGÁNICA EN LA SECCIÓN DE ESTUDIO.

Es de gran importancia reconocer, con base en sus características geoquímicas, a las rocas generadoras e involucrarlas en el contexto de la estratigrafía de secuencias, ya que permite predecir su extensión lateral y variabilidad. Sin embargo, debemos de enfatizar que la determinación de la roca generadora no puede ser predicha sólo tomando en cuenta la geometría estratigráfica, sino que debemos de tener en cuenta que hay diferentes variables involucradas que determinan la potencialidad generadora de ella.

3.7.1 CONTROLES DE LA RIQUEZA ORGÁNICA Y DEL POTENCIAL DE LA ROCA GENERADORA.

La preservación de la materia orgánica depende de varios factores: uno de los más importantes lo constituye la forma y geometría de la cuenca, el clima, la productividad orgánica terrestre, la productividad orgánica marina, la circulación de las aguas oceánicas, la relación de sedimentación y la profundidad del agua (Fig.3.7).

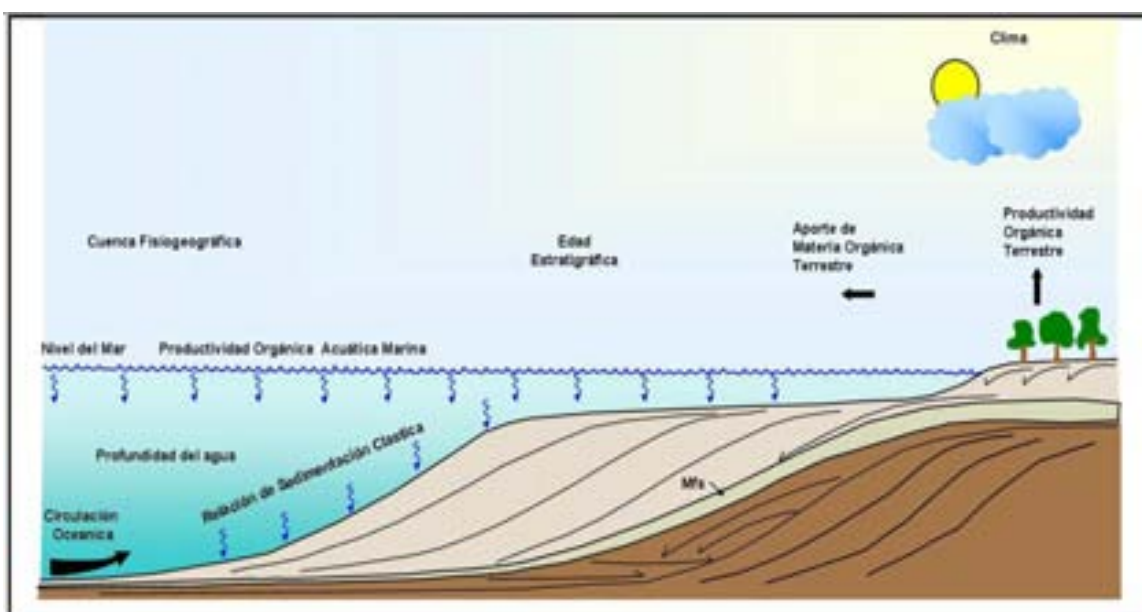


Fig. 3.7 Factores que controlan la riqueza orgánica y el potencial generador de los sedimentos en sistemas depositacionales clásticos (Tomado de EMERY, D and K. MYERS, 1996)

Las técnicas geoquímicas actualmente identifican, de manera más rutinaria, a las rocas generadoras mediante el análisis de las muestras de rocas recuperadas del fondo de pozos; sin embargo, muchas veces se cuestiona sobre la validez de los resultados, ya que parece imposible que a partir de muestras de pozos y específicamente de unos gramos de muestra sea posible establecer la roca generadora de una cuenca.

El potencial generador de una roca es función de la riqueza orgánica de los sedimentos originales que contenía un tipo de materia orgánica diseminada, lo suficientemente rica en hidrógeno (Tipo I y II; *in* TISSOT, B. P. *et al.*, 1974) para convertirse en petróleo durante la maduración térmica. Para poder conocer las características del tipo de kerógeno y, por tanto, del tipo de fuente generadora se identifica, a través del análisis de pirólisis, al kerógeno, a la roca y con la ayuda de análisis orgánicos al microscopio (HUNT, J. M., 1979 *in* DEMAISON, G. J. and G.T. MOORE., 1980).

La evaluación del contenido orgánico, puede ser un índice cuantitativo del potencial generador de aceite de la roca. Un alto contenido de carbono orgánico no es necesariamente un indicador de roca generadora; deben de existir más evidencias geoquímicas que permitan considerar a una roca como generadora precursora. Entre las evidencias geoquímicas que pueden

considerarse o adicionarse se encuentran las mediciones de riqueza de hidrógeno del kerógeno y de la producción de compuestos hidrogenados por pirólisis (Rock-Eval).

La productividad biológica principalmente depende de la materia orgánica acuática y específicamente del fitoplacton (*in* KILLOPS, S. D. and V. J. KILLOPS, 1993), la cual se encuentra compuesta por algas microscópicas que viven en la capa superior de agua, iluminada por la luz solar. El factor que determina la productividad planctónica, además de la luz, es la cantidad de nutrientes minerales (nitratos y fosfatos) que muchas veces es pequeña.

Una parte de la materia orgánica que se encuentra en el agua, la constituye la materia orgánica terrestre, la cual es transportada hacia el mar por corrientes fluviales. La productividad orgánica terrestre es el principal factor de desarrollo de carbón y de los sedimentos carbonosos depositados en ambientes de planicie deltáica o costeros. McCABE, P. J., 1984 (*in* EMERY, D. and K. MYERS., 1996) considera que el potencial para la acumulación de turba es una función compleja del clima la cual controla el balance entre la producción de plantas y el decaimiento de éstas. Lo anterior permite establecer que la naturaleza del tipo de plantas tiene gran influencia en el tipo de materia orgánica preservada y, por tanto, en el desarrollo de la roca potencialmente generadora de aceite o gas.

La relación de aporte de sedimentos con materia orgánica terrestre con respecto a los sedimentos marinos es controlada por la naturaleza de la flora, el tamaño del sedimento y la distancia a la línea de costa. Debido a la baja densidad y al pequeño tamaño que tiene la materia orgánica, ésta tiende a concentrarse en los lodos y en las facies limosas de los sistemas de depósito. El aporte de la materia orgánica decrece exponencialmente con el incremento de la distancia a la línea de costa y se incrementa con la profundidad del agua. Sin embargo, el potencial de los deltas de borde de plataforma, puede aportar grandes cantidades de materia orgánica al talud superior y los cañones submarinos pueden transportar ésta directamente a ambientes de aguas profundas (SCHLESINGE, W.H. and J. M. MELLACK, 1991 *in* EMERY, D. and K. MYERS, 1996).

El flujo de materia orgánica algácea a los sedimentos marinos es una función de la productividad orgánica primaria en la zona fótica y en la profundidad del agua (CALVERT, S. E., 1987; SCHWARTZKOPF, T. A., 1993 *in* EMERY, D and K, MYERS, 1996). Estas zonas de alta productividad orgánica usualmente ocurren en las cercanías del continente. Las zonas de alta productividad son localizadas en áreas de corrientes marinas de surgencia, donde los vientos continentales perpendiculares a la línea de costa facilitan la formación de corrientes ascendentes ricas en nutrientes de las aguas profundas.

La materia orgánica terrestre que se incorpora y se mezcla con la materia orgánica marina, para posteriormente dar origen a los kerógenos tipo II y principalmente tipo III, sufre degradación en los suelos subáreos antes de su transporte, lo que origina agotamiento o pérdida de hidrógeno. El proceso de

degradación bioquímica de la materia orgánica es muy complejo, siendo principalmente las bacterias las que juegan el papel más crítico en la descomposición de la materia orgánica. La degradación anaeróbica es termodinámicamente menos eficiente que la descomposición aeróbica y da como resultado una mayor riqueza en lípidos (grasas oxigenadas o ácidos grasos derivados de los hidrocarburos) y en una reducción del residuo orgánico (rico en hidrógeno) que en la degradación aeróbica (CLAYPOOL, G. E., and I. R. KAPLAN, 1974 *in* DEMAISON, G. J. and G.T. MOORE, 1980). El mecanismo que guía al enriquecimiento en lípidos no es muy claro; sin embargo, el aumento de preservación de la materia orgánica rica en hidrógeno y rica en lípidos depositada en sedimentos bajo el agua anóxica (agua que contiene oxígeno disuelto en cantidades menores de 0.5 ml/l) es crítico para la génesis de rocas generadoras de aceite. Las condiciones anóxicas resultan de la restricción en la circulación vertical de las aguas y/ o de la alta productividad biológica.

Las restricciones fisiográficas de una cuenca marina ayudan a limitar la circulación de la columna de agua y al reaporte de oxígeno a las aguas de fondo. Este es un elemento favorable para predecir condiciones anóxicas. Por lo que respecta a las restricciones fisiográficas y a la escala, éstas pueden tomar varias formas y ocurrir en una gran variedad de escalas como las cuencas intraplatafórmicas y en cuencas oceánicas geográficamente restringidas, tal como el Golfo de México durante el Cretácico.

Se han planteado algunas ideas para tratar de explicar las altas concentraciones de materia orgánica, observada bajo aguas anóxicas, sugiriendo que la degradación anaeróbica se lleva a cabo en condiciones de depósito muy lentas o que el aumento en la preservación puede ser una consecuencia de la alta tasa de sedimentación (LIJMBACH, G. W. M., 1975; RICHARDS, F. A., 1970 *in* DEMAISON, G. J. and G.T. MOORE, 1980).

La velocidad a la que la materia orgánica (zooplacton muerto, células de algas, pellas fecales y peces muertos) se deposita, es función de la velocidad de caída y esta depende del tamaño y forma de las partículas. Esto significa que mientras más pequeña es la partícula más tarda en llegar al fondo. SPENCER, D. W. *et al.*, 1978 *in* DEMAISON, G. J. and G. T. MOORE, 1980, estimaron que el tiempo de tránsito para la pellas fecales es más rápido, y considera que el paso de la pella fecal a través de una columna de agua de 4 Km de profundidad no excede los 15 días. Por otro lado, una larga estancia de la materia orgánica en la columna de agua, antes de la sedimentación, definitivamente afecta su preservación (DEGENS, E. T. and K. MOPPER, 1976 *in* DEMAISON, G. J. and G.T. MOORE, 1980).

Entonces, la profundidad de la columna de agua y el tamaño de las partículas orgánicas afectan la calidad y la cantidad de la materia orgánica dentro del sedimento. La granulometría de los sedimentos juega un papel importante en la preservación de la materia orgánica, ya que a medida que los sedimentos son más finos los agentes oxidantes se restringen y los niveles de actividad bacteriana disminuyen; de esta manera es como podemos

explicarnos la gran correlación que existe entre el tamaño de la partícula y el contenido de carbono orgánico en rocas ricas en materia orgánica. Por otro lado, los sedimentos clásticos del tamaño de las arenas, depositados en condiciones de alta energía permiten un fácil intercambio de oxígeno libre y de sales oxidadas disueltas en el agua (*in* TISSOT, B. P. and D. H. WELTE., 1978). Esto origina que los sedimentos que presentan esta granulometría contengan bajos contenidos de materia orgánica.

Como hemos mencionado, el potencial generador de una roca depende de la cantidad de materia orgánica presente en ella; sin embargo, la acumulación y la preservación de la materia orgánica depende de dos factores: 1) factor biológico y 2) factor físico. El primer factor incluye la productividad biológica primaria de la capa agua-superficie y de la degradación bioquímica de la materia orgánica muerta por metazoarios y microbios. El segundo factor involucra la forma en que la materia orgánica transita al medio de depósito, el tamaño de las partículas del sedimento y la relación de sedimentación. Definitivamente estos factores al interactuar entre ellos, determinan la calidad y la cantidad de materia orgánica preservada en el sedimento.

3.7.2 INTERPRETACION DE LOS RESULTADOS GEOQUÍMICOS

La interpretación de los datos geoquímicos de pirólisis por "Rock-Eval", proporcionados por el Departamento de Geoquímica, Región Sur de Petróleos Mexicanos, de los nueve pozos que constituyen la sección en estudio (Tres Pueblos-1A, Aztlán-1A, Escuintle-1, Luna-101, Tizón-1, Troje-1, Costero-1, Xicalango-101 y Palancares-1) se valoraron para establecer las variaciones geológicas que se han desarrollado durante la evolución de las subcuencas petroleras que involucran a estos pozos.

La información proporcionada por PEMEX, con la que estableceremos el análisis interpretativo desde niveles estratigráficos correspondientes al Bathoniano (pozos Tres Pueblos-1A y Xicalango-101) hasta el Pleistoceno, es la siguiente: Carbono Orgánico, Potencial Generador de Hidrocarburos (S_2), Índice de Hidrógeno (IH), Índice de Oxígeno (IO), Temperatura Máxima de Pirólisis (excepto para el pozo Palancares-1).

3.7.3. ANALISIS DE ROCA POTENCIALMENTE GENERADORA

Tradicionalmente se ha considerado al Jurásico Superior y específicamente al Tithoniano (carbonatos marinos someros) como las rocas generadoras más prolíficas de las Subcuencas del Sureste; sin embargo, al elaborar las gráficas IH-IO e IH-Tmax. y al hacer la interpretación de las relaciones de índice de hidrógeno (IH) y de índice de oxígeno (IO) a partir de los datos de pirólisis de "Rock-Eval", observamos que éstas no son las únicas rocas presentes en la columna estratigráfica que contienen riqueza de materia orgánica, con generación de petróleo. Otras rocas generadoras que presentan

buena calidad y propensas a generar petróleo también están presentes en: I) Las margas de ambiente marino restringido del Kimmeridgiano. II) Las calizas arcillosas o lutitas carbonatadas marinas del Cretácico Temprano a Medio. III) Las calizas arcillosas marinas del Cretácico Tardío. IV) En algunos casos en las rocas Paleógenas (principalmente las rocas del Eoceno), aunque existen algunas otras rocas respetables desde el punto de vista generador, como podrían ser las rocas del Oligoceno. V) También, las rocas del Neógeno, que en algunos lugares presentan importantes características generadoras que debemos de tomar en cuenta durante la interpretación (Mioceno, Plioceno).

Con el propósito de establecer los parámetros geoquímicos que utilizaremos en la descripción de los pozos, se presentan los rangos que describen el potencial generador de una roca generadora, los tipos de hidrocarburos generados y los niveles de maduración térmica establecidos por PETERS, E. K., (1986) para la evaluación de rocas generadoras de petróleo utilizando pirólisis programada.

Tabla.4.-Parámetros Geoquímicos que describen el Potencial Generador de una Roca Generadora (PETERS, E.K., 1986)

CANTIDAD	CARBONO ORGÁNICO (WT %) (C.O.T)	S 1 mg HC/g roca	S 2 mg HC/g roca
POBRE	0.00-0.5	0-0.5	0-2.5
REGULAR	0.50-1	0.5-1	2.5-5
BUENA	1-2	1-2	5-10
MUY BUENA	>2	>2	>10

Tabla 5.- Parámetros de Carbono Orgánico Total Para Rocas Carbonatadas y Terrígenas (PETERS, E.K., 1986).

C.O.T CARBONATOS		C.O.T. TERRÍGENOS
0.00-0.20%	POBRE	0.00-0.50%
0.20-0.50%	REGULAR	0.50-1.0%
0.50-1.00%	BUENO	1.00-2.00%
1.00-2.00%	MUY BUENO	2.00-5.00%
>2.0%	EXCELENTE	>5.00

Tabla 6.-Parámetros Geoquímicos que describen el Tipo de Hidrocarburos Generados (PETERS, E.K., 1986)

TIPO DE HCS.	IH mg HC/g COT.	IO mg CO ₂ /g COT.	TIPO DE Mat: Org. S ₂ / S ₃ *
GAS	0-150 Pot. Pobre	0-100 Débil	0-3
GAS y ACEITE	150-300 Pot. Reg.	100-200 Medio	3-5 TIPO III
ACEITE	300-600 Pot. Bueno	200-400 Fuerte	>5 TIPO II
	>600 Pot. Excelente	>400 Muy Fuerte	TIPO I

* Asume un nivel de maduración térmica equivalente a Ro=0.6%

TABLA 7.-Parámetro Geoquímico que describe el Nivel de Maduración Térmica. (PETERS, E.K., 1986).

MADURACION	T max. (°C)	Ro (%)
Inicio de la ventana del petróleo "birthline"	430-445*	0.6
Fin de la ventana del petróleo	470	1.4

* Muchos parámetros de maduración (particularmente Tmax) dependen del Tipo de Materia Orgánica.

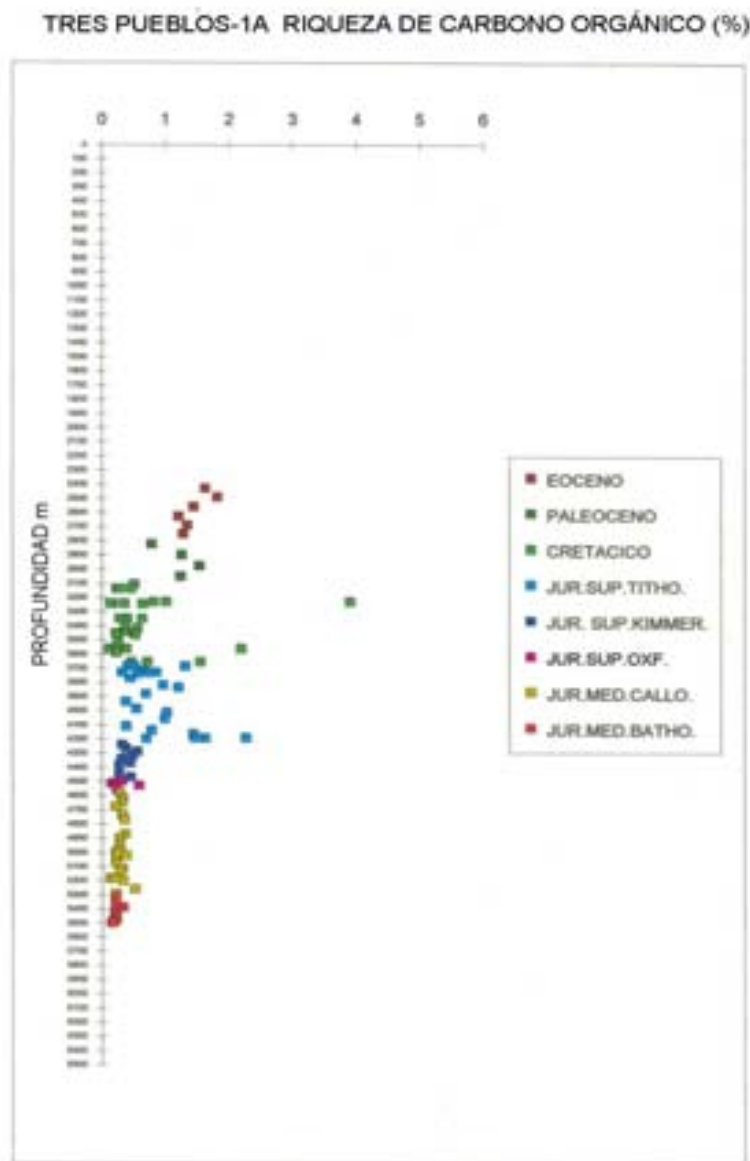
TABLA 8. - Indice de Alteración Térmica que se establece con base en el color que adquiere la Materia Orgánica (Palinomorfos), expuesta a cierta temperatura durante un intervalo de Tiempo. (in STAPLIN, F. L.,1969)

INDICE DE ALTERACION TERMICA I.A.T.	COLOR DE LAS ESPORAS Y POLEN	ESTADO DE MADUREZ TERMICA
±1 a ±2	Amarillo-verdoso	Sedimentos inmaduros, metano biogénico y cantidades menores de hidrocarburos líquidos.
±2 a ±2.5	Amarillo pálido	Fase principal de generación de petróleo
±2.5 a +3	Amarillo-ambar	
±3	Café-rojizo	Destrucción de hidrocarburos
±3.2	Café-Obscuro	
±3.5	Negro-cafesoso	Zona de Transición del gas seco a la destrucción de gas
±4	Negro (opaco)	
±5	Negro (con evidencias de metamorfismo)	

A continuación se presenta la descripción de las características geoquímicas de las muestras de los pozos que conforman la sección en estudio describiéndose, de manera particular, cada una de las megasecuencias identificadas. La descripción de los pozos se hará de Occidente a Oriente; es decir, del Pozo Tres Pueblos-1A hacia el Pozo Palancares-1.

3.7.3.1. Descripción Geoquímica del Pozo Tres Pueblos-1A

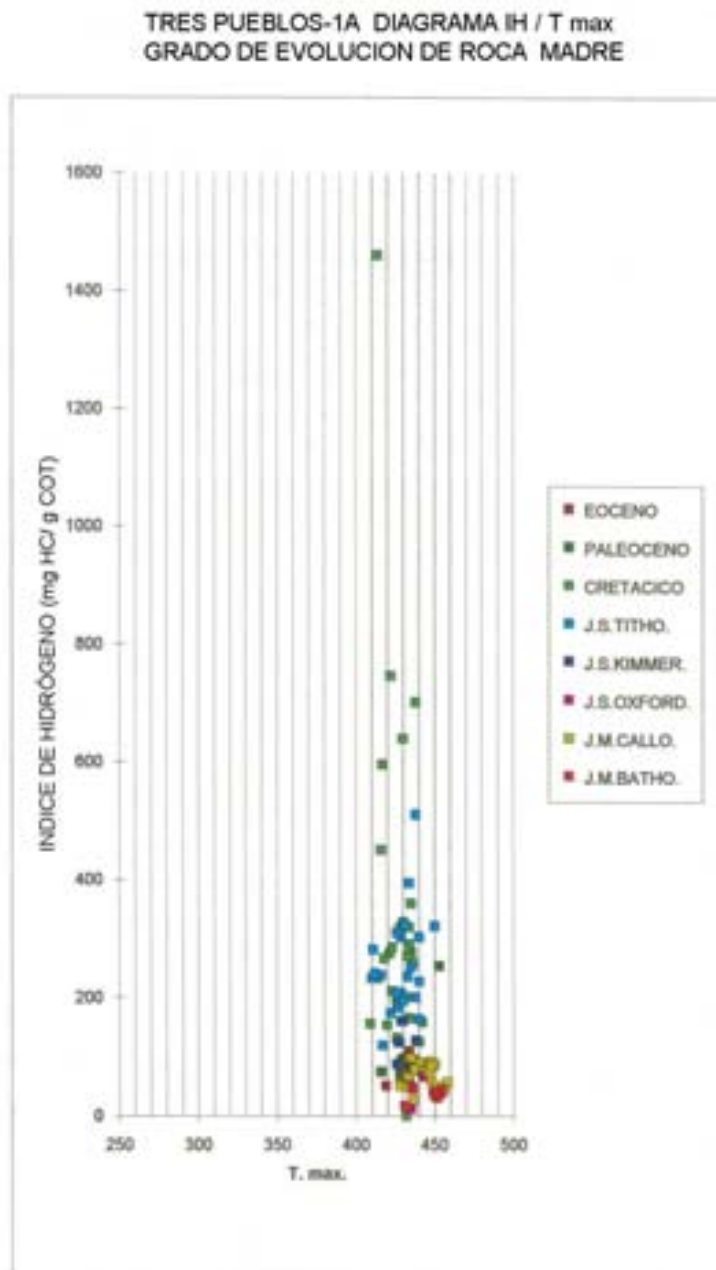
Para la descripción de este pozo se contó con información geoquímica que involucra a las rocas del Jurásico Medio (Bathoniano) al Eoceno. Se elaboraron las siguientes gráficas: de Prof. vs. Carbono Orgánico (gráfica 1a), IH vs. Tmax (gráfica 1b), e IH vs. IO (gráfica 1c) y Prof. vs. Tmax (gráfica 1d).



Gráfica 1a

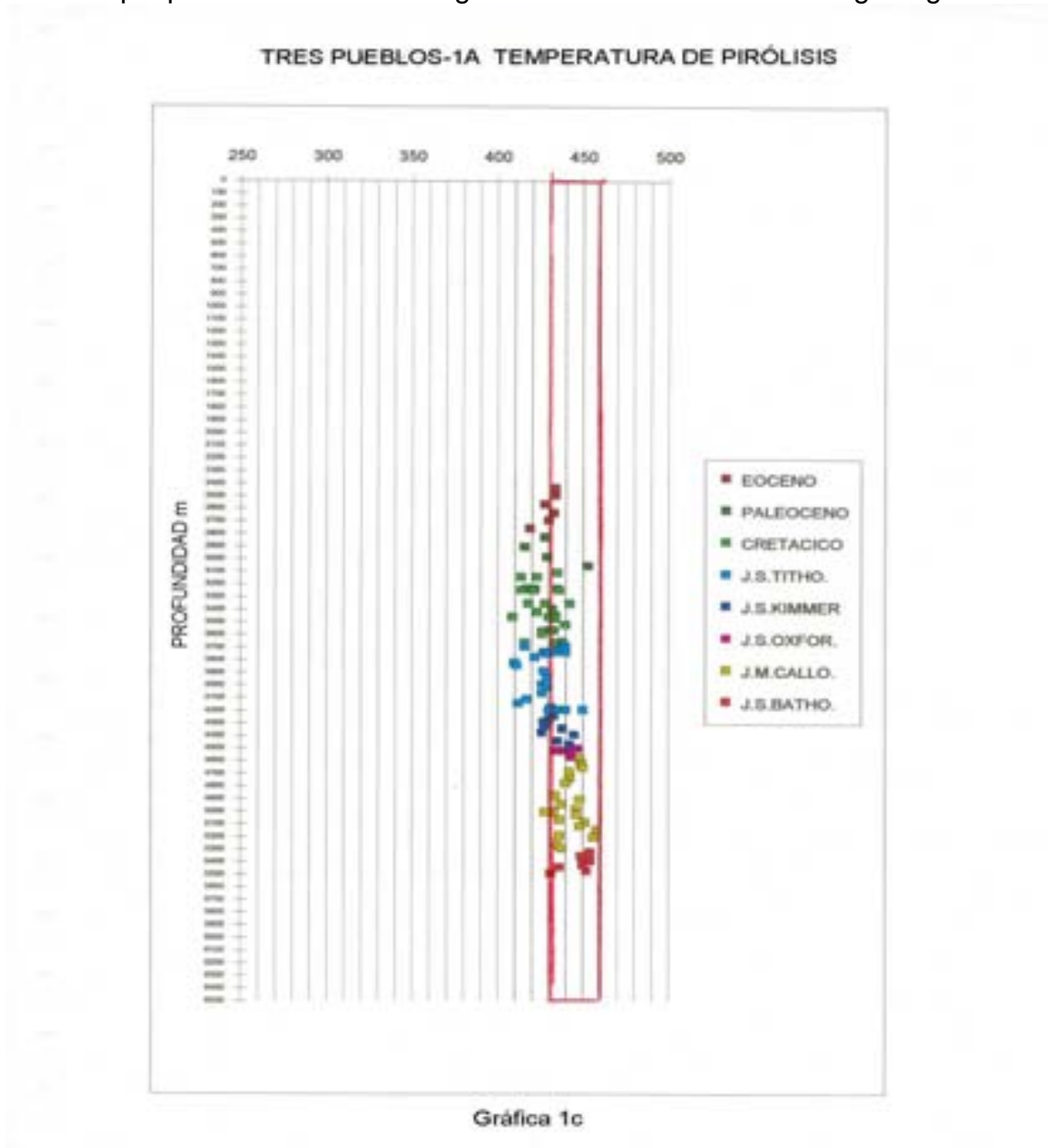
Las descripciones de las distintas megasecuencias que conforman la columna geológica del pozo se refieren a la gráficas anteriormente citadas, por lo cual constantemente nos referiremos a ellas. El propósito de realizar esta serie de gráficas fue la siguiente:

Las gráficas de Prof. vs. Carbono Orgánico y Prof. vs. S_2 (potencial generador de hidrocarburos), tienen como objetivo conocer, de manera rápida y objetiva, la riqueza de carbono orgánico presente en la materia orgánica y la capacidad de generación que ésta presenta. El comportamiento que presentan los parámetros citados describen el potencial generador de las rocas potencialmente generadoras. El poder ubicar en profundidad a cada una de las muestras, nos da la posibilidad de seleccionar a las megasecuencias que presenten alto potencial generador.



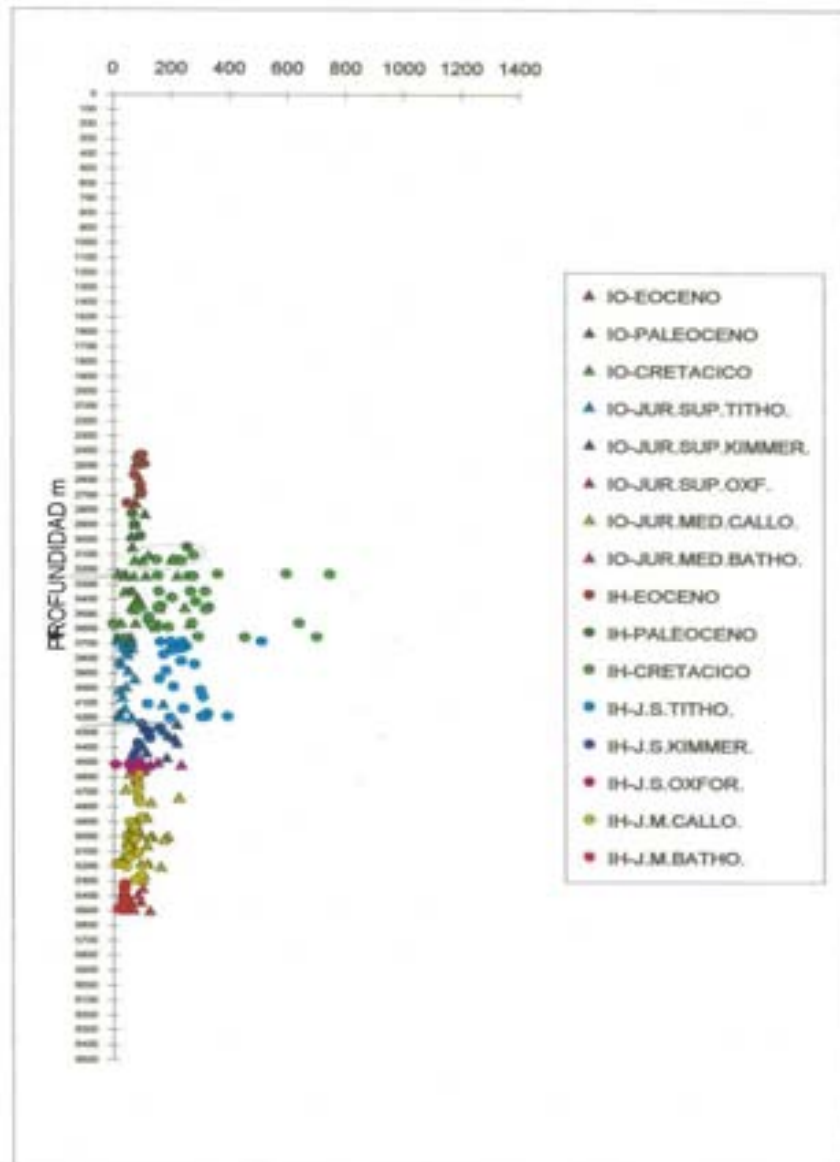
Gráfica 1b

Las gráficas IH vs. Tmax y Prof. vs. Tmax., se elaboraron con el objetivo de conocer el grado de evolución de la roca madre y el grado de madurez térmica que ésta presenta. Estos parámetros, describen el nivel de maduración térmica que presenta la materia orgánica a través de la columna geológica.



Las gráficas de Prof. vs. IH-IO, se elaboraron con el objetivo de conocer la calidad de la materia orgánica y el tipo de materia orgánica presente en la columna geológica. Con base en la interpretación de los parámetros de índice de hidrógeno e índice de oxígeno (facies orgánicas) es posible establecer paleoambientes depositacionales, ya que la sensibilidad que presenta la materia orgánica a los cambios relativos del nivel del mar permite establecer las condiciones de sedimentación, lo anterior, hace posible utilizar a estos valores como una herramienta en el análisis de secuencias.

TRES PUEBLOS-1A
CALIDAD DE LA MATERIA ORGÁNICA (IH-iO) vs PROFUNDIDAD



Gráfica 1d

La Megasecuencia A se localiza a una profundidad entre los 5500 m y 3665 m (gráfica 1c) y representa los pisos Bathoniano, Calloviano, Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano. Presenta las siguientes características: muestra dos familias de valores. La primera, representada por los pisos del Bathoniano al Kimmeridgiano (5500 a 4230m), presenta valores de riqueza orgánica menores a 0.5% de carbono orgánico (gráfica 1a) y valores de IH < 150 mg HC/gr COT (gráfica 1c), relacionándose a materia orgánica con pobre potencial generador según PETERS, E. K. (1986) que permitieron establecer una afinidad con un kerógeno de tipo III, sugiriéndonos que las condiciones de oxigenación o retrabajo prevalecieron durante su depósito. La segunda, representada por el Piso Tithoniano (4230 a 3665 m) presenta valores de riqueza orgánica >2% de carbono orgánico (gráfica 1a) de IH > a 200 y < 500 mg HC/gr COT (gráfica 1c) lo que, de acuerdo a PETERS (1986), se relaciona

a una materia orgánica con regular a buen potencial generador, permitiéndonos establecer una afinidad con un kerógeno de tipo II.

Por lo que respecta a la Megasecuencia B, localizada a una profundidad de 3665 a 3230 m, representada por las series Cretácico Inferior y Medio, presenta valores de riqueza orgánica entre 4 y 0.2 % de carbono orgánico (gráfica 1a) y valores de IH >200 y < 800 mg HC/gr COT (gráfica 1c) lo que, de acuerdo a PETERS, E. K. (1986), se relaciona a una materia orgánica con regular a excelente potencial generador, permitiéndonos establecer una afinidad con un kerógeno de tipo II a I.

Para la Megasecuencia C, localizada a una profundidad de 3230 a 2425 m, representada por las series Cretácico Superior, Paleoceno, Eoceno, muestra dos familias de valores: La primera representada por la serie Cretácico Superior (3230 a 3090 m) presenta valores de riqueza orgánica < 0.5% de carbono orgánico (gráfica 1a) y valores de IH entre 200 y 300 mg HC/gr COT (gráfica 1c) lo que, de acuerdo a PETERS, E. K. (1986), se relaciona a una materia orgánica con regular potencial generador y permitiéndonos establecer una afinidad con un kerógeno tipo III; la segunda, representada por la serie Paleoceno y Eoceno (3090 a 2425 m), presenta valores de riqueza orgánica entre 1 y 2 % de carbono orgánico (gráfica 1a) y valores de IH < 150 mg HC/gr COT (gráfica 1c) lo que, de acuerdo a PETERS, E. K. (1986), se relaciona a una materia orgánica con pobre potencial generador, permitiéndonos establecer una afinidad con un kerógeno de tipo III.

Descripción de la Evolución Térmica

Básicamente el rango de temperaturas en el cual se encuentra la ventana de generación de una roca potencialmente generadora es de 430° a 460°C. La evolución térmica que describiremos se basa en los resultados obtenidos de la pirólisis de las muestras y en la que se determinó la Temperatura Máxima de Pirólisis (Tmax).

La historia de evolución térmica que presenta la materia orgánica en el Pozo Tres Pueblos-1A, muestra en general una tendencia de madurez normal (gráfica 1d). Sin embargo, como podemos ver en las gráficas 1b y 1d, la materia orgánica de la Megasecuencia A se encuentra parcialmente en una etapa de madurez, ya que la materia orgánica del piso Kimmeridgiano y Tithoniano presenta una ligera anomalía térmica, con valores por debajo de los 430°C. La explicación a esta anomalía es difícil de establecer; sin embargo, posiblemente se relacione a las características físicas de la dolomía y/o a la presencia de hidrocarburos. Al relacionar la temperatura máxima de pirólisis con los parámetros de potencial generador del Bathoniano, Calloviano, Oxfordiano y Kimmeridgiano permiten considerar a este intervalo de la megasecuencia con pobre potencial generador. Por lo que respecta a la materia orgánica del Tithoniano, al relacionar los parámetros del potencial generador y el grado de madurez térmico permiten considerarla como generadora de hidrocarburos.

La Megasecuencia B, al igual que la anterior megasecuencia, se encuentra parcialmente en una etapa de madurez; dada la buena calidad de la materia orgánica se considera como una megasecuencia generadora de hidrocarburos.

La Megasecuencia C, se encuentra en el límite inicial de la ventana de generación; esta megasecuencia presenta un buen contenido de riqueza orgánica pero una pobre calidad de la materia orgánica. Estos factores posiblemente la conviertan en una megasecuencia con pobre potencial generador.

Interpretación de las Facies Orgánicas

Para poder determinar la calidad de la materia orgánica y conocer la forma en que la materia orgánica ha evolucionado a través del tiempo geológico, se elaboró una gráfica en la que se relacionan los valores del índice de hidrógeno vs. índice de oxígeno, en función de la profundidad, con el objetivo de establecer las facies orgánicas (gráfica 1c).

La Megasecuencia A (representada por rocas del Bathoniano al Tithoniano) se puede dividir en 2 tipos de facies orgánicas:

La primera facie orgánica queda representada por las rocas del Bathoniano al Kimmeridgiano. La característica que presenta este grupo de muestras, es presentar valores de $IH < 150 \text{ mg HC/ gr COT}$ y valores de $IO > 200 \text{ mg CO}_2/\text{g COT}$. Esto nos permite interpretar que la materia orgánica se depositó bajo condiciones oxidantes o que la materia orgánica sufrió retrabajo. Con respecto al tipo de facie orgánica, a la que se relaciona, corresponde a una facie orgánica CD según JONES, R. W., (1987). Sin embargo, la descripción litológica y paleontológica reportada por PEMEX nos permite interpretar que el ambiente de depósito se inicia en una rampa carbonatada en condiciones de planicies de mareas, probablemente en condiciones de supramarea (posiblemente Sabkha), y/o bajo condiciones restringidas guiando al depósito de carbonatos, evaporitas (anhidrita) y algas. Posteriormente, conforme el evento transgresivo continuaba las facies sedimentarias sobre la rampa carbonatada presentaban características más marinas, hasta el depósito de las arenas carbonatadas oolíticas del Kimmeridgiano (Figs. 3.8A-D).

La segunda facie orgánica queda representada por las rocas del Tithoniano; se caracterizan por presentar valores de IH que varían entre 100 y 500 mg HC/gr COT y valores de $IO < 100 \text{ mg CO}_2/\text{gr COT}$, lo que nos permite relacionarlas a una facie orgánica B según JONES, R. W. (1987). Sin embargo, la descripción litológica y paleontológica reportada por PEMEX, nos muestra un continuo proceso transgresivo que caracteriza a las Cuencas de Sureste. El medio ambiente de depósito al que podríamos asociar estas facies orgánicas es de rampa somera a profunda (nerítico medio a externo) en condiciones marinas restringidas posiblemente en depresiones equivalentes a las intraplatafórmicas y, por consecuencia, bajo condiciones anóxicas (Fig 3.8 E).

La característica que presenta la Megasecuencia B, es que los valores del IH varían entre 50 y 800 mg HC/ gr COT y valores de IO < 300 mg CO₂/g COT, permiten relacionarla a una facie orgánica B a BC según JONES, R. W., (1987). Sin embargo, las descripción litológica y paleontológica reportada por PEMEX, permite interpretar que las condiciones transgresivas continuaron, hasta el establecimiento de la plataforma carbonatada. El medio ambiente interpretado es de plataforma interna a media bajo condiciones restringidas (Fig. 3.8 F).

La característica que presenta la Megasecuencia C, es que presenta dos familias de valores. La primera representada por la serie Cretácico Superior, presenta valores de IH que varían entre 150 y 300 mg HC/ gr COT y valores de IO < 150 mg CO₂/g COT; la segunda presenta valores de IH < 120 mg HC/ gr COT y valores de IO < 120 mg CO₂/g COT, lo que permite relacionarlas a la facies orgánicas BC y CD de JONES, R. W., (1987) respectivamente. Estas facies muestran un alto grado de oxidación y retrabajo de la materia orgánica. Sin embargo, la descripción litológica y paleontológica reportada por PEMEX, nos permiten establecer un cambio en la sedimentación, marcada por un contraste litológico entre las rocas carbonatadas del periodo Cretácico y las rocas terrígenas del Terciario. El grado de oxidación que presenta la materia orgánica por tanto, se puede relacionar al retrabajo que sufrió la materia orgánica durante el evento regresivo (Fig. 3.8 G y H).

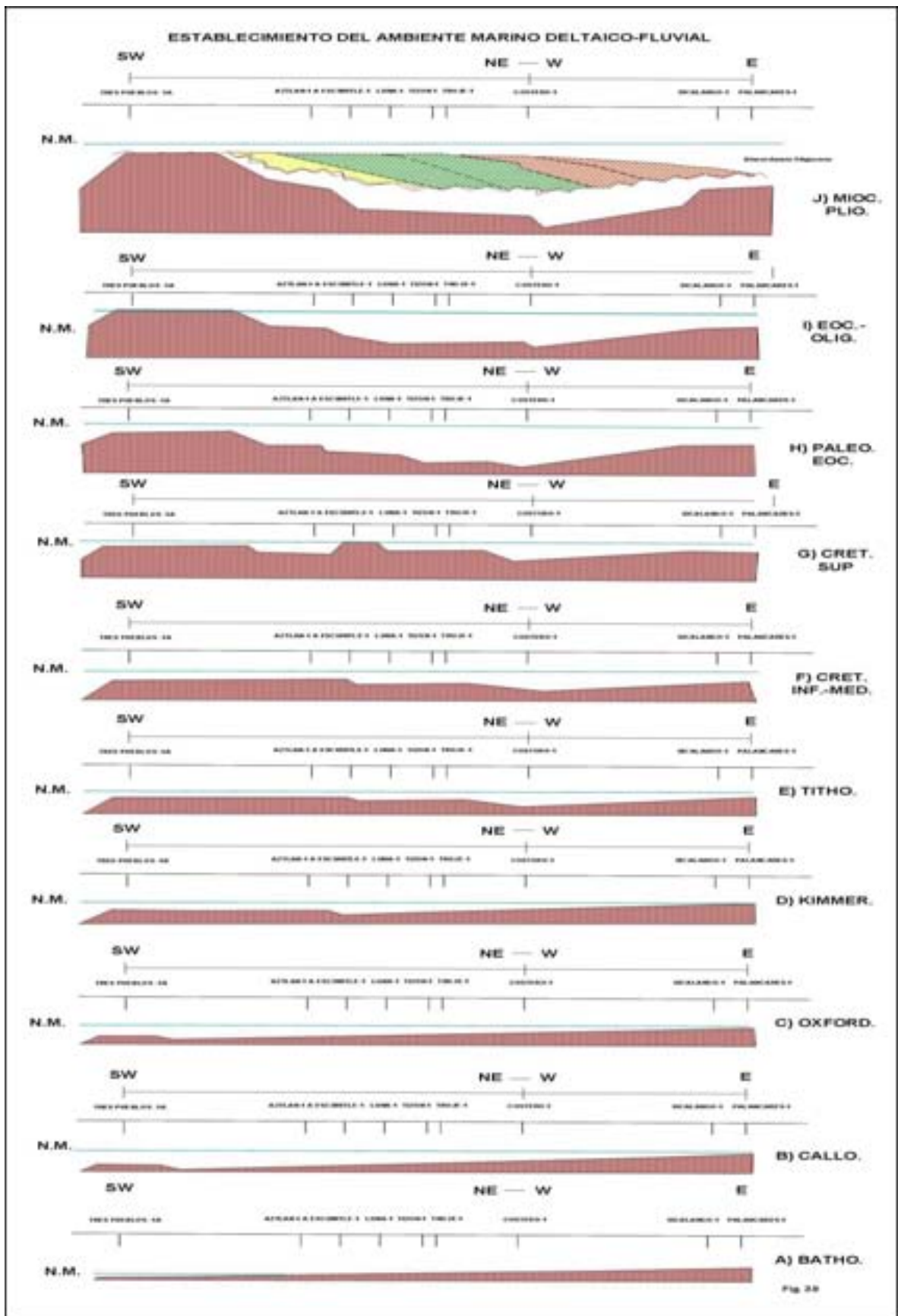
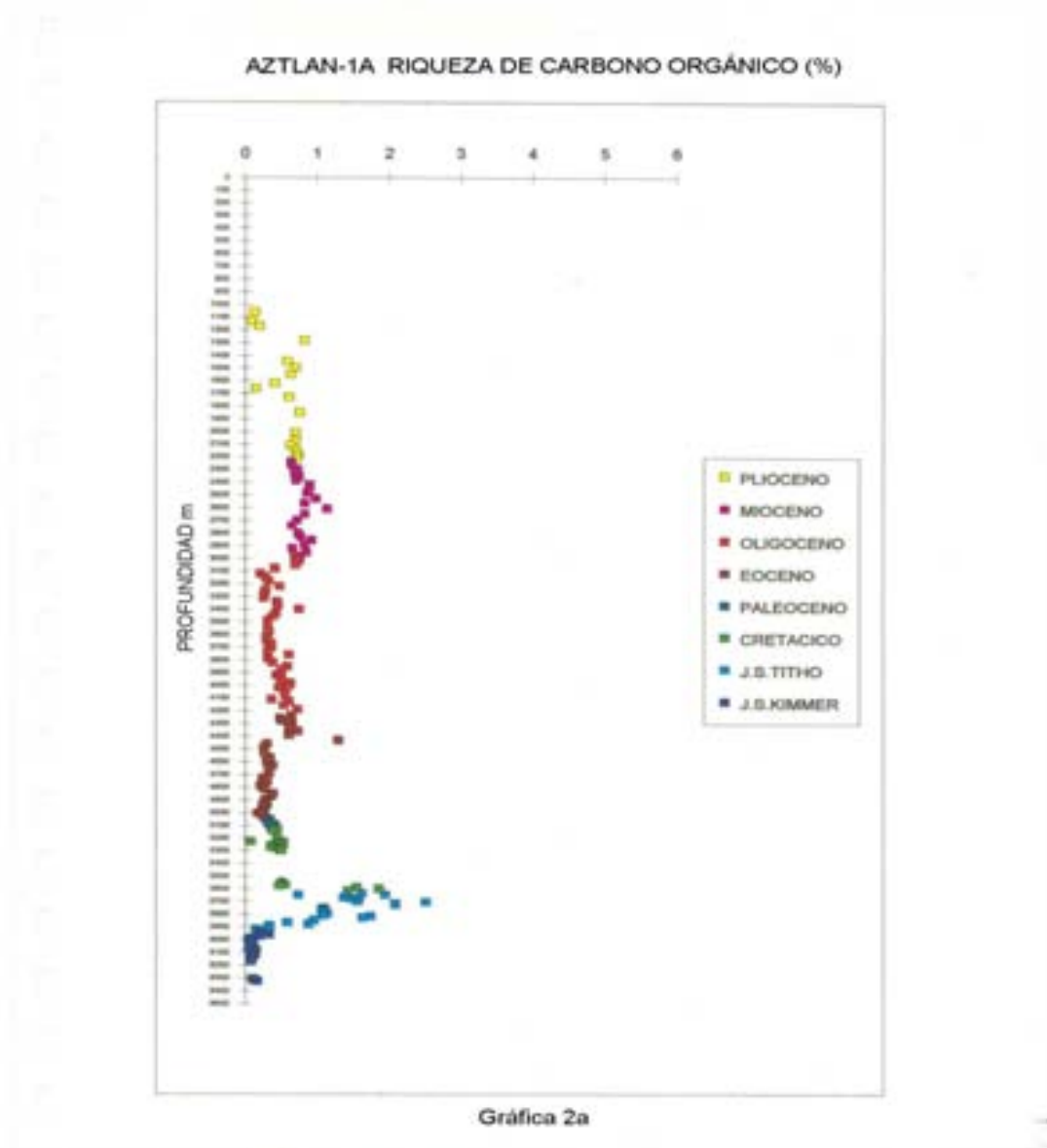


Fig. 3.8 Reconstrucción de las Condiciones Paleobatimétricas con base en la interpretación de Facies Orgánicas

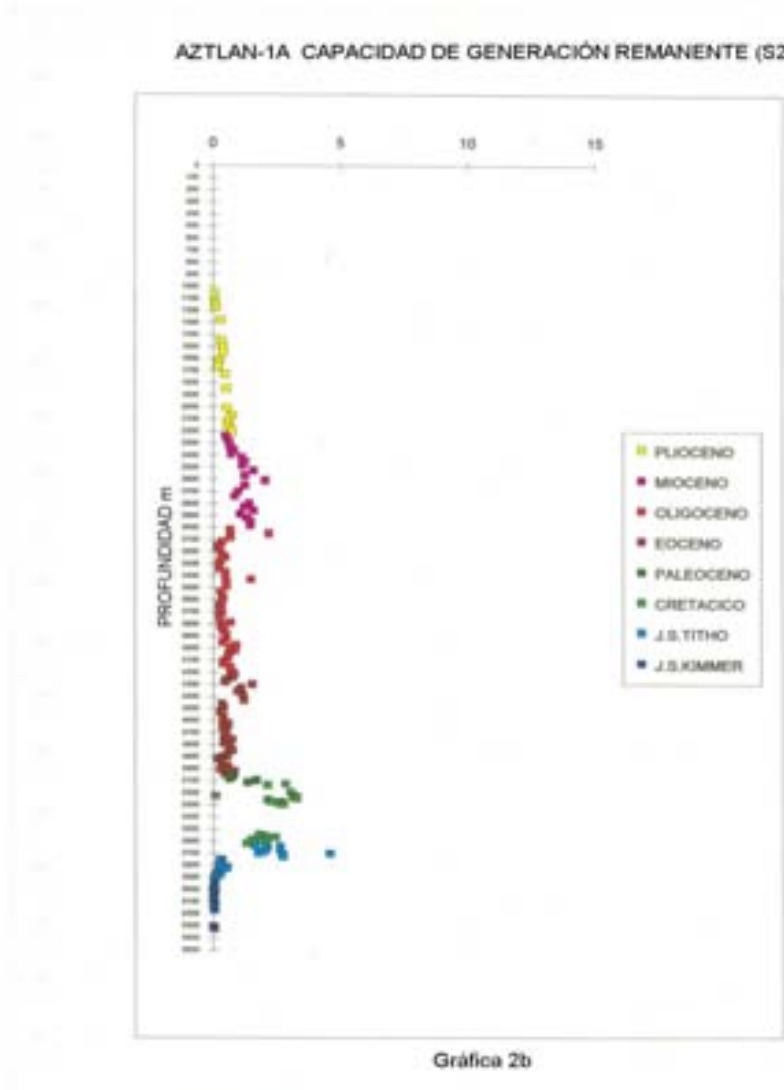
3.7.3.2. Descripción Geoquímica del Pozo Aztlán-1A

Para la interpretación de los datos de este pozo se contó con mayor cantidad de muestras analizadas y, por lo tanto con mayor información geoquímica, la cuál permitió elaborar las siguientes gráficas: de Prof. vs. Carbono Orgánico (gráfica.2a), Prof vs. S_2 (potencial generador de hidrocarburos, gráfica 2b), IH vs. Tmax (gráfica 2c) y IH vs. IO (gráfica 2d) y Prof vs. Tmax (gráfica 2e). Las descripciones de las distintas megasecuencias que conforman la columna geológica del pozo se refieren a las gráficas citadas, por lo cual constantemente se acudirá a ellas.



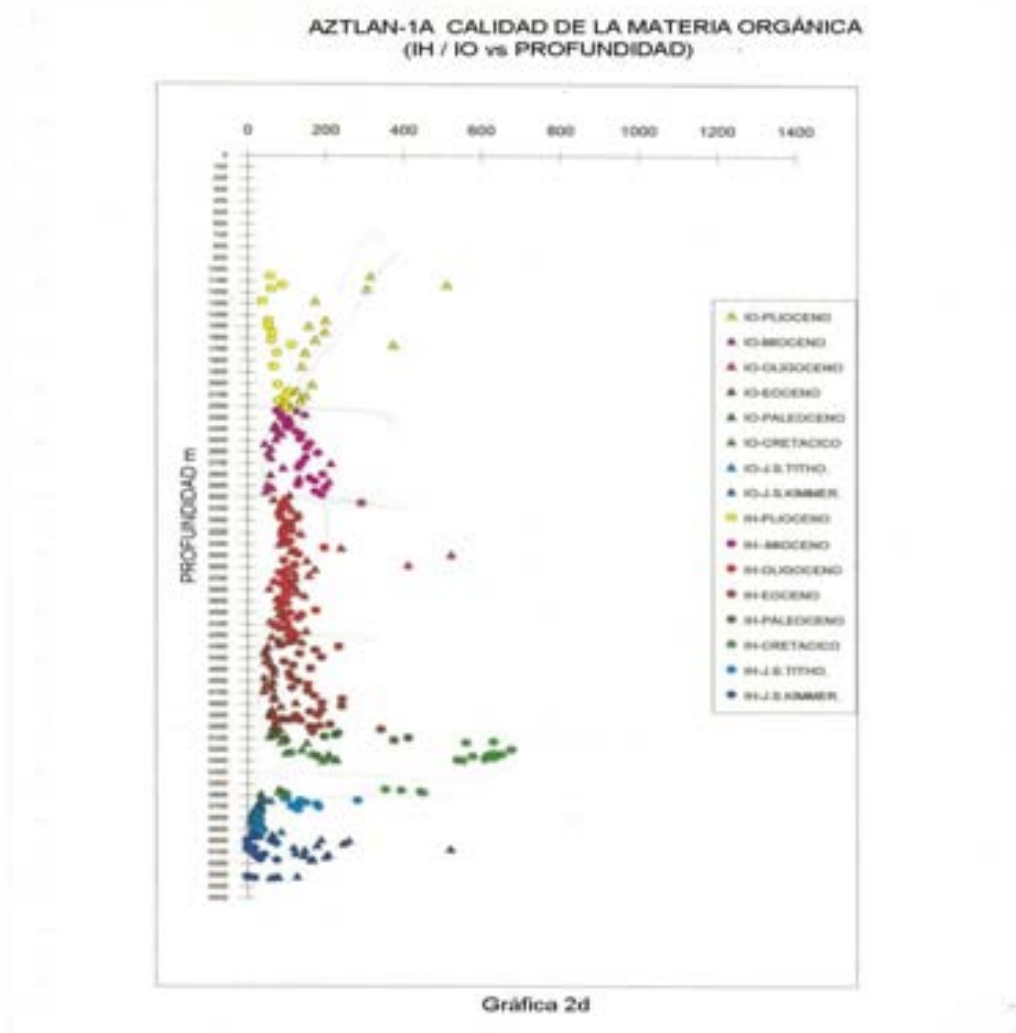
La Megasecuencia A, localizada a una profundidad entre los 6350m y 5638 m y representada por los pisos Kimmeridgiano y Tithoniano, presenta las siguientes características. En el caso particular del Kimmeridgiano los valores

de riqueza orgánica son menores de 0.5% de carbono orgánico (gráfica 1a), $S_2 < 0.5$ mg HC/ g roca (gráfica 1b) e $IH < 100$ mg HC/ g COT (gráfica 1d), relacionándose a materia orgánica con pobre potencial generador de hidrocarburos según PETERS, E. K., (1986) y permitiéndonos establecer una afinidad con un kerógeno tipo III, sugiriéndonos que las condiciones de oxigenación prevalecieron durante su depósito.



Los valores que se presentan en el Tithoniano muestran un cambio en el régimen sedimentario, ya que los valores de carbono orgánico varían entre 0.5 y 3 % (gráfica 2a); los valores de S_2 (gráfica 2b) muestran la presencia de dos familias de materia orgánica: la primera, localizada a una profundidad de 5959 a 5750 m, presenta valores de $S_2 < 1$ y la segunda, localizada a una profundidad de 5750 a 5638 m, presenta valores de S_2 que varían entre 2 y 5 mg HC/ g roca. Por lo que respecta a los valores de IH (gráfica 2d), éstos presentan 2 familias de valores de índice de hidrógeno. La primera, presenta valores de IH que varían entre 0 y 30 mg HC/ g COT (gráfica 2d), lo que de acuerdo a PETERS, E. K., (1986), se relaciona a materia orgánica con potencial pobre para generar hidrocarburos y se relacionan a un kerógeno de tipo III y la segunda familia presenta valores de IH que varían entre 100 y 250

mg/ HC/g COT, relacionándose a materia orgánica con potencial pobre a regular para generar hidrocarburos, quedando de igual forma relacionado a un kerógeno de tipo III.



La Megasecuencia B, localizada a una profundidad de 5638 a 5118 m, representada por las series Cretácico Inferior, Medio y Superior, presenta un decaimiento en los valores de Carbono Orgánico que varían entre 2 y 0.5 % con respecto a la megasecuencia anterior (gráfica 2a); los valores de S_2 se conservan entre 1.5 y 3 mg HC/ g roca (gráfica 2b); los valores de IH muestran un enriquecimiento y varían entre 150 y 500 mg HC/g COT (gráfica 2d), lo que de acuerdo a PETERS, E. K., (1986), se relaciona a materia orgánica con potencial regular a bueno para generar hidrocarburos, y se relaciona a un kerógeno de tipo II.

La Megasecuencia C, localizada a una profundidad entre los 5118 y 3011m y representada por la series parte más alta del Cretácico Superior, Paleoceno, Eoceno y Oligoceno. Esta presenta valores de carbono orgánico que varían entre 0.3% y 1.5 % (gráfica 2a), los valores de S_2 presentan dos familias de valores (gráfica 2b). La primera, localizada a una profundidad de 5289 y 5100 m, presenta valores de S_2 entre 1 y 3 mg HC/ g roca y la segunda, localizada a una profundidad de 5100 a 4215 m, presenta valores de S_2 entre 0.2 y 1 mg HC/ g roca. Por lo que respecta a los valores del IH, éstos

presentan dos familias (gráfica 2d). La primera presenta valores de IH que varían entre 150 y 700 mg HC/g COT que, de acuerdo a PETERS, R. W. (1986), representa materia orgánica con un potencial que varía de regular a excelente para generar hidrocarburos y se relaciona a un kerógeno de tipo III a I. La segunda, presenta valores de IH que varían entre 300 y 100 mg HC/g COT que, de acuerdo a PETERS, E. K., (1986), representan materia orgánica con un potencial regular para generar hidrocarburos, relacionándose a kerógenos de tipo III

La Megasecuencia D, localizada a una profundidad entre 3011 y 2061 m, está representada por la serie del Mioceno, se caracteriza por presentar un ligero enriquecimiento en carbono orgánico con respecto a la megasecuencia anterior. Los valores de carbono orgánico varían entre 0.9 y 0.3 % (gráfica 2a), los valores de S_2 presentan la tendencia a perder capacidad de generación de hidrocarburos, mostrando valores < 1 mg HC/ g roca (gráfica 2b). Los valores de IH varían entre 100 y 350 mg HC/ g COT (gráfica 2d) que, de acuerdo a PETERS, E. K.,(1986), representan materia orgánica con un potencial de pobre a regular para generar hidrocarburos, relacionándose a un kerógeno de tipo III.

La Megasecuencia E, localizada a una profundidad entre 2061 y 1615 m, está representada por la serie del Plioceno Inferior, muestra un ligero enriquecimiento de carbono orgánico con respecto a la megasecuencia anterior. Los valores de carbono orgánico varían entre 0.8 a 1.5 % (gráfica 2a), los valores de S_2 varían entre 1 y 2.5 mg HC/ g roca (gráfica 2b). Por lo que se refiere al índice de hidrógeno, los valores de IH presentan una variación del orden de 180 y 230 mg HC/g COT (gráfica 2d) que, de acuerdo a PETERS, E. K., (1986), representa materia orgánica con un potencial regular para generar hidrocarburos y se relaciona a un kerógeno de tipo III. Estos últimos valores permiten interpretar que existe una mezcla de materia orgánica marina y problemamente materia orgánica retrabajada.

La Megasecuencia F, localizada a una profundidad entre 1615 y 488 m, está representada por la serie del Mioceno Medio y Superior, presenta valores de carbono orgánico con tendencia a la baja. Los valores de carbono orgánico se encuentran dentro del rango de 1 a 0.6 % (gráfica 2a), los valores de S_2 varían de 1 a 0.2 mg HC/ g roca (gráfica 2b). Por lo que se refiere al índice de hidrógeno, los valores de IH presentan una variación del orden de 170 a 80 mg HC/g COT (gráfica 2d) que, de acuerdo a PETERS, E. K., (1986), representa materia orgánica con un potencial regular a pobre para generar hidrocarburos y se relaciona a un kerógeno de tipo III. Estos últimos valores permiten interpretar que existe una mayor mezcla de materia orgánica retrabajada con la marina, donde la materia orgánica continental se hace cada vez más dominante.

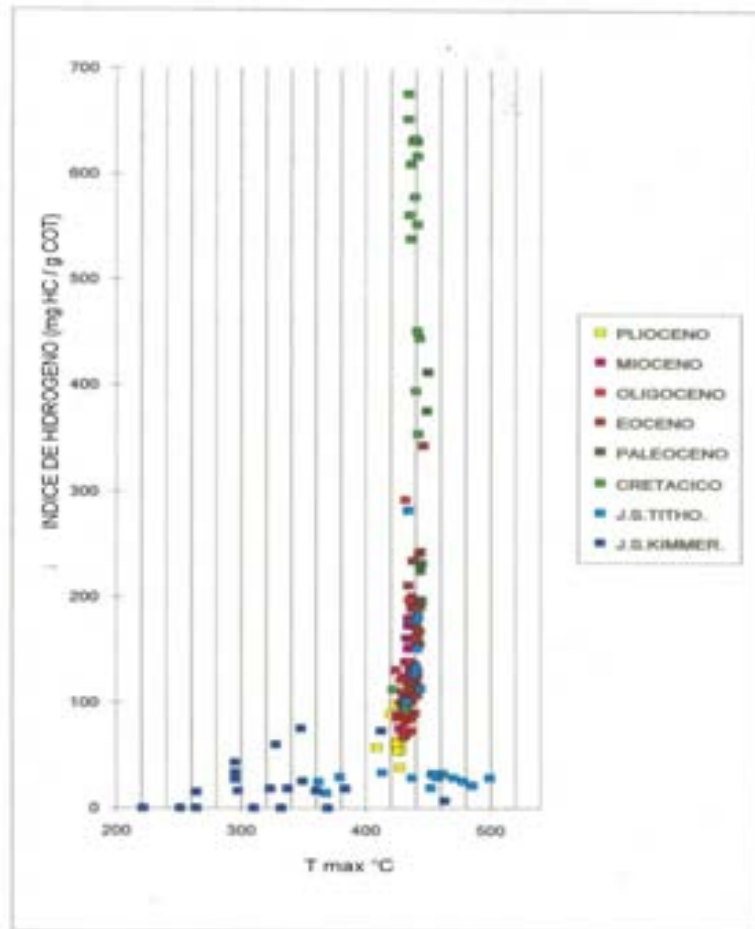
La Megasecuencia G, localizada a una profundidad entre 488 y 269 m, está representada por la serie del Plioceno Superior, se caracteriza por presentar valores de carbono orgánico que varían de 1% a 0.2 % (gráfica 2a); los valores de S_2 < 1 mg HC/ g roca (gráfica 2b) presentan la misma tendencia a la baja que el carbono orgánico; por lo tanto, la capacidad de generación

también es pobre, y valores de $IH < 150$ mg HC/gr COT (gráfica 2d) que, de acuerdo a PETERS, E. K., (1986), representa materia orgánica con pobre potencial para generar hidrocarburos, relacionándose a un kerógeno de tipo III.

Descripción de la Evolución Térmica.

La historia de evolución térmica que presenta la materia orgánica en el Pozo Aztlán-1A muestra anomalías no muy fáciles de explicar. Como podemos ver en la gráficas 2c y 2e, la Megasecuencia A (Kimmeridgiano-Tithoniano) presenta dos familias con diferente grado de evolución térmica. La primera, representada por la materia orgánica del Kimmeridgiano, presenta una anomalía térmica de inmadurez, presentando valores por debajo de los 430°C . La anomalía térmica no es fácil de explicar; sin embargo, al relacionarlo con la descripción litológica reportada por PEMEX, se puede relacionar probablemente a las propiedades físicas de la dolomía y/o a la impregnación de hidrocarburos; la segunda, representada por la materia orgánica del Tithoniano se encuentra en una etapa de sobremadurez (500°C). Esta anomalía térmica, se puede interpretar ya que la roca generadora fue sometida a un alto proceso termal, posiblemente originado por algún fenómeno tectónico o por el tipo de materia orgánica. La cima del Tithoniano se estabiliza y muestra una evolución termal normal y madura, la cual, al relacionarse con los parámetros del potencial generador S_2 permite considerarla como un intervalo generador de hidrocarburos. La megasecuencia B se comporta de manera normal y en estado maduro, lo cual, al relacionarse con los parámetros del potencial generador S_2 permite considerarla como una megasecuencia generadora de hidrocarburos.

AZTLAN-1A DIAGRAMA IH / Tmax
GRADO DE EVOLUCIÓN DE LA ROCA MADRE

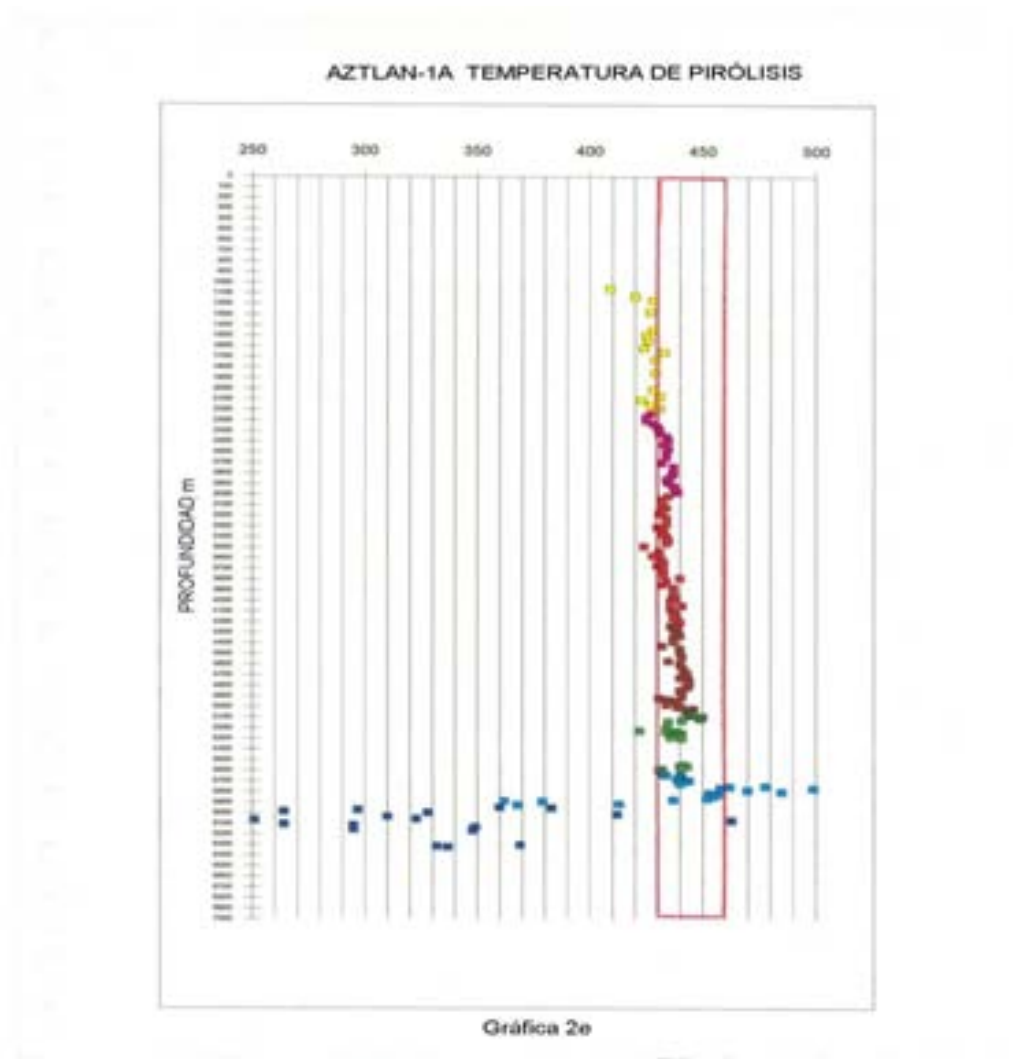


Gráfica 2c

La Megasecuencia C, presenta condiciones de madurez factibles de generación, pero la riqueza orgánica y la capacidad de generación (S_2) no la favorece, con excepción de la serie del Cretácico Superior que presentcondiciones regulares para generar hidrocarburos líquidos.

La Megasecuencia D, presenta condiciones de madurez factibles de generar hidrocarburos, pero la riqueza orgánica y la capacidad de generación (S_2) no la favorecen.

Las Megasecuencias E y F, así como una parte de la megasecuencia G, se encuentran dentro de la zona de madurez termal, pero con pobres posibilidades para la generación de hidrocarburos. Por otro lado, las condiciones de madurez que presentan las megasecuencias anteriormente descritas, permite interpretar que el papel que juega la subsidencia y por ende la inestabilidad del basamento ha permitido que aún las rocas del Plioceno puedan ser susceptibles de generar hidrocarburos.



Interpretación de las Facies Orgánicas

Para poder conocer la forma en que la calidad de la materia orgánica ha ido cambiando a través del tiempo geológico y poder establecer bajo qué condiciones sedimentarias se depositó la materia orgánica, se elaboró una gráfica en la que se relacionan los valores de índice de hidrógeno vs. índice de oxígeno en función de la profundidad, con el objetivo de poder caracterizar a las facies orgánicas (gráfica 2d).

La manera de presentar los datos permite observar de manera general la evolución que ha sufrido la materia orgánica en el tiempo; así también, sustituye a la gráfica de Van Krevelen-Tissot, en el sentido de que con esta nueva forma de presentar la información estamos en condiciones de interpretar el tipo de materia orgánica más objetivamente.

La Megasecuencia A y específicamente la materia orgánica del Kimmeridgiano, presenta valores de IH-IO que varían entre 10 y 30 mg HC/g COT y entre 50 y 550 mg CO_2 /g COT, respectivamente; el alto contenido de oxígeno hace considerar que el depósito de la materia orgánica se originó en condiciones someras lo que originó que la materia orgánica perdiera hidrógeno y/o que existiera aporte de materia orgánica retrabajada. La facie orgánica a la que se relaciona es D, según JONES, R. W., (1987); sin embargo, al relacionar la descripción litológica y paleontológica reportada por PEMEX, permite interpretar un ambiente de depósito de rampa carbonatada, en condiciones someras, representada por arenas carbonatadas oolíticas. Por otra parte, la calidad de la materia orgánica del Tithoniano, presenta valores de IH-IO que varían entre 60 y 200 mg HC/g COT y entre 50 y 80 mg CO_2 /g COT, respectivamente. Los datos anteriormente citados, muestran una pérdida considerable de oxígeno y un ligero enriquecimiento de hidrógeno con respecto al piso anterior, lo cual nos permite interpretar que el proceso transgresivo continuó. La facie orgánica a la que se relaciona es CD a C, según JONES, R. W., (1986); sin embargo, al relacionar la descripción litológica y paleontológica reportada por PEMEX, permiten interpretar un ambiente de depósito de rampa carbonatada, en condiciones de rampa somera a profunda (nerítico medio a externo) en condiciones marinas restringidas posiblemente en depresiones equivalentes a las intraplatafórmicas y, por consecuencia, bajo condiciones anóxicas (Fig. 3.8 D y E).

La calidad de la materia orgánica de la Megasecuencia B, presenta valores de IH-IO que varían entre 150 y 500 mg HC/g COT y entre 100 y 150 mg CO_2 /g COT, respectivamente; sin embargo, los valores de oxígeno no son insignificantes lo que nos demuestra que las condiciones de oxigenación o de retrabajo de la materia orgánica no cesaron. Desde el punto de vista de facies orgánicas, esta megasecuencia se depositó bajo una facie orgánica BC, según JONES, R. W., (1987). Sin embargo, la descripción litológica y paleontológica reportada por PEMEX, permite interpretar que las condiciones transgresivas continuaron; el medio ambiente de depósito interpretado se relaciona a depresiones dentro de la plataforma somera, bajo condiciones restringidas y anóxicas (Fig, 3.8 F).

La calidad de la materia orgánica de la Megasecuencia C, presenta dos familias de materia orgánica. La primera, presenta valores de IH-IO que varían entre 700 y 150 mg HC/g COT y entre 100 y 300 mg CO_2 /g COT respectivamente; desde el punto de vista de las facies orgánicas se relaciona a una facies AB a B, según JONES, R. W.,(1986). Sin embargo, la descripción litológica reportada por PEMEX, permiten interpretar que el medio ambiente de depósito se relaciona a depresiones bajo condiciones restringidas y anóxicas. La segunda familia, presenta valores de IH-IO que varían entre 300 y 100 mg HC/g COT y entre 50 y 150 mg CO_2 /g COT, respectivamente; desde el punto de vista de las facies orgánicas, se relaciona a una facie B a BC, según JONES, R. W.,(1986); sin embargo, al relacionar la descripción litológica y paleontológica reportada por PEMEX, permite interpretar que la cuenca experimentó un proceso de subsidencia gradual, representado por la presencia de margas. La subsidencia que experimentó el bloque de basamento en forma

gradual, permitió que la materia orgánica sufriera una ligera degradación oxidante o retrabajo. El medio ambiente se relaciona a condiciones de mar abierto somero que se hace cada vez más profundo equivalente a una plataforma media (Fig. 3.8 G y H)

La calidad de la materia orgánica de la Megasecuencia D, presenta valores de IH-IO que varían entre 100 y 250 mg HC/g COT y entre 100 y 550 mg CO_2 /g COT respectivamente. La estabilidad que presentan los valores de hidrógeno y oxígeno permiten interpretar que durante las condiciones de depósito prevalecieron las condiciones de oxidación o de retrabajo. Desde el punto de vista de las facies orgánicas la megasecuencia D se relaciona a una facie orgánica C a CD, según JONES, R. W., (1987); sin embargo, durante el proceso de subsidencia la relación de sedimentación aumentó, siendo más rápida que la velocidad de subsidencia. Cabe aclarar que esta megasecuencia muestra un empobrecimiento en la riqueza orgánica y en la calidad de la materia orgánica, lo cual nos permite interpretar la presencia de condiciones más oxigenantes, relacionadas a ambientes marinos cada vez más someros (Fig 3.8 H).

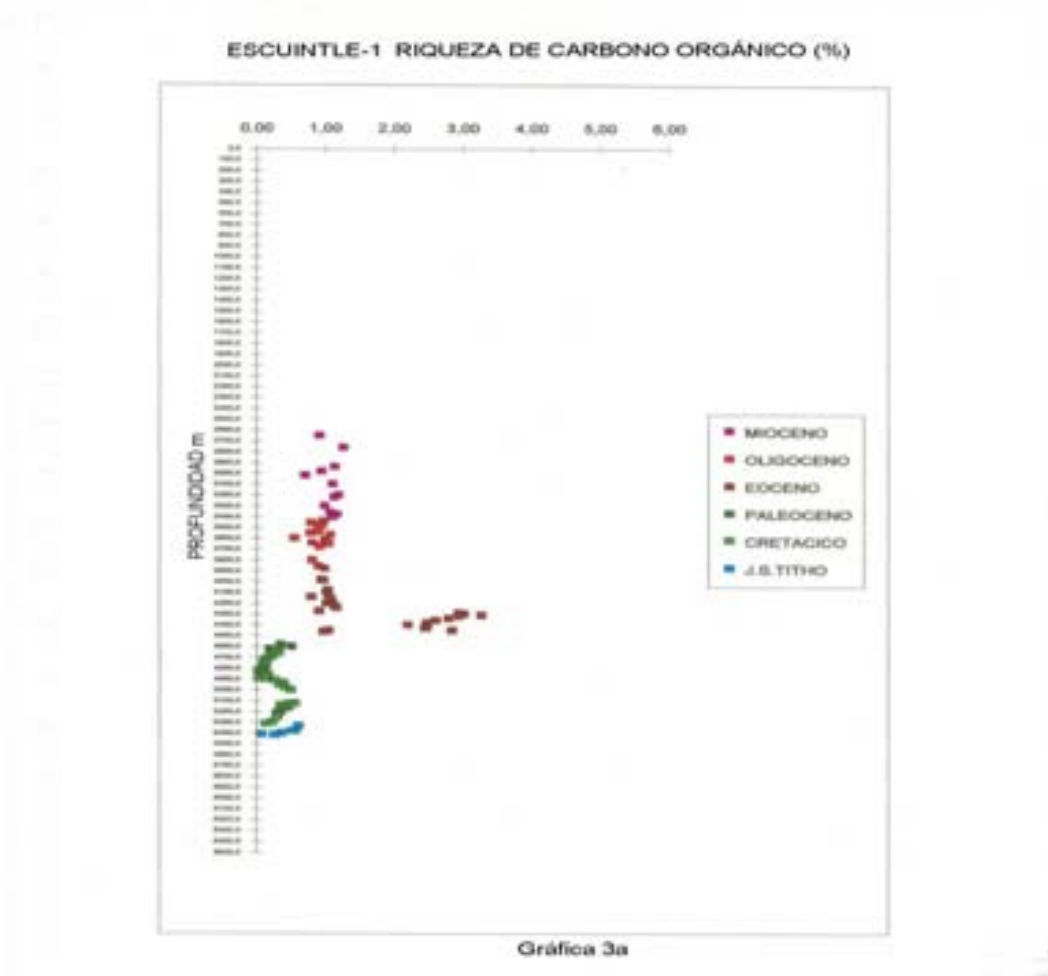
La calidad de materia orgánica de la Megasecuencia E, presenta valores de IH-IO que varían entre 230 a 180 mg HC/g COT y 100 a 200 mg CO_2 /g COT, respectivamente. La facie orgánica a la que se relaciona es C, según JONES, R. W.,(1987). Sin embargo, el ligero enriquecimiento de hidrógeno en la materia orgánica, permite relacionarlo a un medio ambiente marino deltáico y específicamente a una facie de prodelta, ya que es en estas facies donde existe un mayor enriquecimiento de materia orgánica y un rápido sepultamiento que impide que sea alterada la materia orgánica.

La calidad de materia orgánica de la Megasecuencia F, presenta valores de IH-IO que varían entre 170 a 100 mg HC/g COT y 100 a 200 mg CO_2 /g COT, respectivamente. La facie orgánica a la que se relaciona es CD, según JONES, R. W.,(1987). La tendencia que presentan los valores a perder hidrógeno y por consecuencia la tendencia de enriquecerse en oxígeno, nos permite interpretar posiblemente el proceso de cambio de facies, de condiciones relativamente marinas a condiciones con mayor influencia fluvial. La materia orgánica nos permite relacionarla a condiciones de depósito de ambientes marinos deltáicos en facies de frente deltáico a canal distributivo.

La calidad de la materia orgánica de la Megasecuencia G, presenta valores de IH-IO de <100 mg HC/g COT y > 200 mg CO_2 /g COT, respectivamente. la facie orgánica a la que se relaciona es CD, según JONES, R. W.,(1987). Los altos valores de oxígeno representan la influencia que presentan los sedimentos de materia orgánica continental retrabajada, esto nos permite ubicarla en un medio ambiente de depósito marino deltáico, probablemente en facies de desembocadura distributaria a fluvial.

3.7.3.3. Descripción Geoquímica del Pozo Escuintle-1

Para la interpretación de las secuencias del Pozo Escuintle-1 se contó con información geoquímica que involucra a las rocas del Jurásico Superior (Tithoniano) al Mioceno. Se elaboraron las siguientes gráficas: de Prof. vs. Carbono Orgánico (gráfica. 3a), Prof. vs. S_2 (potencial generador de hidrocarburos, gráfica. 3b), IH vs. Tmax (gráfica. 3c), IH vs. IO (gráfica.3d) y Prof. vs. Tmax (gráfica 3e). Las descripciones de las distintas megasecuencias que conforman la columna geológica del pozo se refieren a las gráficas citadas.

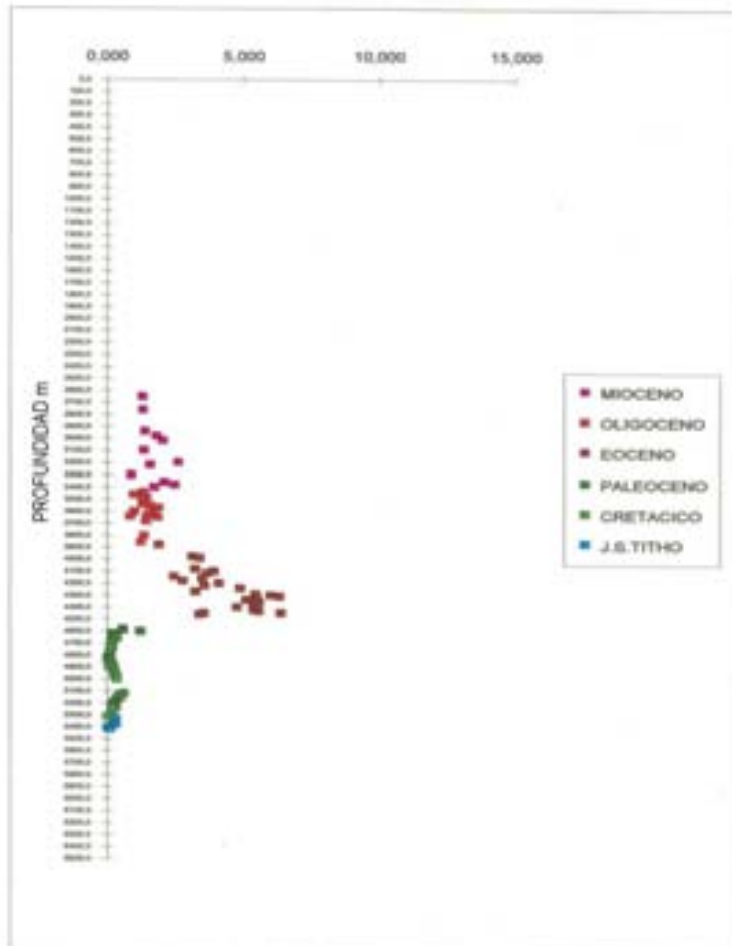


La Megasecuencia A localizada a una profundidad entre 5450 m y 5406 m, está representada por el piso Tithoniano, presentar valores de carbono orgánico de < 0.5 % (gráfica 3a), valores de S_2 < 0.5 mg HC/ gr roca (gráfica 3b) y valores de IH < 50 mg HC/ gr COT (gráfica 3d) que, de acuerdo a PETERS, E. K.,(1986), representan materia orgánica con un potencial pobre paragenerar hidrocarburos. Los valores anteriormente citados permiten relacionarlo a un kerógeno tipo III.

La Megasecuencia B localizada a una profundidad de 5406 a 4635 m, está representada por las series del Cretácico Inferior, Medio y Superior, presenta valores de carbono orgánico que varían entre 0.2 a 0.5 % (gráfica 3a), valores de S_2 < 1 mg HC/ gr roca (gráfica 3b) y valores de IH < 150 mg HC/ gr COT (gráfica 3d) que, de acuerdo a PETERS, E. K.,(1986), representan

materia orgánica con potencial pobre para generar hidrocarburos. Los valores anteriormente citados permiten relacionarlo a un kerógeno de tipo III. Esta megasecuencia, aunque presenta un ligero enriquecimiento de hidrógeno presenta una ligera influencia de materia orgánica retrabajada, se dividió en dos mesosecuencias. La subdivisión se estableció con base en las diferencias de las características gequímicas de la materia orgánica.

ESCUINTLE-1 CAPACIDAD DE GENERACIÓN REMANENTE (S₂)



La Megasecuencia B1, localizada a una profundidad entre 5080 y 4635 m, se encuentra representada por la serie del Cretácico Superior. Las rocas del Cretácico Superior presentan valores de carbono orgánico de 0.8% con una tendencia a la baja hasta alcanzar valores de 0.2% para posteriormente alcanzar de nuevo 0.9 % (gráfica 3a); los valores de S₂ muestran la misma tendencia del carbono orgánico, es decir, valores de S₂ < 1 mg HC/ gr de roca (gráfica 3b). Por lo que respecta a los valores de IH, la serie del Cretácico Superior presenta valores < 200 mg HC/ gr COT (gráfica 3d) que, de acuerdo a PETERS, E. K., (1986), representan materia orgánica con un potencial pobre a regular para generar hidrocarburos, lo que permite relacionarla a un kerógeno de tipo III por tratarse de materia orgánica oxigenada. Los bajos valores de IH que presentan las muestras del Cretácico Superior, así como los altos valores de IO >500, hacen suponer que en este tiempo las condiciones se

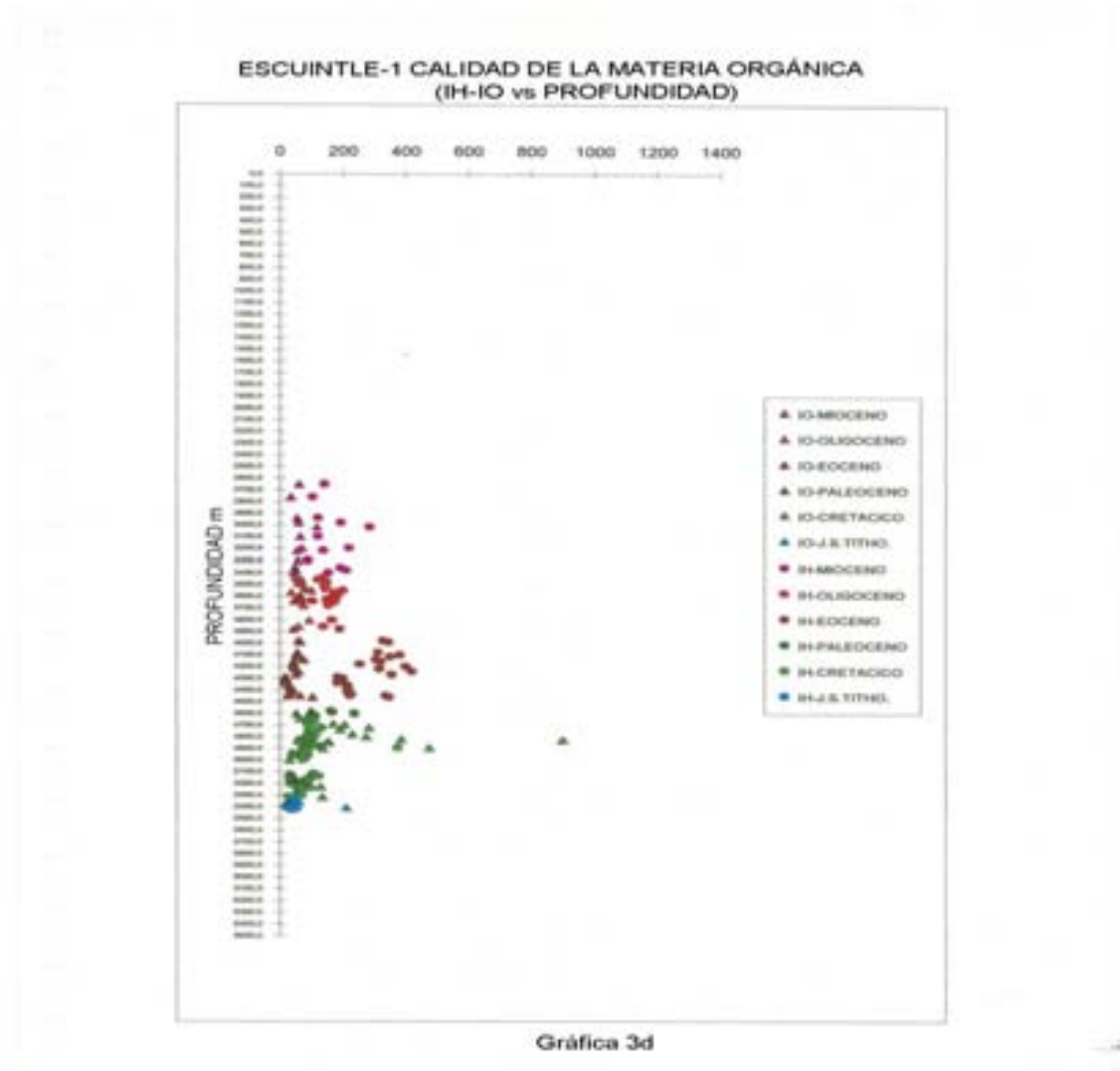
encontran muy cerca de la superficie, en donde se enriqueció de materia orgánica retrabajada.

La Megasecuencia C, localizada a una profundidad entre 4635 y 3334 m, está representada por la parte más alta de la series Cretácico Superior, Paleoceno, Eoceno y Oligoceno, se dividió en dos mesosecuencias. La subdivisión se estableció con base en las diferencias de las características gequímicas de la materia orgánica.

La Mesosecuencia C1 presenta valores que muestran un aumento de carbono orgánico alcanzando su máximo valor de 3% (gráfica 3a) para las rocas del Eoceno. Los valores de S_2 alcanzan su máximo valor de 6.5 mg HC/ gr roca (gráfica 3b), y los valores de IH varían entre 200 y 450 mg HC/ gr COT (gráfica 3d) que, de acuerdo a PETERS, E. K., (1986), representa materia orgánica con un potencial regular a bueno para generar hidrocarburos, por lo que es posible relacionarla a un kerógeno de tipo II .

La Megasecuencia C2, localizada a una profundidad entre 3875 y 3334 m, está representada por la serie del Oligoceno; muestra una drástica interrupción en los valores de capacidad de generación remanente (S_2), así como en los valores de índice de hidrógeno con respecto a la mesosecuencia anterior, representa una discordancia y, por consiguiente un cambio en el régimen sedimentario. Esta megasecuencia presenta valores de carbono orgánico de 0.6 % a 1.3 % (gráfica 3a), valores de S_2 entre 1.5 y 2.5 mg HC/ gr roca (gráfica 3b) y valores de IH < 250 mg HC/ gr COT (gráfica 3d) que, de acuerdo a PETERS, E. K., (1986), representa materia orgánica con potencial regular para generar hidrocarburos, por lo que es posible relacionarla a un kerógeno de tipo III.

La Megasecuencia D, localizada a una profundidad entre 3334 y 1930 m, está representada por la serie del Mioceno, presenta valores de carbono orgánico que varían entre 1 y 1.5% (gráfica 3a), valores de S_2 entre 1.5 y 2.5 mg HC/gr roca (gráfica 3b) y los valores de IH que varían entre 100 y 300 mg HC/ gr COT (gráfica 3d) que, de acuerdo a PETERS, E. K., (1986), representan materia orgánica con un potencial regular a pobre para generar hidrocarburos, relacionándolo a un kerógeno de tipo III.



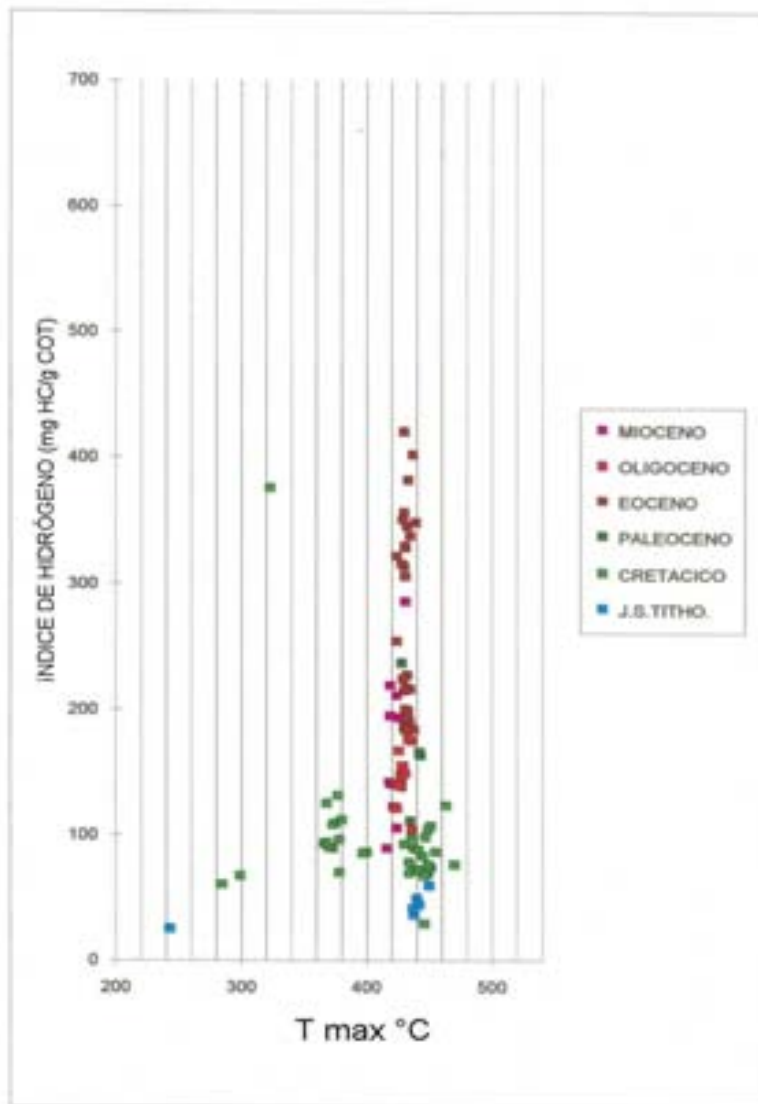
Descripción de la Evolución Térmica

La evolución térmica que presenta la materia orgánica para la Megasecuencia A se encuentra en una etapa de madurez (gráfica 3c y 3e); sin embargo, los bajos valores de riqueza orgánica y de la pobre capacidad de generación remanente que ésta presenta, permite considerarla como una megasecuencia con pobre potencial generador. La Megasecuencia B se encuentra, al igual que la anterior, dentro de la etapa de madurez con la excepción de una de las muestras; ésta, sin embargo, a pesar de presentar mayor riqueza orgánica, carece de capacidad de generación lo que la convierte en una megasecuencia con pobre potencial generador.

La Mesosecuencia B1 presenta una anomalía termal, ya que algunas muestras del Cretácico Superior, se encuentran en estado de inmadurez. Esta anomalía, al relacionarla con los altos valores de índice de oxígeno y los bajos valores de índice de hidrógeno (entre 700 y 800 mg CO_2/g COT y < 200 mg/HC ge COT, respectivamente) corroboran la idea de que las rocas del Cretácico Superior se depositaron en condiciones cercanas a la superficie o que posiblemente se encontraron expuestas a la erosión. Otra posible interpretación a los valores anómalos, podría relacionarse a la detección de

hidrocarburos realizada por el Rock-Eval. El equipo detecta en un principio los hidrocarburos libres durante un cierto intervalo de tiempo; posiblemente éstos no alcanzan a ser determinados completamente, ya que el aparato continúa detectando los hidrocarburos libres remanentes, dentro del intervalo de tiempo de detección de los valores del S_2 . Como la temperatura máxima de pirólisis es establecida cuando el pico S_2 alcanza su máximo valor, posiblemente, la temperatura anómala corresponda a temperaturas iniciales del máximo valor detectado de S_1 , y no S_2 .

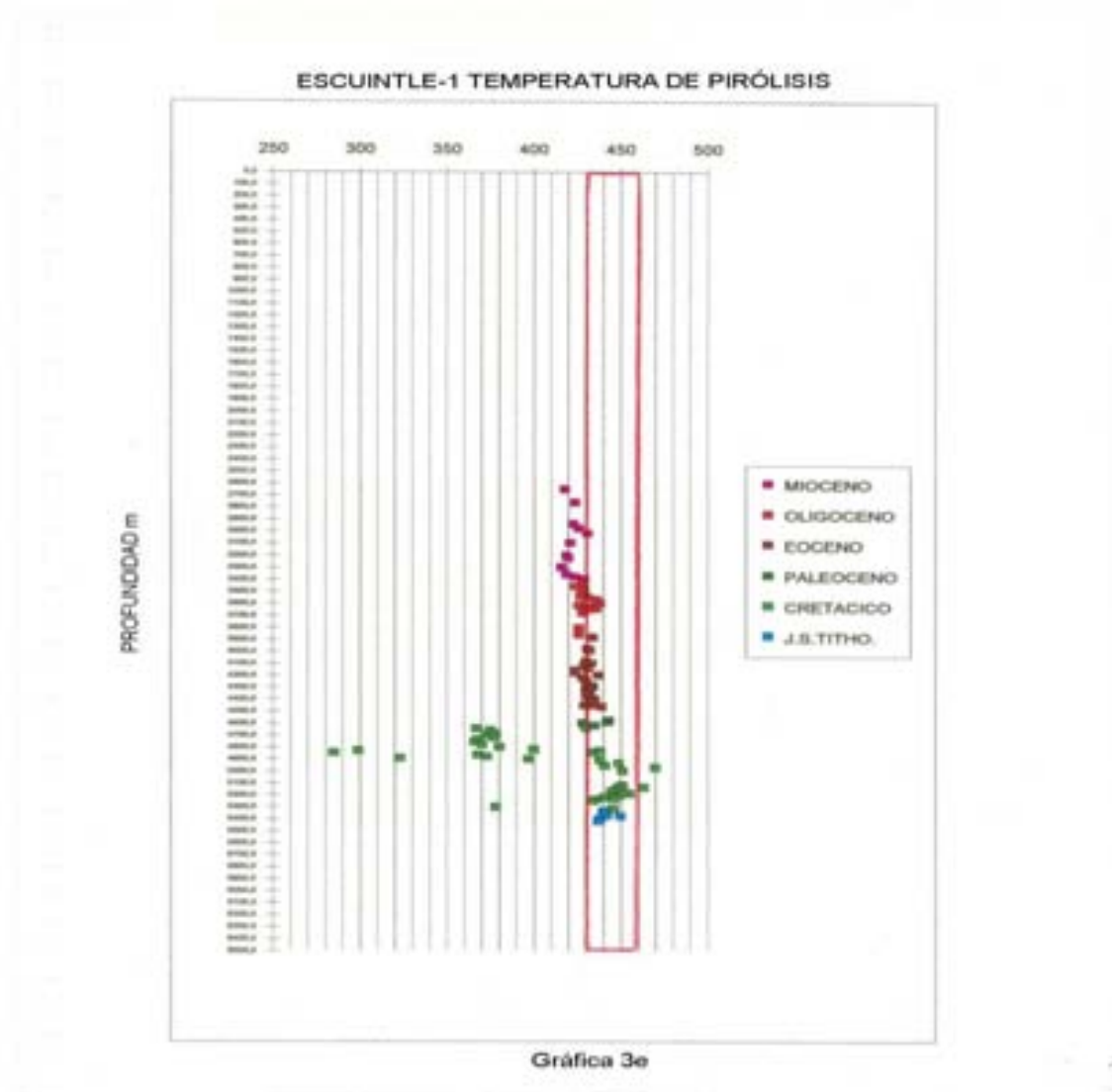
ESCUINTLE-1 DIAGRAMA IH/ T_{max} GRADO DE EVOLUCIÓN DE LA ROCA MADRE



Gráfica 3c

La Mesosecuencia C (rocas del Paleoceno y Eoceno y Oligoceno) está delimitada posiblemente por otra discordancia. Se encuentra en una etapa temprana de madurez para la generación de hidrocarburos.

Por lo que respecta a la Megasecuencia D, ésta se encuentran en condiciones de inmadurez termal.



Interpretación de las Facies Orgánicas

La gráfica 3d permite, de manera rápida y objetiva, reconocer las variaciones que sufrió la materia orgánica a través del tiempo geológico y se representa en función de la profundidad. El reconocimiento de las diferentes facies orgánicas en toda la columna geológica será referido a la gráfica anteriormente citada.

La materia orgánica que constituye a la Megasecuencia A (J.S.Titho.), presenta valores de IH-IO de < 100 mg HC/g COT y de 200 mg CO_2 /g COT, respectivamente. Estos valores nos permiten sugerir que las condiciones que prevalecieron durante el depósito de la materia orgánica se realizaron en condiciones someras o muy cercanas a una zona de aporte de materia orgánica retrabajada. La materia orgánica se relaciona a una facie orgánica CD según JONES, R. W., (1987); sin embargo, al relacionar la descripción litológica reportada por PEMEX, se interpreta que el medio ambiente de depósito, fue una rampa carbonatada, bajo condiciones someras a profundas (nerítico medio a externo) en condiciones marinas restringidas posiblemente en

depresiones equivalentes a las intraplatafórmicas y, por consecuencia, bajo condiciones anóxicas (Fig 3.8 E).

La materia orgánica que constituye a la Megasecuencia B se dividió en dos: la primera considera al (Cretácico Inferior - Medio), la cual presenta valores de IH-IO de 150 mg HC/g COT y 200 mg CO_2 /g COT, respectivamente, la cual se relaciona a las facies orgánicas CD a C, según JONES, R. W., (1987); sin embargo, la descripción litológica y paleontológica reportada por PEMEX, permite interpretar que fue un evento transgresivo continuo hasta el establecimiento de la plataforma carbonatada. El medio ambiente de depósito de la materia orgánica se relaciona a una depresión dentro de la plataforma en condiciones de mar abierto equivalente a condiciones de plataforma interna a media, posiblemente bajo condiciones restringidas anóxicas (Fig. 3.8 F).

La materia orgánica que constituye a la Mesosecuencia B2, representada por la materia orgánica del Cretácico Superior sufre un drástico enriquecimiento en oxígeno y, por consecuencia, un empobrecimiento de hidrógeno (IH=150 mg HC/g COT y IO=800 mg CO_2 /g COT). Lo anterior pone de manifiesto las pulsaciones del evento regresivo, quedando representada por una probable discordancia, en donde la materia orgánica pierde hidrógeno o sufre un enriquecimiento de materia orgánica retrabajada, relacionándose a la facies orgánicas CD a D, según JONES, R. W., (1987). Sin embargo, la descripción litológica y paleontológica reportadas por PEMEX, permiten interpretar el cambio de régimen, es decir, de condiciones transgresivas a regresivas, representado por secuencias litológicas con mayor influencia terrígena (margas). El medio ambiente de depósito que se interpreta se originó en condiciones someras, equivalente a condiciones de plataforma interna a media (Fig. 3.8 G)

Posteriormente en la Mesosecuencia C, la materia orgánica del Paleoceno y Eoceno muestra enriquecimiento progresivo en el contenido de hidrógeno alcanzando su máximo valor durante el Eoceno de IH entre 300 y 400 mg HC/gr COT y IO < 100 mg CO_2 / gr COT; estos valores nos permiten relacionarla a facies orgánicas C, según JONES, R. W., (1987). La interpretación que surge de estos valores, nos permite considerar la existencia de cambios en lo que respecta a la calidad de la materia orgánica, es decir, sufrió un cambio de facie orgánica C durante el Paleoceno, a BC durante el Eoceno relacionado a un proceso de subsidencia. El evento de subsidencia, originó que la cuenca empezara a ser llenada en forma muy rápida con secuencias terrígenas representadas por lutitas calcáreas ligeramente arenosas. Posiblemente la gran cantidad de sedimentos fue más rápida que la velocidad de subsidencia del bloque de basamento, originando que la materia orgánica no sufriera degradación oxidante, preservando la materia orgánica rica en carbono orgánico. El medio ambiente de depósito se relaciona a condiciones de mar abierto, equivalente a condiciones de plataforma externa (Fig. 3.8 H).

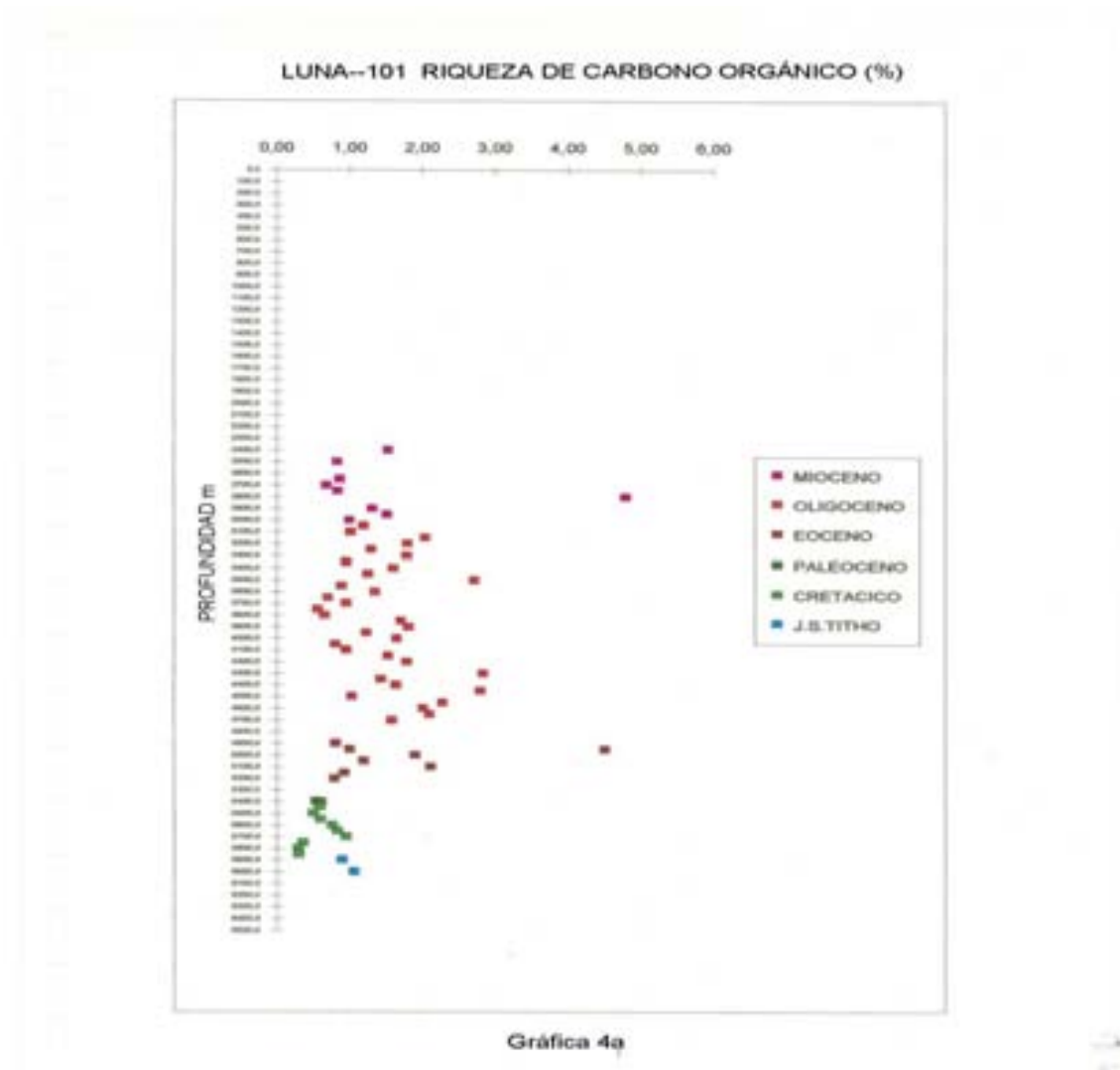
La materia orgánica que constituye a la Megasecuencia C1, representada por la serie del Oligoceno, muestra una drástica disminución de hidrógeno con respecto a la megasecuencia anterior. Este cambio drástico es

interpretado como una discordancia. Los valores de $IH < 200 \text{ mg HC/gr COT}$ y de $IO < 100 \text{ mg CO}_2/\text{gr COT}$, permiten hacer notar las condiciones de oxidación o retrabajo que prevalecieron durante su depósito, relacionándose a una facie orgánica C a CD según JONES, R. W., (1987). La descripción litológica reportada por PEMEX, permite interpretar que inicia con una alta tasa de subsidencia para posteriormente alcanzar la estabilización y erosión representada por una probable discordancia. El medio ambiente de depósito se relaciona a depresiones en condiciones de mar abierto, equivalente a condiciones de plataforma externa. (Fig. 3.8 I)

La materia orgánica que constituye a la Megasecuencia D muestra enriquecimiento en los valores de hidrógeno, por consecuencia, una disminución en los valores de oxígeno. Los valores de $IH-IO$ de 350 mg HC/g COT y $50 \text{ mg CO}_2/\text{g COT}$, respectivamente, permite relacionarlos a una facie orgánica C según JONES, R. W., (1987). Sin embargo, la descripción litológica reportada por PEMEX, permite interpretar el establecimiento de eventos progradantes dentro de la plataforma terrígena, originando el establecimiento de ambientes marinos deltáicos. El enriquecimiento de hidrógeno en la materia orgánica en un ambiente deltáico sólo se explica en facies de prodelta, en donde el contenido de materia orgánica es alto y el tamaño del grano del sedimento es fino, lo cual favorece la preservación de la materia orgánica (Fig. 3.8 J).

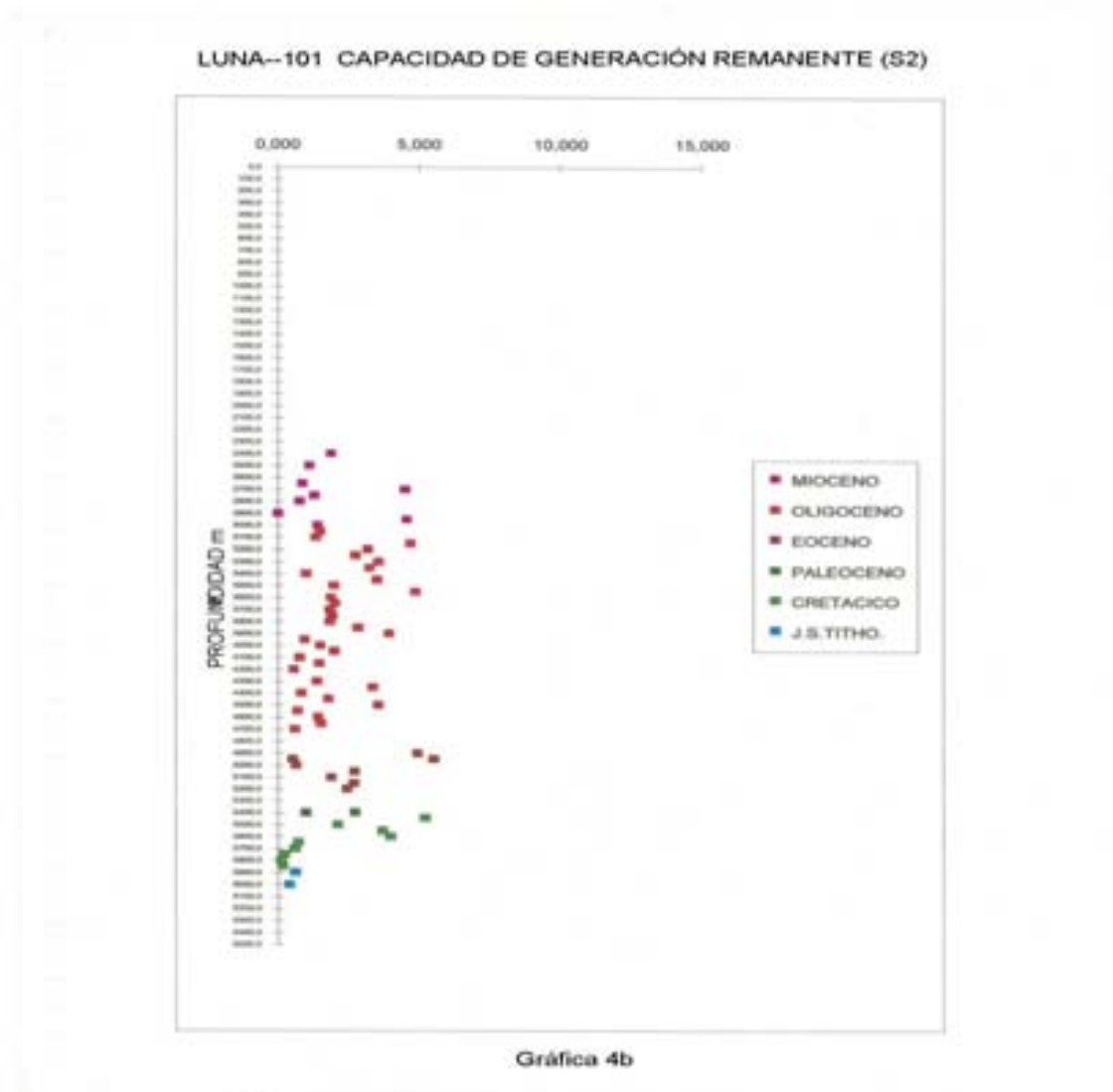
3.7.3.4. Descripción Geoquímica del Pozo Luna-101

Para la interpretación del Pozo Luna-101 se contó con información geoquímica que involucra a las rocas del Jurásico Superior (Tithoniano) al Mioceno. Se elaboraron las siguientes gráficas: de Prof. vs. Carbono Orgánico (gráfica 4a), Prof. vs. S_2 potencial generador de hidrocarburos (gráfica 4b), IH vs. T_{max} (gráfica 4c), IH vs. IO (gráfica.4d) y Prof. vs. T_{max} (gráfica. 4e). Las descripciones de las distintas megasecuencias que conforman la columna geológica del pozo se refieren a las gráficas citadas.



La Megasecuencia A localizada a una profundidad de 6000 a 5911 m, está representada por el Jurásico Superior (piso Tithoniano); presenta valores de carbono orgánico del orden 1 a 1.5 % (gráfica 4a), valores de S_2 de < 1 mg HC/ gr roca (gráfica 4b) y valores de IH de < 100 mg HC/ gr COT (gráfica 4d) que, de acuerdo a PETERS, K. E. (1986), representan materia orgánica con un potencial pobre para generar hidrocarburos. Con base en estos datos se relaciona a un kerógeno tipo III y se sugiere que las condiciones de oxigenación prevalecieron en su paleoambiente de depósito.

La Megasecuencia B localizada a una profundidad de 5911 a 5413 m, está representada por las series del Cretácico Inferior, Medio y Superior, presenta valores de carbono orgánico de 0.5 % (gráfica 4a), los valores de S_2 se aproximan a 1 mg HC/ gr roca (gráfica 4b) y los valores de IH de < 150 mg HC/ gr COT (gráfica 4d) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representan materia orgánica con un potencial pobre para generar hidrocarburos. Lo anterior nos permite relacionarla a un kerógeno tipo III, sugiriendo condiciones oxigenadas durante el depósito la materia orgánica.



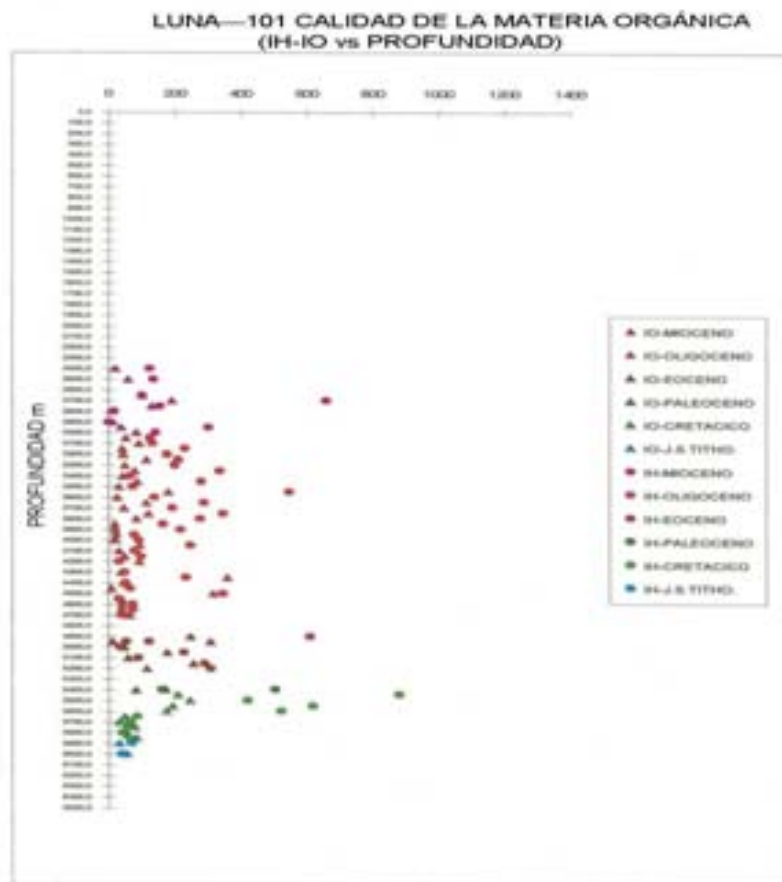
La Megasecuencia C, localizada a una profundidad de 5413 a 4194 m , está representada por la parte superior de la serie del Cretácico Superior, Paleoceno, Eoceno y Oligoceno; se dividió en dos mesosecuencias. La subdivisión se estableció con base en la diferencia de las características geoquímicas de la materia orgánica.

La Mesosecuencia C1, localizada a una profundidad de 5480 a 4720 m, inicia con valores de carbono orgánico de < 1% para el Cretácico Superior y Paleoceno; durante el Eoceno alcanzan valores de > 2 % (gráfica 4a). Por otra parte los valores del potencial generador de hidrocarburos o S_2 delimitan dos intervalos; el primero con valores hasta de 5 mg HC/gr roca, para el Cretácico Superior y Paleoceno; el segundo corresponde al Eoceno donde los valores de S_2 varían entre 0.5 y 6 mg HC/ gr roca (gráfica 4b). El comportamiento de los valores del IH muestran un enriquecimiento muy elevado con respecto a la megasecuencia anterior ya que alcanzan valores entre 400 y 800 mg HC/ gr COT (gráfica 4d). De acuerdo a PETERS, K. E., (1986), estos valores representan materia orgánica con un potencial bueno a excelente para generar hidrocarburos, específicamente para el Cretácico Superior. Los valores de IH para el Paleoceno y Eoceno son variables y fluctúan entre 50 y 600 mg HC/ gr

COT que, de acuerdo a PETERS (1986), representan materia orgánica con un potencial que varía desde pobre a bueno para generar hidrocarburos. El kerógeno que se relaciona para el Cretácico Superior es de tipo II y el kerógeno que se relaciona para el Paleoceno y Eoceno es de tipo III a II

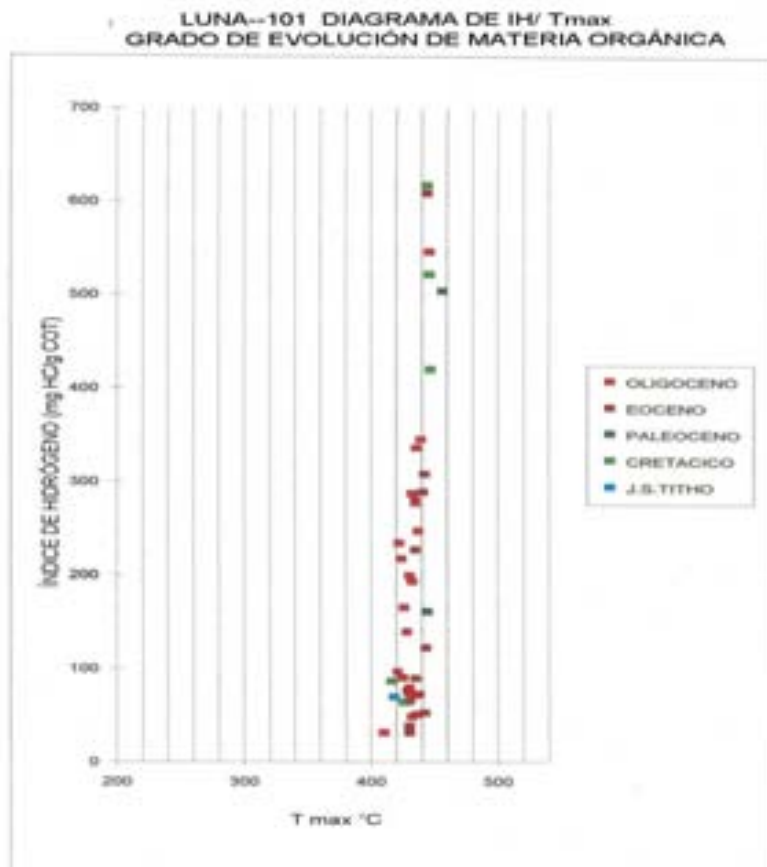
La Megasecuencia C2, localizada a una profundidad de 4720 a 4194 m, está representada por la serie del Oligoceno Inferior, presenta valores de carbono orgánico que fluctúan entre 1% y 3% (gráfica 4a), los valores de S_2 fluctúan entre 0.5 y 4 mg HC/ gr roca (gráfica 4b) y los valores de IH varían desde 70 a 400 mg HC/ gr COT (gráfica 4c) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representan materia orgánica con un potencial pobre a bueno para generar hidrocarburos, lo que permite relacionarla a un kerógeno de tipo III a II.

La Megasecuencia D, localizada a una profundidad de 4194 a 2586 m, está representada por la serie del Oligoceno Medio y Mioceno). Presenta valores de carbono orgánico que fluctúan entre 1% y 2% (gráfica 4a), los valores de S_2 fluctúan entre 1.5 y 5 mg HC/ gr roca (gráfica 4b) y los valores de IH fluctúan entre 200 y 600 mg HC/ gr COT (gráfica 4d) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representan materia orgánica con un potencial que varía desde regular a buena para generar hidrocarburos, lo que permite relacionarla a un kerógeno de tipo II.

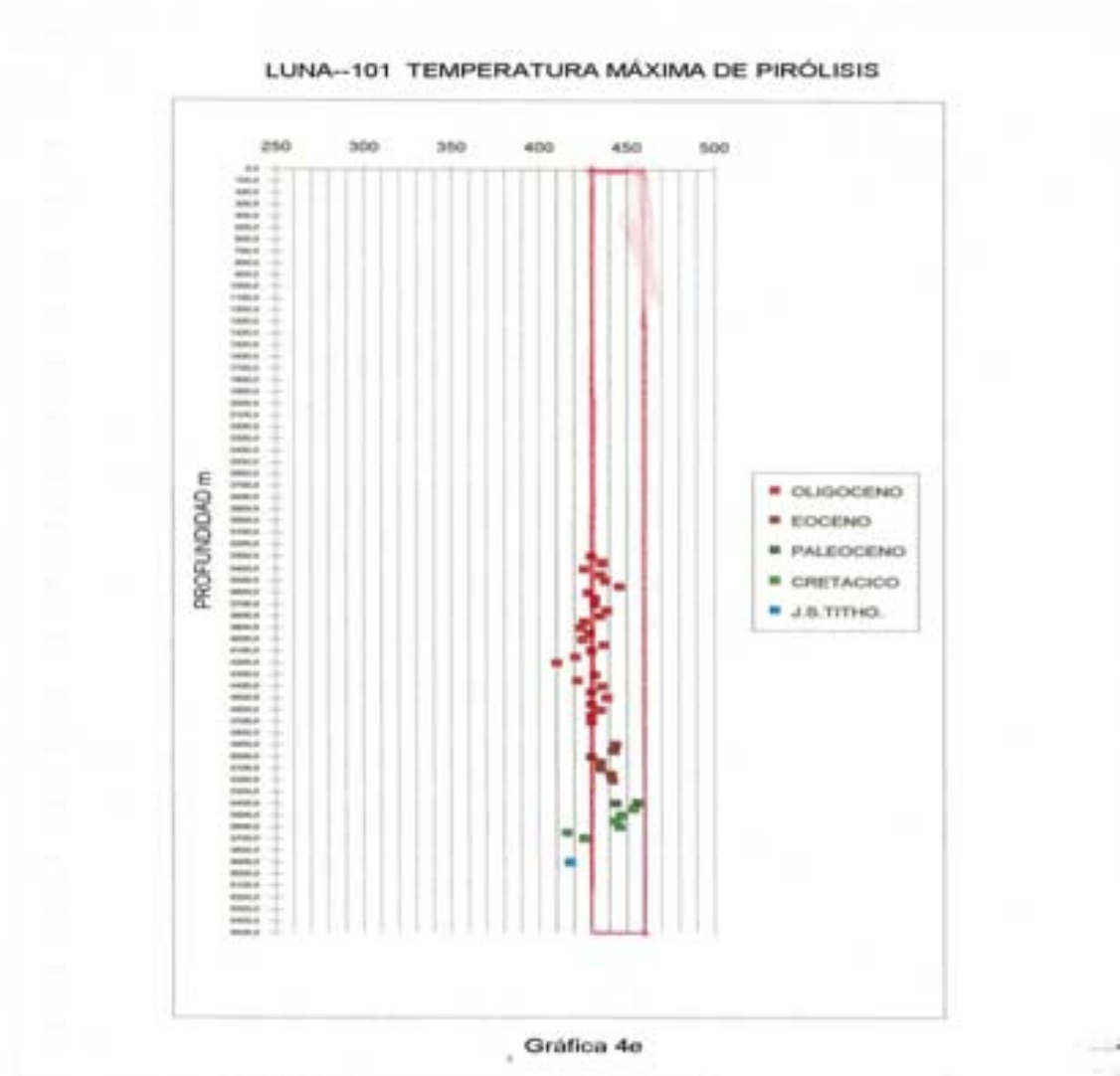


Descripción de la Evolución Térmica

La evolución térmica que presenta la materia orgánica de las megasecuencias A y B parece ser anómala, ya que presenta valores de temperatura por debajo de los 430° C y se clasifica como una materia orgánica inmadura (gráfica 4c y 4e). La explicación a esta anomalía es difícil de establecer; sin embargo, posiblemente se relacione a las propiedades físicas de la dolomía y/o se pueda relacionar a la probable presencia de impregnación de hidrocarburos. En general las megasecuencias se comportan a manera de ciclos permitiendo distinguir claramente las megasecuencias ya definidas. La megasecuencia C, se comporta como una secuencia madura y al relacionarse con los parámetros del potencial generador S_2 permite considerarla como una megasecuencia con buen potencial generador de hidrocarburos líquidos. La megasecuencia C2 delimitada posiblemente por discordancias, se encuentra en una etapa temprana de madurez para la generación de hidrocarburos. La megasecuencia D, también delimitada posiblemente por otra discordancia, se encuentra en parte en una etapa de madurez y al relacionarse con los parámetros de potencial generador S_2 permite considerarla como una megasecuencia con regular potencial generador de hidrocarburos líquidos.



Gráfica 4c



Interpretación de las Facies Orgánicas

La gráfica 4d, representa la calidad de la materia orgánica y permite, de una manera rápida y objetiva, reconocer las variaciones que sufrió la materia orgánica en función del tiempo representado en la profundidad. El reconocimiento de las diferentes facies orgánicas en toda la columna geológica será referidos a la figura anteriormente citada.

La materia orgánica que constituye a la Megasecuencia A, presenta valores IH-IO de 50 mg HC/g COT y 100 mg CO_2 /g COT, respectivamente; lo anterior permite interpretar que existieron condiciones oxigenadas en el paleoambiente de depósito. La facie orgánica a la que se relaciona es CD, según JONES, R. W., (1987). Sin embargo, al relacionar la descripción litológica y paleontológica reportadas por PEMEX, permite interpretar un ambiente de depósito de rampa carbonatada, en condiciones somera a profunda (nerítico medio a externo) en condiciones marinas restringidas posiblemente en depresiones equivalentes a las intraplatafórmicas y, por consecuencia, bajo condiciones anóxicas (Fig. 3.8 E)..

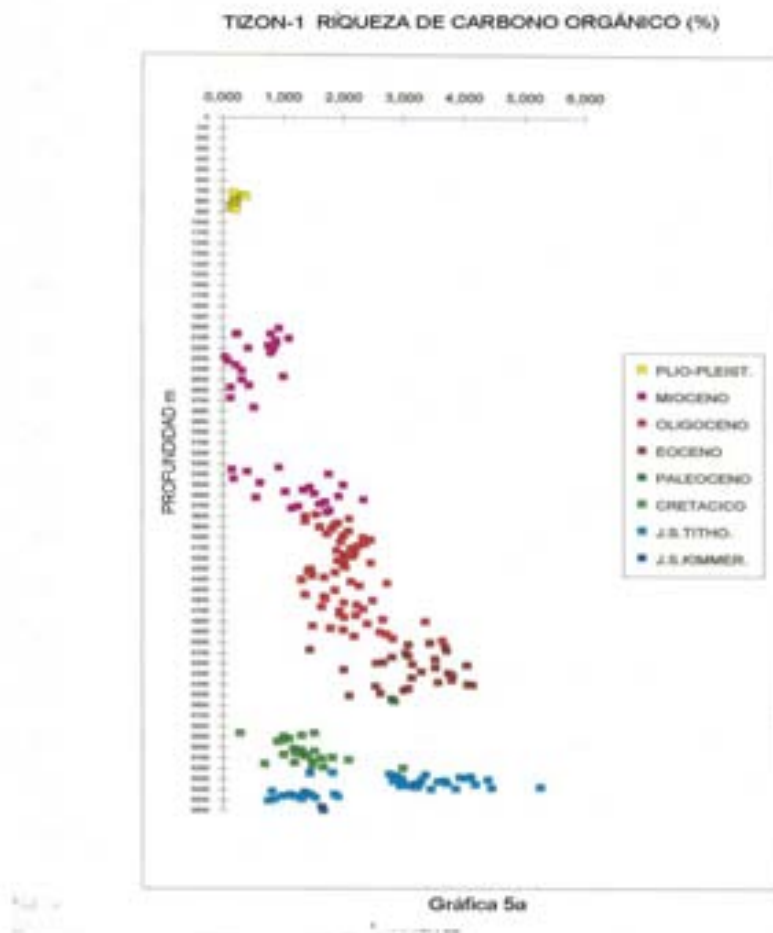
La materia orgánica que caracteriza a la Megasecuencia B, presenta valores de IH-IO de 50 mg HC/g COT y 100 mg CO_2 /g COT, respectivamente. Estos valores presentan condiciones muy similares a la megasecuencia anterior, y no presentan variaciones significativas. La facie orgánica relacionada es CD, según JONES, R. W., (1987). Sin embargo, al relacionar la descripción litológica y paleontológica reportadas por PEMEX, permite interpretar que se relaciona a depresiones dentro de la plataforma en condiciones de mar abierto, equivalente a condiciones de plataforma somera (Fig. 3.8 F).

La materia orgánica de la Megasecuencia C, muestra grandes variaciones en los valores de IH e IO con respecto la megasecuencia anterior. La materia orgánica del Cretácico Superior presenta valores de IH que varían entre 400 y 800 mg HC/g COT y de IO < 350 mg CO_2 /g COT, respectivamente; mostrando un elevado enriquecimiento en los valores del índice de hidrógeno. La facie orgánica relacionada es AB a B, según JONES, R. W., (1987); sin embargo, la riqueza en el contenido de hidrógeno que presenta la materia orgánica, permite relacionarla a una zona restringida, donde posiblemente se depositó materia orgánica de mejor calidad (tipo algáceo). El medio ambiente de depósito se relaciona a una depresión en condiciones de mar abierto somero, equivalente a una plataforma media restringida bajo condiciones anóxicas. Por lo que respecta a la materia orgánica del Paleoceno y Eoceno, presenta valores de IH-IO que varían entre 50 y 600 g HC/g COT y entre 50 y 350 mg CO_2 /g COT, respectivamente, relacionándose de manera general a una facie orgánica BC según JONES, R.W., (1987). Sin embargo, al relacionarse con la litología y paleontología reportada por PEMEX, permiten interpretar condiciones de mar abierto somero, equivalente a una plataforma media en condiciones restringidas (Fig. 3.8 H). La materia orgánica del Oligoceno, muestra un empobrecimiento en los valores de IH e IO. Esta, se caracteriza por presentar en promedio valores de IH-IO de 70 mg HC/g COT; sin embargo, existen algunas muestras que presentan valores de índice de hidrógeno de hasta 400 mg HC/g COT, por lo que respecta al índice de oxígeno presenta valores en general de 20 mg CO_2 /g COT, variando en algunos casos hasta 400 mg CO_2 /g COT. Como podemos observar, a pesar de presentar valores bajos de hidrógeno, la materia orgánica puede considerarse de mejor calidad que la megasecuencia anterior, ya que el poco contenido de oxígeno que presenta esta, la transforman en una materia orgánica con buena calidad para generar hidrocarburos. La facie orgánica relacionada es CD, según JONES, R. W., (1987); sin embargo, al relacionar la descripción litológica reportada por PEMEX, permite interpretar que la cuenca experimentó un proceso de rápida subsidencia. La explicación que se plantea es la siguiente: posiblemente se tuvo un aporte de sedimentos que fue mayor a la rápida subsidencia del bloque de basamento, que trajo como consecuencia que la materia orgánica rica en carbono orgánico se preservara evitando que la degradación oxidante atacara a la materia orgánica. El medio ambiente se relaciona a condiciones de mar abierto somero que se va haciendo cada vez más profundo, equivalente a una plataforma media a externa en condiciones anáxicas y restringidas (Fig. 3.8 I).

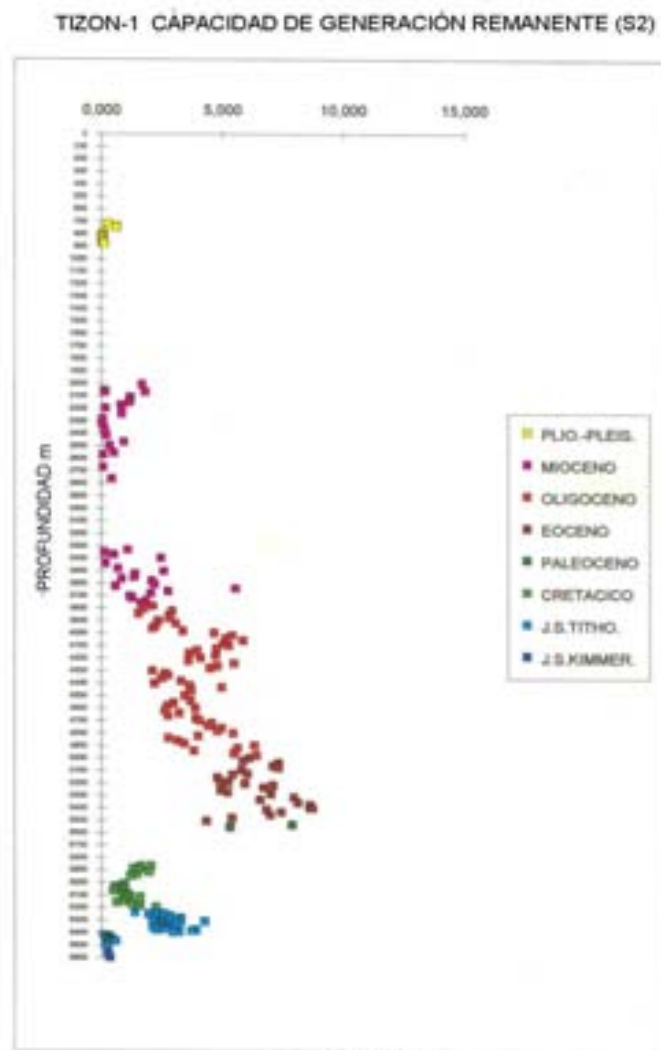
La materia orgánica de la Megasecuencia D cambia drásticamente, interpretando otra posible discordancia debido al enriquecimiento en los valores de IH. Esta, se caracteriza por presentar valores de IH que fluctúan entre 200 y 650 mg HC/g COT y valores de IO que fluctúan entre 50 y 200 mg CO_2 /g COT. La facie orgánica relacionada es C, según JONES, R. W., (1987); sin embargo, la variabilidad que presentan los valores del índice de hidrógeno de la materia orgánica permiten interpretar condiciones de inestabilidad gradual del bloque de basamento; lo anterior, trae como consecuencia que la materia orgánica rica en carbono orgánico sufra una ligera degradación oxidante. El medio ambiente se relaciona a condiciones de mar abierto somero, equivalente a una plataforma media a externa (Fig. 3.8 I).

3.7.3.5. Descripción Geoquímica del Pozo Tizón-1

Para la interpretación de las secuencias del Pozo Tizón-1 se contó con información geoquímica que involucra a las rocas del Jurásico Superior (Kimmeridgiano) al Mioceno. Se elaboraron las siguientes gráficas: de Prof. vs. Carbono Orgánico (gráfica 5a), Prof. vs. S_2 potencial generador de hidrocarburos (gráfica 5b), IH vs. Tmax (gráfica 5c) y IH vs. IO (gráfica 5d) y Prof vs. Tmax (gráfica 5e). Las descripciones de las distintas megasecuencias que conforman la columna geológica del pozo se refieren a las gráficas anteriormente citadas, por lo cual constantemente nos referiremos a ellas.



La Megasecuencia A, localizada a una profundidad entre los 6620 m y 6184 m, representada por los pisos Kimmeridgiano y Tithoniano, presenta las siguientes características: Los valores de carbono orgánico muestran dos familias (gráfica 5a): La primera y la más antigua involucra materia orgánica del Jurásico Superior (Kimmeridgiano) y base del Tithoniano (6620 a 6400 m); presenta valores de 1 a 2% de carbono orgánico (gráfica 5a), los valores de $S_2 < 1$ mg HC/gr roca (gráfica 5b) y valores de IH < 50 mg HC/gr COT (gráfica 5d) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986) se relaciona a materia orgánica con potencial pobre para generar hidrocarburos, de un kerógeno de tipo III. La segunda familia, involucra materia orgánica de la cima del Tithoniano (6400 a 6184 m) y presenta valores de 3 a 5.5 % de carbono orgánico (gráfica 5a), los valores de S_2 entre 2 a 5 mg HC/gr roca (gráfica 5b) y valores de IH > 50 y < 100 mg HC/gr COT (gráfica 5d) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representa materia orgánica con un potencial pobre para generar hidrocarburos, relacionándose a un kerógeno de tipo III.



La Megasecuencia B, localizada a una profundidad entre 6200 y 5791m, está representada por las series Cretácico Inferior, Medio y parte media del Cretácico Superior; presenta valores entre 1 y 3 % de carbono orgánico

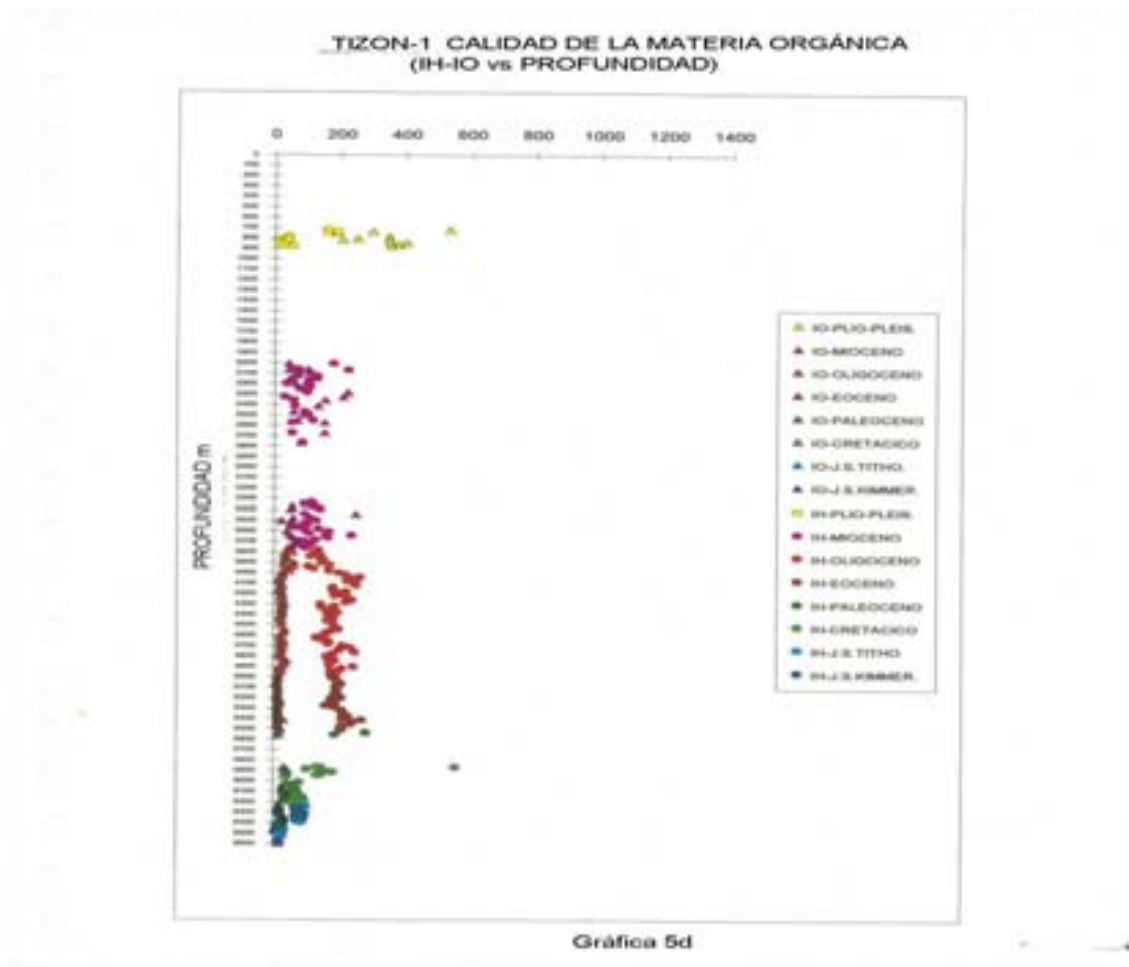
(gráfica 5a), valores de S_2 entre 0.5 y 2.5 mg HC/ gr roca (gráfica 5b) y valores de IH > 100 y < 150 mg HC/gr COT (gráfica 5d) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representa materia orgánica con un potencial pobre para generar hidrocarburos, relacionándose a un kerógeno de tipo III.

La Megasecuencia C, localizada a una profundidad entre 5791 a 4039 m, y representada por las series Cretácico Superior, Paleoceno, Eoceno y Oligoceno, presenta valores de carbono orgánico que varían entre 0.5 y 4.5 % (gráfica 5a), los valores de S_2 entre 1.5 y 9 mg HC/ gr roca (gráfica 5b) y valores de IH que varían entre 150 a 350 mg HC/gr COT (gráfica 5c) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representa materia orgánica con potencial regular a bueno para generar hidrocarburos. Los valores anteriormente citados nos permiten relacionarlos a un kerógeno de tipo II a III, sugiriendo que las condiciones de oxigenación prevalecieron en su paleoambiente de depósito.

La Megasecuencia D, localizada a una profundidad de 4039 a 2770 m, está representada por la serie Mioceno y presenta valores de carbono orgánico de 0.3 a 2.5 % (gráfica 5a), valores de S_2 entre 0.5 y 6 mg HC/gr roca (gráfica 5b) y valores de IH < 350 mg HC/gr COT (gráfica 5d) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representan materia orgánica con un potencial regular para generar hidrocarburos. Los valores anteriormente citados permiten relacionarla a un kerógeno de tipo III, sugiriendo condiciones oxigenadas durante el depósito de la materia orgánica.

La Megasecuencia E, localizada a una profundidad de 2770 a 2037 m, está representada por la serie Mioceno Medio y Superior, presenta valores de carbono orgánico de 0.2 a 1.5 % (gráfica 5a), valores de S_2 entre 0.1 y 2 mg HC/gr roca (gráfica 5b) y valores de IH < 250 mg HC/gr COT (gráfica 5d) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representa materia orgánica con un potencial pobre a regular para generar hidrocarburos. Los valores permiten relacionarla a un kerógeno de tipo III, sugiriendo condiciones oxigenadas durante el depósito de la materia orgánica.

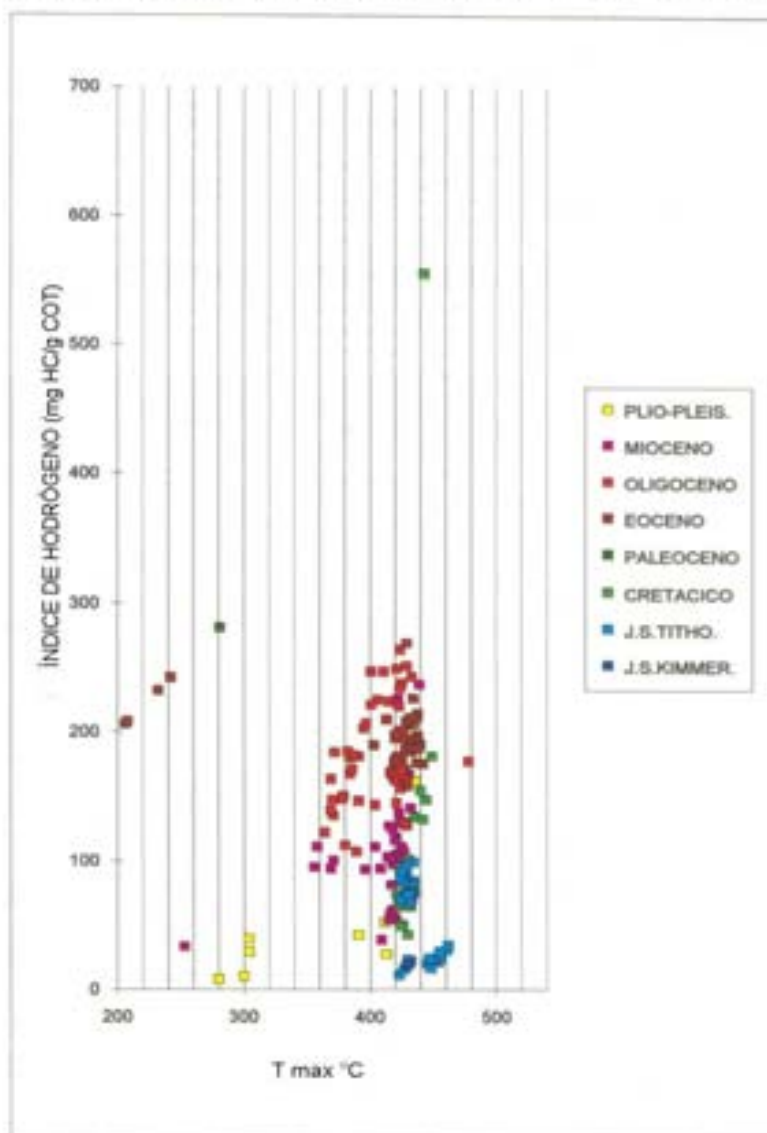
La Megasecuencia F, localizada a una profundidad de 2037 a 1269 m, está representada por la serie Plioceno, presenta valores de carbono orgánico entre 0.2 y 0.4% (gráfica 5a), valores de S_2 < 1 mg HC/ gr roca (gráfica 5b) y valores de IH < 200 mg HC/ gr COT (gráfica 5d) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representan materia orgánica con un potencial pobre a regular para generar hidrocarburos. Los valores permiten relacionarla a un kerógeno de tipo III, sugiriendo condiciones oxigenadas durante el depósito de la materia orgánica.



Descripción de la Evolución Térmica

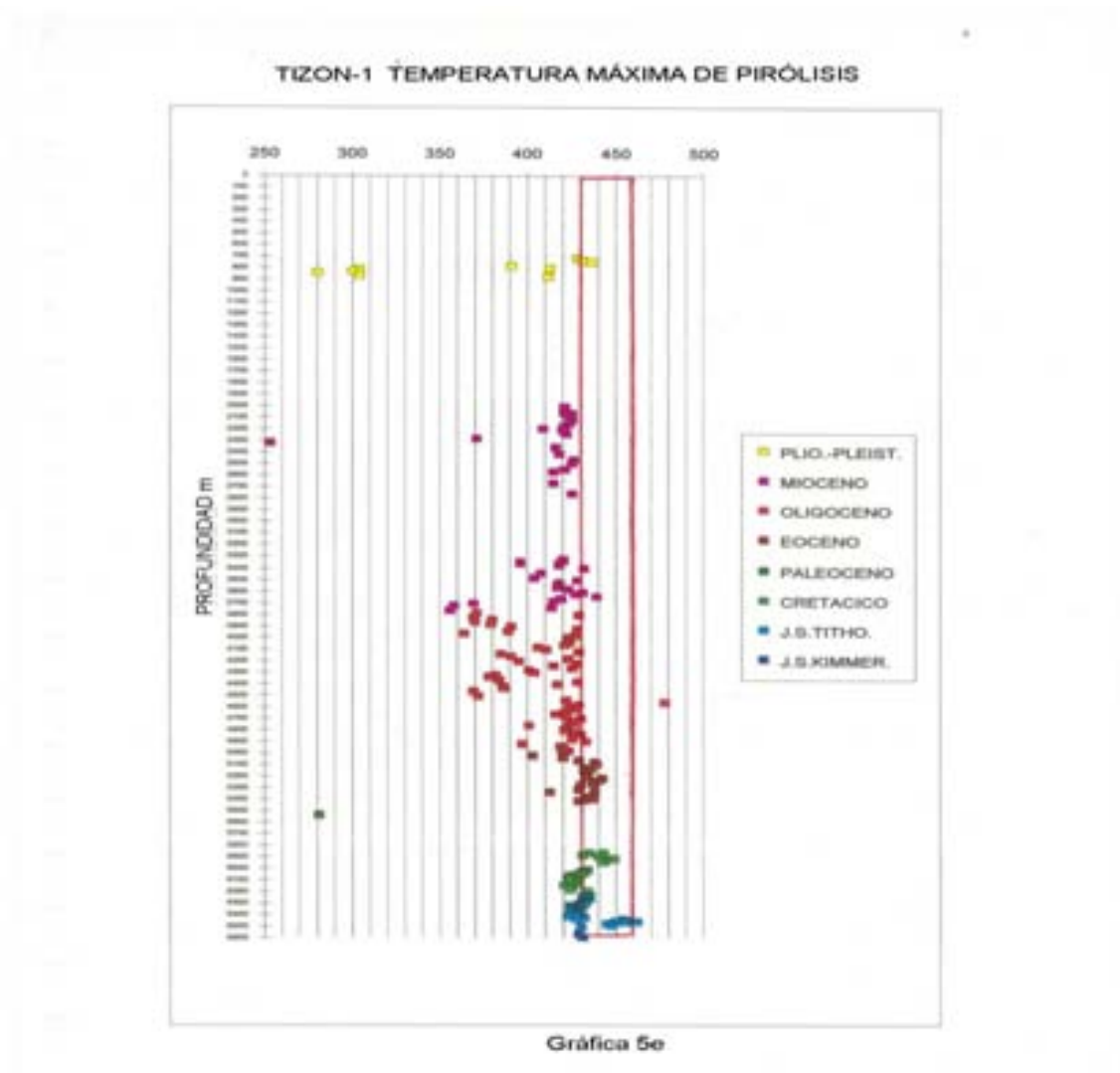
La evolución térmica que ha sufrido la materia orgánica del Pozo Tizón-1, podría considerarse normal; sin embargo, existen algunas anomalías térmicas en las megasecuencias terciarias y mesozoicas (gráficas 5c y 5e). Las dos familias de materia orgánica que constituyen a la Megasecuencia A presentan las siguientes características: La primera inicia con valores de temperatura que apenas alcanzan el límite de la ventana de generación, la cual, al relacionarla con la descripción litológica, podemos ver que probablemente se relacione a las propiedades físicas de las dolomías; sin embargo, existe un pequeño grupo de muestras de la misma familia que se encuentran relacionadas a otra litología y en una etapa madura de generación. Como podemos ver, las variaciones en el grado de madurez posiblemente dependen de las propiedades físicas de la roca y de la materia orgánica; lo anterior; al relacionarlo con los parámetros de potencial generador permiten considerarla como una familia con pobre potencial generador. La segunda, presenta valores de temperatura que permitirían ubicarla de manera general en el límite de la ventana de generación; lo anterior, al relacionarse con los parámetros del potencial generador S_2 permite considerarla como una megasecuencia en la etapa de generación.

TIZON-1 DIAGRAMA IH/ T max GRADO DE EVOLUCIÓN DE LA ROCA MADRE



Gráfica 5c

La Megasecuencia B presenta un grado de evolución térmica similar a la segunda familia de la megasecuencia anteriormente descrita, al relacionarla con los parámetros de potencial generador S_2 permite considerarla como una megasecuencia con pobre potencial generador. La Megasecuencia C, se encuentra en estado de madurez y al ser relacionada con los parámetros del potencial generador permiten considerarla como una megasecuencia generadora de hidrocarburos. La Megasecuencia D, muestra un grado de evolución térmica bajo, considerándose que presenta un estado térmico inmaduro. La Megasecuencia E muestra de manera general una dispersión de valores que la ubican en un estado térmico inmaduro. Las megasecuencias F, G y H se encuentran en un estado inmaduro; sin embargo, algunas muestras presentan un ligero grado de madurez, posiblemente relacionado al retrabajo sufrido por la materia orgánica.



Interpretación de las Facies Orgánicas.

La gráfica 5d, representa la calidad de la materia orgánica del Pozo Tizón-1; ésta permite, de una manera rápida y objetiva, reconocer las variaciones que sufrió la materia orgánica en función del tiempo y de la profundidad. El reconocimiento de las diferentes facies orgánicas que presenta la columna geológica serán referidas a la figura anteriormente citada.

La materia orgánica que constituye a la Megasecuencia A presenta dos familias: La primera presenta valores de IH - IO de 50 mg HC/g COT y 40 mg CO_2 /g COT, respectivamente; permitiendo interpretar que existieron condiciones oxigenadas en el paleoambiente de depósito. La facie orgánica a la que se relaciona es D, según JONES, R. W., (1987); sin embargo, al relacionar la descripción litológica y paleontológica reportada por PEMEX, permite interpretar un ambiente de depósito de rampa carbonatada, en condiciones someras, representada por arenas carbonatadas oolíticas.

La segunda familia, que conforma a la Megasecuencia A, presenta un ligero enriquecimiento en su contenido de hidrógeno, presentando valores de IH-IO de 150 mg HC/gr COT y 40 mg CO_2 /gr COT, respectivamente. La facie

orgánica a la que se relaciona es CD, según JONES, R. W., (1987); sin embargo, al relacionar la descripción litológica y paleontológica reportada por PEMEX, permite interpretar que el proceso transgresivo continuó, estableciendo un ambiente de rampa carbonatada, en condiciones someras a profundas (nerítico medio a externo) en condiciones marinas restringidas posiblemente en depresiones equivalentes a las intraplatafórmicas y, por consecuencia bajo condiciones anóxicas (Fig. 3.8 D y E).

La materia orgánica que constituye a la Megasecuencia B, presenta valores de IH-IO < 200 mg HC/gr COT y 70 mg CO_2 /gr COT, respectivamente. La facie orgánica a la que se relaciona es C, según JONES, R. W., (1987); sin embargo, al relacionar la descripción litológica y paleontológica reportada por PEMEX, permite interpretar que se relaciona a depresiones dentro de la plataforma en condiciones de mar abierto, equivalente a condiciones de plataforma somera representada por la presencia de dolomías (Fig. 3.8 F).

La materia orgánica de la Megasecuencia C, presenta dos familias de valores de materia orgánica. La primera, está representada por la serie Cretácico Superior y sólo se contó con un pequeño grupo de muestras. Estas presentan un enriquecimiento en los valores de IH que varían entre 180 y 600 mg HC/gr COT y < 50 mg CO_2 /gr COT. La facie orgánica relacionada es BC a B, según JONES, R. W., (1987); sin embargo, al relacionar la descripción litológica y paleontológica reportada por PEMEX, permite interpretar que el medio ambiente de depósito se relaciona a una depresión en condiciones de mar abierto somero, equivalente a una plataforma media restringida bajo condiciones anóxicas (Fig.3.8G). La segunda, representada por la materia orgánica del Paleoceno, Eoceno y Oligoceno, presenta valores muy constantes de IH-IO que varían entre 200 y 350 mg HC/gr COT y 25 mg CO_2 /gr COT, respectivamente; cabe aclarar que el comportamiento de los valores de IH-IO muestran una tendencia cíclica. Por otra parte, aunque los valores de índice de hidrógeno no son excelentes, los bajos valores de oxígeno la transforman en una materia orgánica con excelente calidad para generar hidrocarburos. La facie orgánica a la que se relaciona es BC, según JONES, R. W., (1987); sin embargo, al relacionar la descripción litológica reportada por PEMEX, permite interpretar que la cuenca experimentó un proceso de subsidencia gradual, que inicialmente experimentó un proceso transgresivo hasta finales del Cretácico Superior y posteriormente una regresión representado por la presencia de margas. La explicación que se plantea es la siguiente: posiblemente se tuvo un aporte de sedimentos que fue mayor que la rápida subsidencia del bloque del basamento, que trajo como consecuencia que la materia orgánica rica en carbono orgánico se preservara, evitando que la degradación oxidante atacara a la materia orgánica. El medio ambiente se relaciona a condiciones de mar abierto somero que se hace más profundo, equivalente a una plataforma media a externa en condiciones anóxicas y restringidas que va a cambiar al ambiente cada vez más somero durante el proceso de azolvamiento durante el Eoceno (Fig. 3.8 H). Este proceso está marcado en la gráfica 5a y 5b por la disminución gradual del carbono orgánico y del S_2 . Como podemos ver, al parecer la riqueza orgánica está controlada fundamentalmente por una alta relación de sedimentación y por una alta velocidad de subsidencia, originando la preservación de la materia orgánica. El medio ambiente se relaciona a

condiciones de mar abierto posiblemente profundo, equivalente a una plataforma externa a batial superior en condiciones anóxicas y restringidas (Fig. 3.8 H).

La materia orgánica de la Megasecuencia D, presenta hacia los valores de arriba un empobrecimiento en los valores de hidrógeno y un ligero enriquecimiento en los valores de oxígeno. Los valores de IH-IO varían entre 300 a 170 mg HC/gr COT y < 100 mg CO_2 /gr COT, respectivamente; permiten relacionarlos a una facie orgánica BC a C, según JONES, R. W., (1987); sin embargo, al relacionar la descripción litológica y paleontológica reportada por PEMEX, permiten interpretar que el proceso de subsidencia posiblemente se estabilizó, depositándose materia orgánica más oxigenada o retrabajada, estableciéndose condiciones de mar abierto bajo condiciones restringidas, mostrando un cambio de facies sedimentarias.

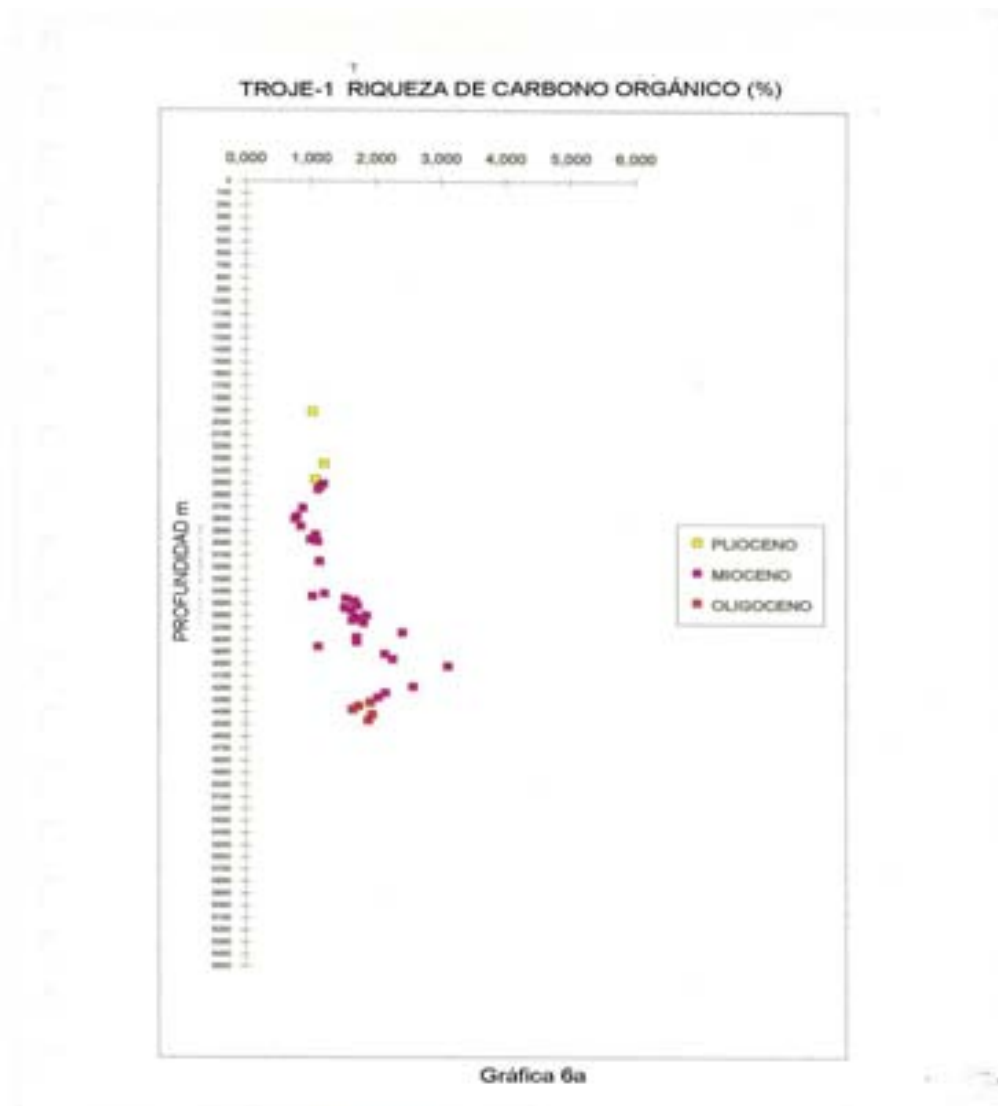
La materia orgánica de la Megasecuencia E, presenta valores de IH-IO que varían entre 240 y 80 mg HC/gr COT y entre 20 y 240 mg CO_2 /g COT, respectivamente; desde el punto de vista de facies orgánicas se relaciona a una facies C a CD, según JONES, R. W., (1987). El medio ambiente de depósito interpretado corresponde a un ambiente marino deltáico, en facies de prodelta. (Fig. 3.8 I).

La materia orgánica de la Megasecuencia F, presenta mayor influencia de medios oxigenados o de retrabajo de la materia orgánica. Presenta valores de IH-IO que varían entre 30 y 220 mg HC/gr COT y entre 30 y 220 mg CO_2 /g COT, respectivamente; desde el punto de vista de facies orgánicas se relaciona a una facie CD, según JONES, R.W., (1987). El medio ambiente de depósito interpretado corresponde a un ambiente marino deltáico, en facies de frente deltáico.

3.7.3.6. Descripción Geoquímica del Pozo Troje-1

Para la interpretación de los datos del Pozo Troje-1 sólo se contó con información geoquímica que involucra a las rocas del Oligoceno al Plioceno. Se elaboraron las siguientes gráficas: de Prof. vs. Carbono Orgánico (gráfica 6a), Prof. vs. S_2 potencial generador de hidrocarburos (gráfica 6b), IH vs. Tmax. (gráfica 6c) y IH vs. IO (gráfica 6d) y Prof. vs. Tmax. (gráfica 6e). Las descripciones de las distintas megasecuencias que conforman la columna geológica del pozo se refieren a las gráficas citadas.

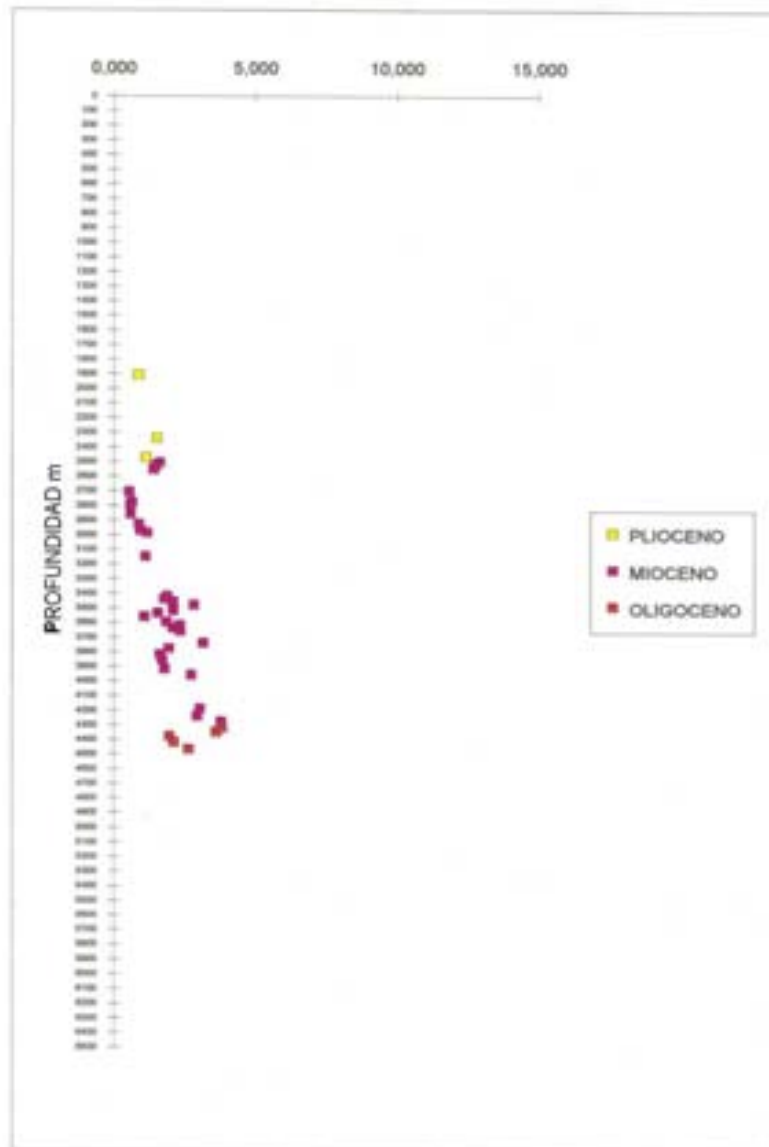
Lamentablemente, el muestreo geoquímico realizado en este pozo fue incompleto, por lo que sólo se contó con información geoquímica de materia orgánica del Oligoceno al Plioceno. La delimitación de las megasecuencias que constituyen este pozo, principalmente se establecieron con base en la correlación del Pozo Tizón-1, así como, por los límites de las megasecuencias establecidas en el análisis de secuencias.



La Megasecuencia D, localizada a una profundidad de 4500 a 3200 m, está representada por la serie Oligoceno Superior al Mioceno Inferior; presenta valores de carbono orgánico que fluctúan entre 0.8 % y 3.5% (gráfica 6a), valores de S_2 entre 1 y 4 mg HC/gr roca (gráfica 6b) y valores de IH que varían entre 50 y 250 mg HC/ gr COT (gráfica 6d) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representan materia orgánica con potencial pobre a regular para generar hidrocarburos. Los valores anteriormente citados permiten relacionarlos a un kerógeno de tipo III, sugiriendo condiciones poco oxigenadas durante el depósito de la materia orgánica.

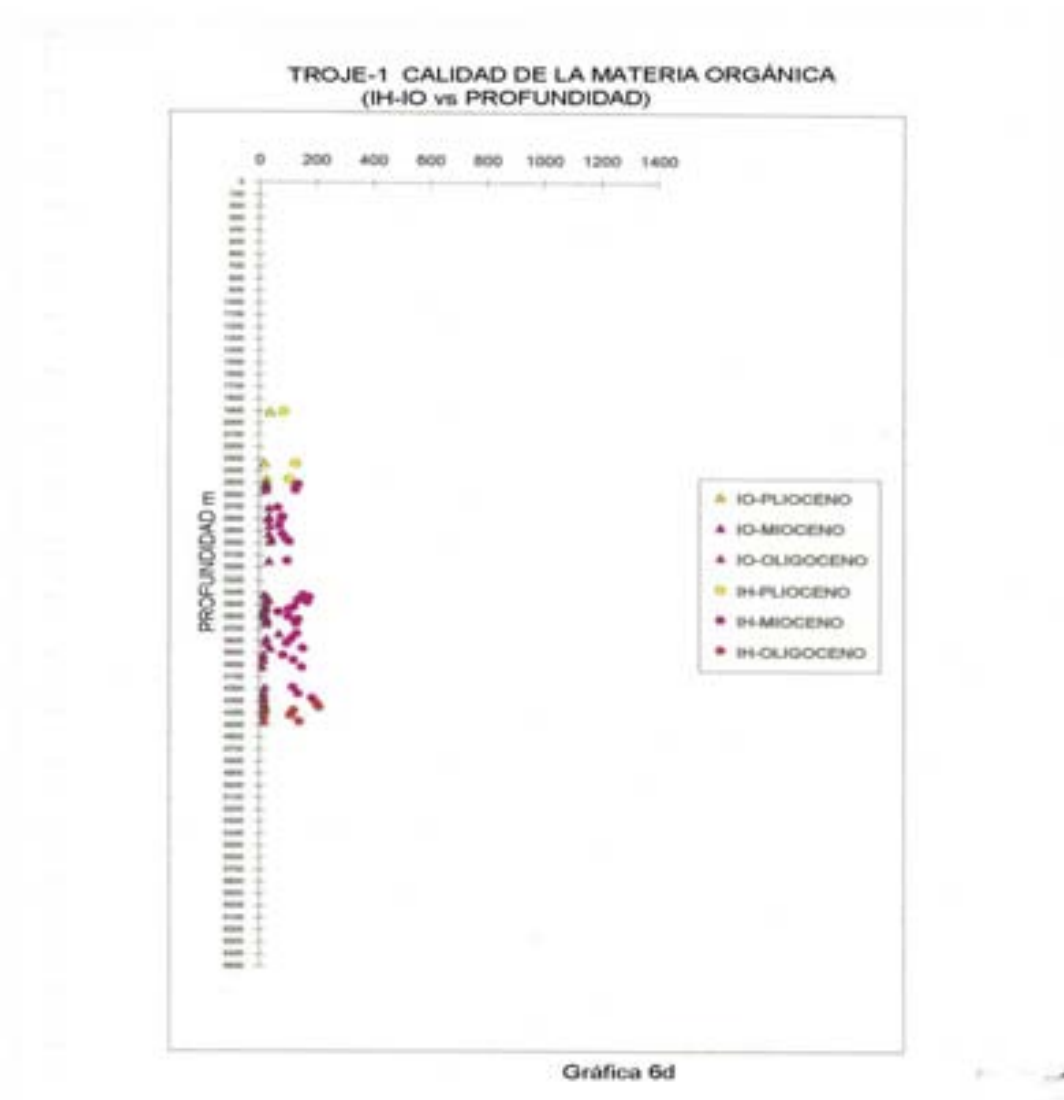
La Megasecuencia E, localizada a una profundidad de 3200 a 2500 m, está representada por la serie Mioceno Medio y Superior. Presenta valores de carbono orgánico que varían entre 0.8 % y 1.5% (gráfica 6a), los valores de S_2 < 2 (gráfica 6b) y valores de IH generalmente de < 150 mg HC/ gr COT (gráfica 6d) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representan materia orgánica con potencial pobre para generar hidrocarburos. Con base en los valores anteriormente citados es posible relacionarlos a un kerógeno de tipo III, sugiriendo condiciones con mayor oxigenación durante el depósito de la materia orgánica.

TROJE-1 CAPACIDAD DE GENERACIÓN REMANENTE (S₂)



Gráfica 6b

La Megasecuencia F, localizada a una profundidad de 2500 a 1850 m, está representada por la serie Plioceno. Presenta valores de carbono orgánico de 1.5 % (gráfica 6a), los valores de $S_2 < 2$ (gráfica 6b) y valores de IH < 150 mg HC/ gr COT (gráfica 6d) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representan materia orgánica con pobre potencial para generar hidrocarburos. Con base en los valores citados es posible relacionar al kerógeno como de tipo III, sugiriendo condiciones oxigenadas durante el depósito de la materia orgánica.

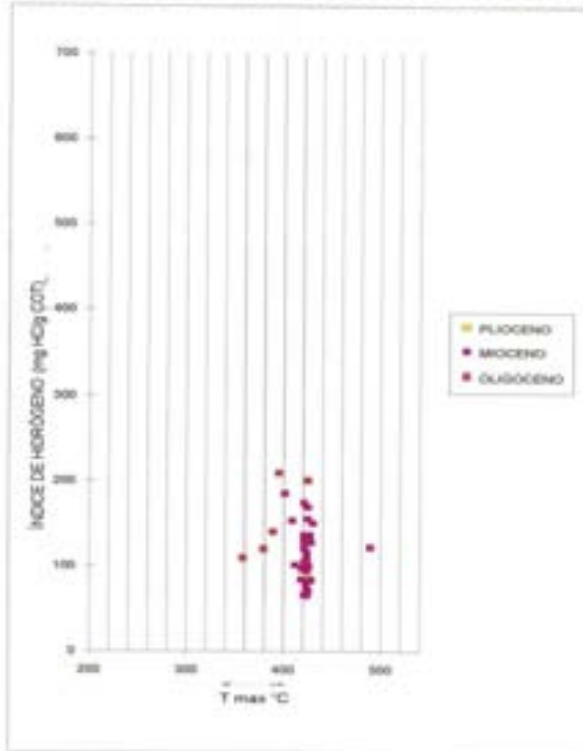


Descripción de la Evolución Térmica

La evolución térmica que presenta la materia orgánica de la Megasecuencia D, presenta un comportamiento inmaduro anómalo. Lo interesante de esta anomalía es que no es única del Pozo Troje-1, sino que es posible correlacionarla al Occidente con los pozos Tizón-1 y Luna 101; lo anterior nos permite relacionarlo a posibles concentraciones de hidrocarburos y/o a cambios en las propiedades físicas de las rocas.

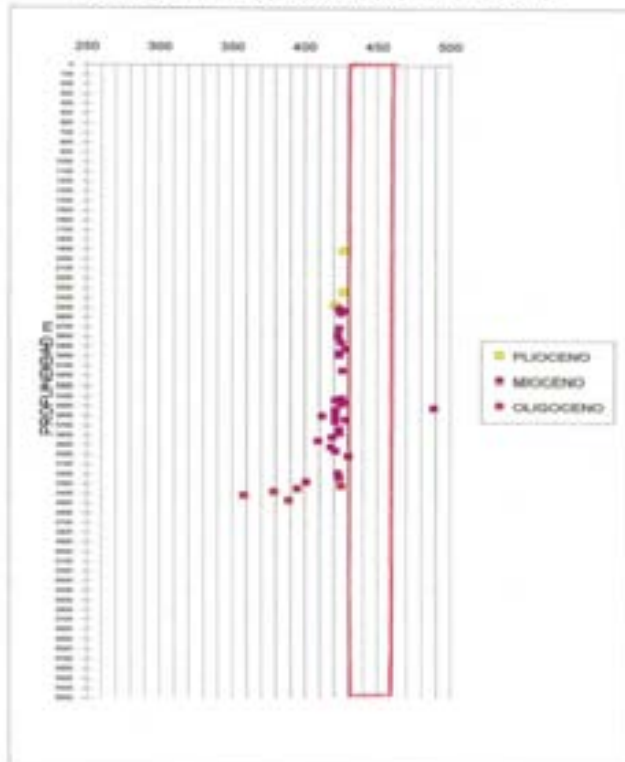
Con respecto a las Megasecuencias E y F, realmente no hay mucho que describir sobre la evolución térmica que presenta la materia orgánica, ya que las dos megasecuencias se encuentran casi en el límite a la ventana de generación (430°C), por lo cual las consideramos en estado de inmadurez termal (gráfica 6c y 6e).

TROJE-1 DIAGRAMA BH T_{max} GRADO DE EVOLUCIÓN DE LA ROCA MADRE



Gráfica 6c

TROJE-1 TEMPERATURA MÁXIMA DE PIRÓLISIS



Gráfica 6e

Interpretación de Facies Orgánicas

La gráfica 6d, representa la calidad de la materia orgánica que presenta las secuencias del Pozo Troje-1; ésta permite, de manera rápida y objetiva, reconocer las variaciones que sufrió la materia orgánica en función del tiempo y está representada en función de la profundidad. El reconocimiento de las diferentes facies orgánicas en toda la columna geológica será referido a la figura anteriormente citada.

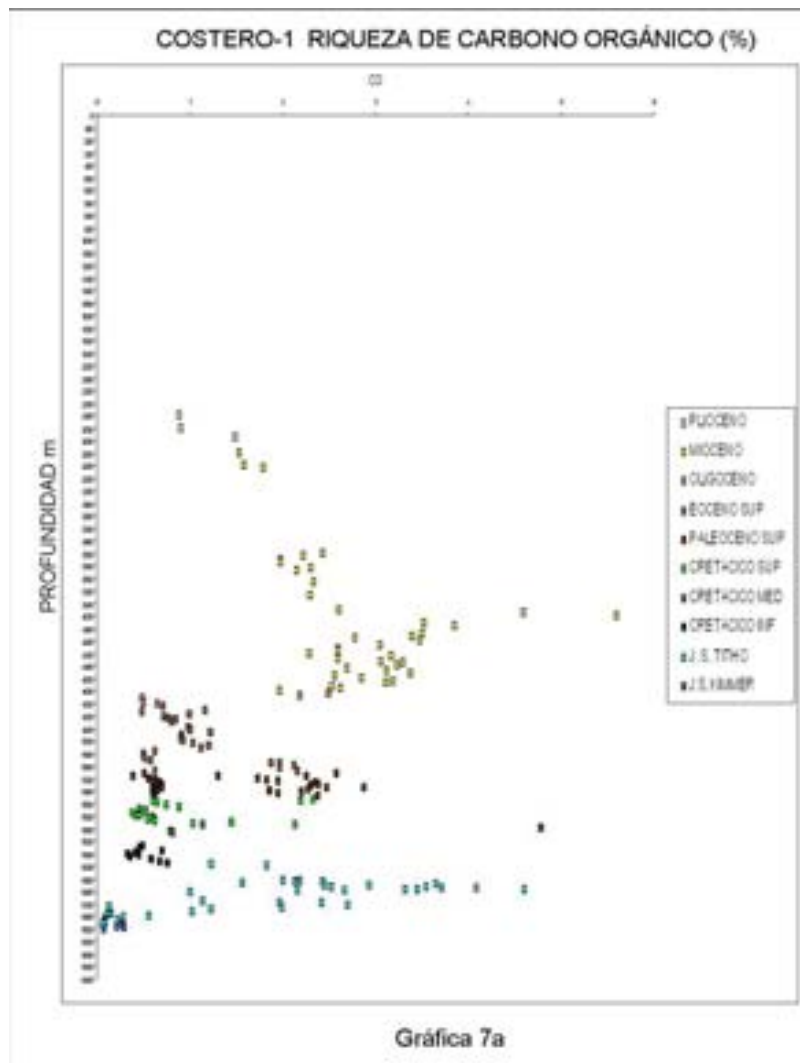
La materia orgánica que constituye a la Megasecuencia D, presenta valores de IH que varían entre 250 y 50 mg HC/g COT y valores de IO de 30 mg CO_2 /g COT. Los valores anteriores permiten relacionarla a una facie orgánica C, según JONES, R. W., (1987). Al relacionar la litología descrita por PEMEX, permite interpretar al medio ambiente deltáico en facies de prodelta deltáico distal.

La materia orgánica que constituye a la Megasecuencia E, presenta valores de IH < de 150 mg HC/g COT y valores de IO < a 40 mg CO_2 /g COT. Los valores anteriormente citados permiten relacionarla a una facie orgánica CD, según JONES, R. W., (1987). El grado de oxidación que presenta la materia orgánica permite interpretar la existencia de influencia continental. El medio ambiente interpretado es deltáico en facies de prodelta, aunque más proximal.

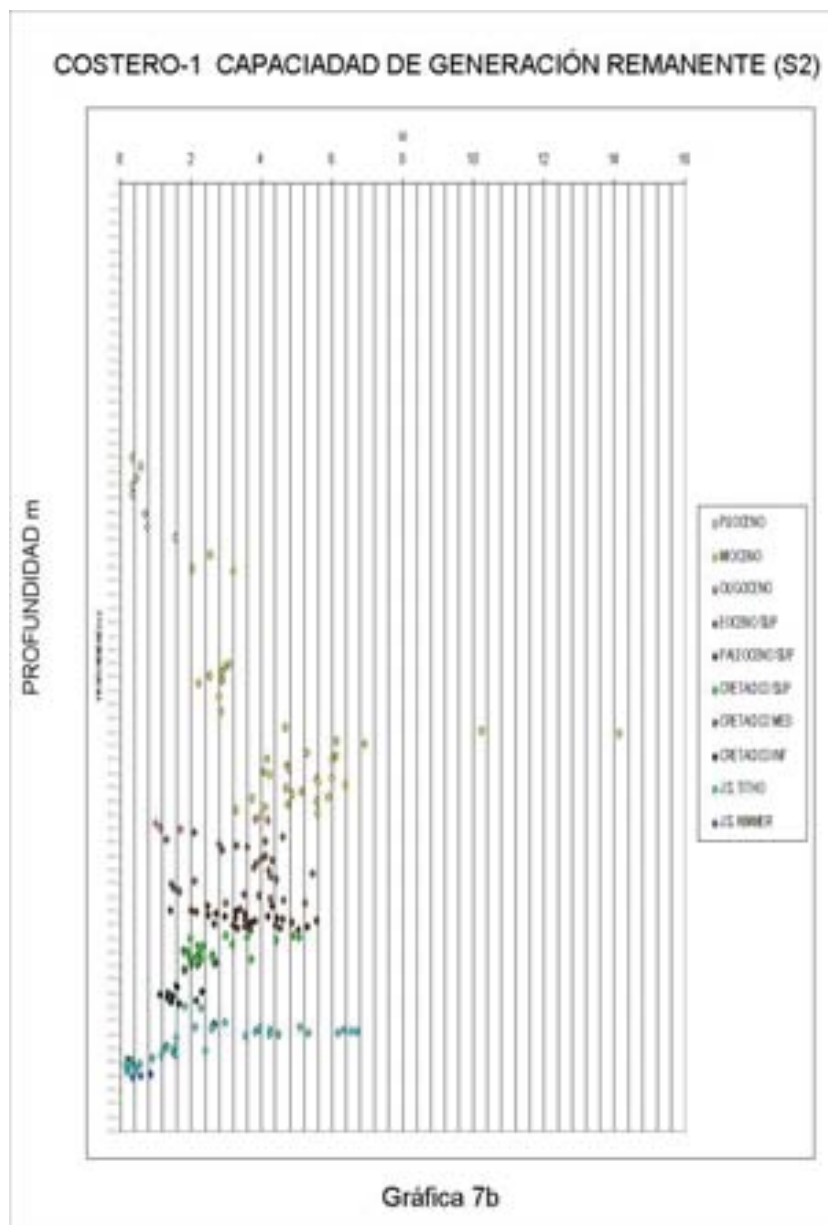
La materia orgánica que constituye a la Megasecuencia F, presenta valores de IH < de 150 mg HC/g COT y de IO < 30 mg CO_2 /g COT. Los valores citados permiten relacionarlos a una facie orgánica CD, según JONES, R.W., (1987). El medio ambiente interpretado corresponde a un ambiente deltáico en facies próximas al frente deltáico.

3.7.3.7. Descripción Geoquímica del Pozo Costero-1

Para la interpretación de los datos del Pozo Costero-1 se contó con información geoquímica que involucra a las rocas del Jurásico Superior (Kimmeridgiano) al Plioceno. Se elaboraron las siguientes gráficas: de Prof. vs. Carbono Orgánico (gráfica 7a), Prof. vs. S_2 potencial generador de hidrocarburos (gráfica 7b), IH vs. Tmax. (gráfica 7c), IH vs. IO (gráfica 7d) y Prof. vs. Tmax. (gráfica 7e). Las descripciones de las distintas megasecuencias que conforman la columna geológica del pozo se refieren a las gráficas citadas.



La Megasecuencia A, localizada a una profundidad de 6509 a 5973 m, está representada por los pisos Kimmeridgiense y Tithoniano; presenta dos familias de carbono orgánico. La primera corresponde a la materia orgánica del Kimmeridgiense y contienen valores de carbono orgánico que varían entre 0.3 y 2% (gráfica 7a), valores de $S_2 < 2$ mg HC/ gr roca (gráfica 7b) y valores de IH que varían entre 50 y < 1100 mg HC/gr roca (gráfica 7d) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representa materia orgánica con un potencial regular para generar hidrocarburos; cabe aclarar que los valores que presenta el índice de oxígeno del orden de 600 a 1400 mg HC/gr COT, representan materia orgánica fuertemente oxidada o retrabajada. Los valores anteriormente citados permiten relacionarlos a un kerógeno de tipo III. La segunda, se encuentra constituida por materia orgánica del Tithoniano y contiene valores de carbono orgánico que fluctúan entre 1 y 5% (gráfica 7a), quedando claramente evidenciado el evento transgresivo; los valores de S_2 fluctúan entre 1.5 y 8 mg HC/ gr roca (gráfica 7b) y valores de IH que varían entre 100 y 200 mg HC/gr COT (gráfica 7c) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representan materia orgánica con un potencial regular a pobre para generar hidrocarburos. Los valores permiten relacionarlo a un kerógeno de tipo III.



La Megasecuencia B localizada a una profundidad de 5973 a 5463 m, está representada por las series Cretácico Inferior, Medio y parte del Cretácico Superior se divide en dos mesosecuencias: La primera, localizada a una profundidad de 5973 a 5672 m presenta valores de carbono orgánico que varían entre 0.5% y 2.5% (gráfica 7a), los valores de S_2 varían entre 1 y 2.5 mg HC/gr roca (gráfica 7b) y valores de IH que varían entre 30 y 400 mg HC/gr COT (gráfica 7d) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representa materia orgánica con un potencial bueno a regular para generar hidrocarburos. Los valores anteriormente citados permiten relacionarlo a un kerógeno de tipo II. La segunda, localizada a una profundidad de 5672 a 5463 m, presenta valores de carbono orgánico que fluctúan entre 0.5 y 1 % (gráfica 7a), valores de S_2 que fluctúan entre 1 y 4 mg HC/gr roca (gráfica 7b) y valores de IH que fluctúan entre 200 y 600 mg HC/ gr COT (gráfica 7d) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representa materia orgánica con potencial bueno a excelente para generar hidrocarburos. Los valores anteriormente citados permiten relacionarlo a un kerógeno de tipo II a I.

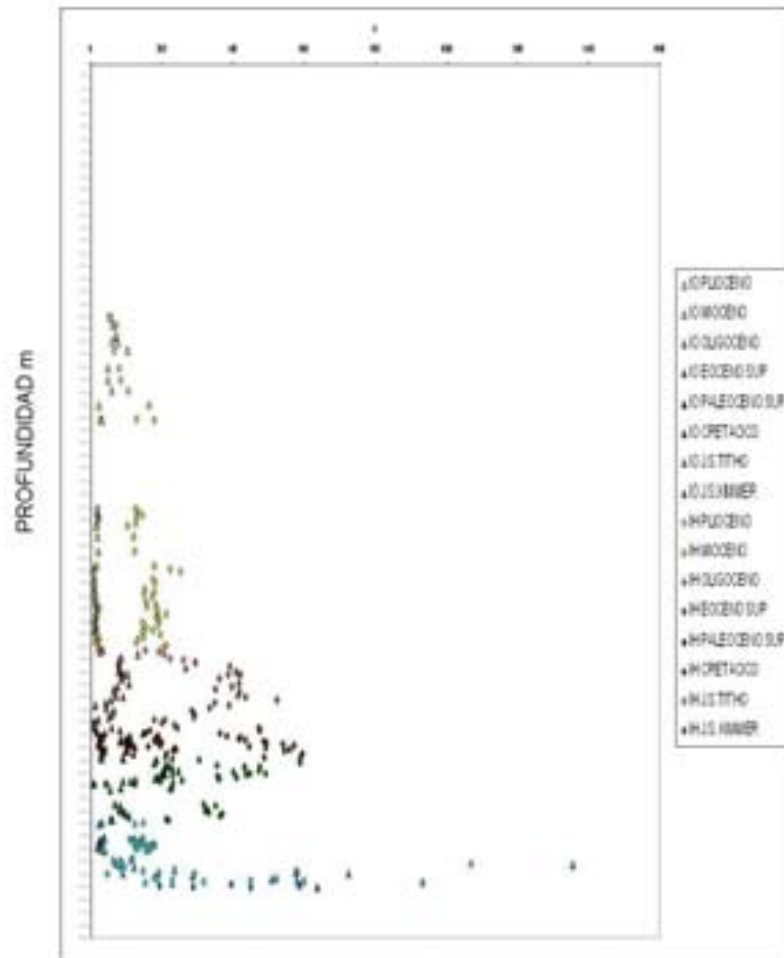
La Megasecuencia C, localizada a una profundidad de 5463 a 4619 m, está representada por la parte superior de la serie Cretácico Superior, Paleoceno y Eoceno y Oligoceno; presenta valores de carbono orgánico que fluctúan entre 0.5 y 1% (gráfica 7a), valores de S_2 que fluctúan entre 1 y 5.5 mg HC/gr roca (gráfica 7b) y valores de IH que fluctúan entre 200 y 450 mg HC/ gr COT (gráfica 7d) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representa materia orgánica con potencial regular a bueno para generar hidrocarburos. Los valores anteriormente citados permiten relacionarlo a un kerógeno de tipo III a II.

La Megasecuencia D, localizada a una profundidad de 4619 a 2620 m, está representada por las series Mioceno Inferior y Medio; se divide en dos mesosecuencias. La primera, localizada a una profundidad de 4619 a 3950 m, presenta valores de carbono orgánicos que fluctúan entre 2.5 y 5.8 % (gráfica 7a), valores de S_2 que fluctúan entre 4 y 14 mg HC/gr roca (gráfica 7b) y valores de IH que varían entre 170 y 250 mg HC/gr COT (gráfica 7d) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representa materia orgánica con potencial regular para generar hidrocarburos. Los valores anteriormente citados permiten relacionarlo a un kerógeno de tipo II a III. La segunda mesosecuencia, localizada a una profundidad de 3950 a 2900 m, presenta valores de carbono orgánico que varían entre 2 y 2.5% (gráfica 7a), valores de S_2 que fluctúan entre 2 y 3 mg HC/gr roca (gráfica 7b) y valores de IH que varían entre 100 y 170 mg HC/gr COT (gráfica 7d) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representa materia orgánica con potencial pobre a regular para generar hidrocarburos. Los valores anteriormente citados permiten relacionarlo a un kerógeno de tipo III.

La Megasecuencia E, localizada a una profundidad de 2620 a 2068 m, está representada por la serie Mioceno Superior y Plioceno Inferior presenta valores de carbono orgánico entre 1.5 y 1.8 % (gráfica 7a), valores de S_2 que varían entre 2 y 3 mg HC/ gr roca (gráfica 7b) y valores de IH < 200 mg HC/gr COT (gráfica 7d) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representa materia orgánica con potencial pobre a regular para generar hidrocarburos. Los valores anteriormente citados permiten relacionarlos a un kerógeno de tipo III.

Las Megasecuencias F y G, localizadas a una profundidad de 2068 a la superficie, no se describen debido a que no se colectaron muestras para ser analizadas por geoquímica.

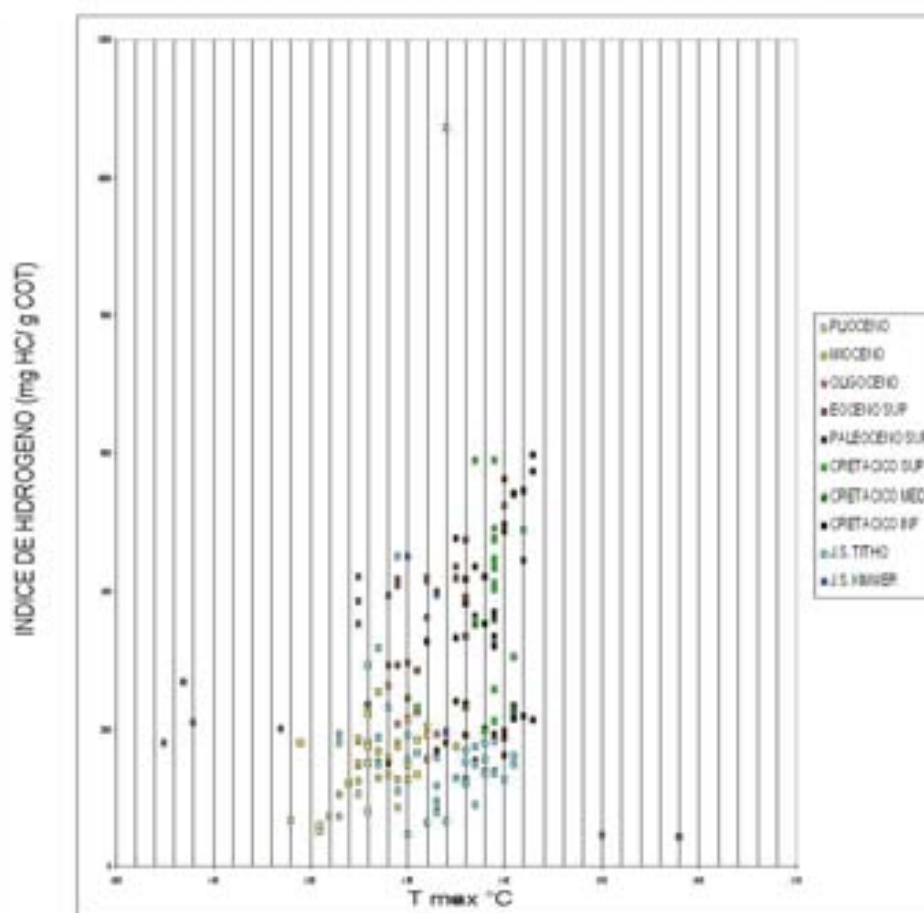
COSTERO-1 CALIDAD DE LA MATERIA ORGÁNICA
(IH-IO) vs PROFUNDIDAD



Descripción de la Evolución Térmica

La evolución térmica que ha sufrido la materia orgánica del Pozo Costero-1, podría considerarse normal; sin embargo, existe una ligera tendencia térmica decreciente en la Megasecuencia A (gráfica 7c y 7e).

COSTERO-1 GRADO DE EVOLUCIÓN DE LA ROCA MADRE



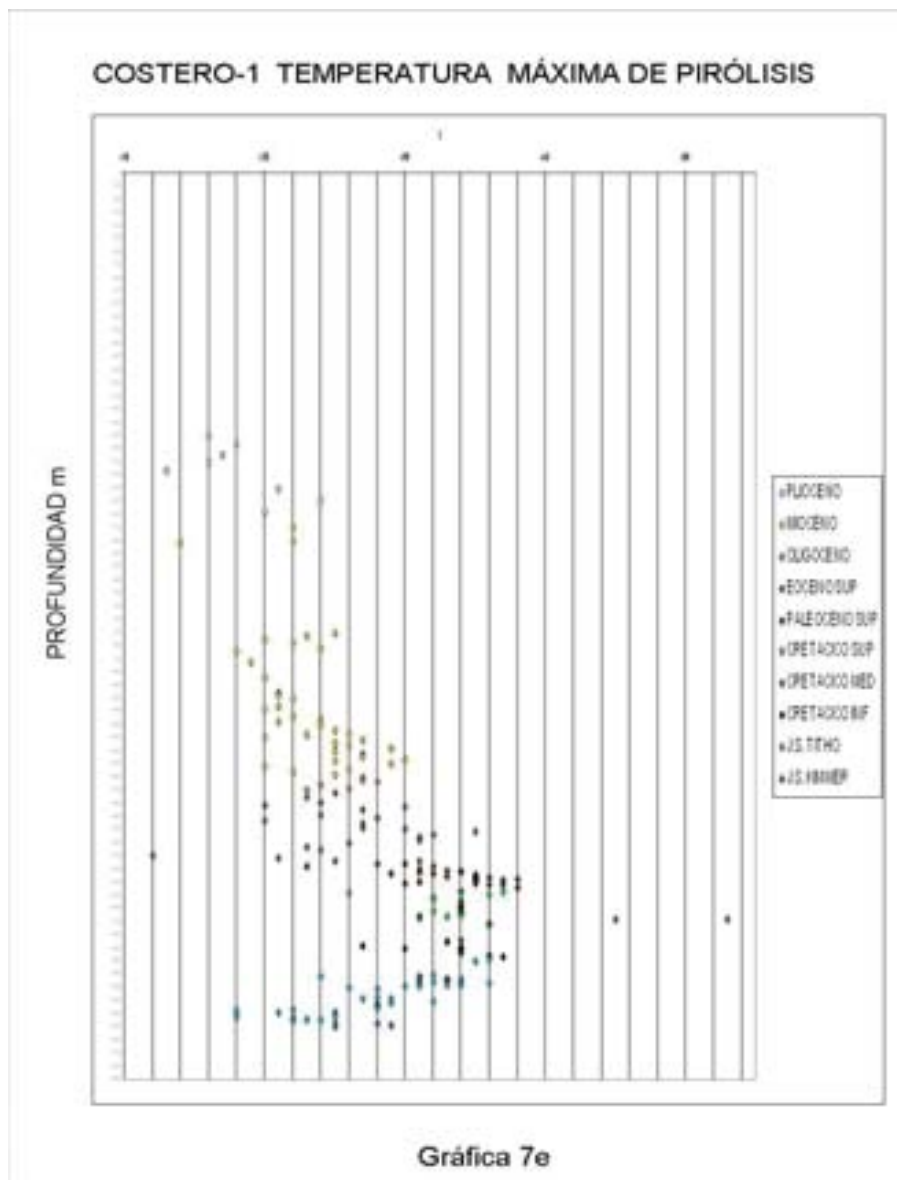
Gráfica 7c

Las dos familias de materia orgánica que constituyen a la Megasecuencia A, presentan las siguientes características: La primera inicia con valores anómalos de temperatura que la ubican antes del límite inicial de la ventana de generación; sin embargo, existe un pequeño grupo de muestras de la misma familia que se encuentran en una etapa madura. Posiblemente las variaciones en el grado de madurez de la materia orgánica dependa de las propiedades físicas de la roca y/o a las manifestaciones de gas que presentó. La segunda, en general, presenta valores de madurez térmica que la ubican en el inicio de la ventana de generación. De manera general, podemos establecer que la Megasecuencia A, puede ser considerada como generadora de hidrocarburos.

La Megasecuencia B presenta valores de madurez térmica que la ubican dentro de la ventana de generación, la cual al relacionarla con los parámetros del potencial generador, permiten considerarla como una megasecuencia generadora de hidrocarburos.

La Megasecuencia C, en general presenta valores de madurez térmica, que al relacionarla con la capacidad de generación y la riqueza orgánica, permiten considerarla como una megasecuencia generadora de hidrocarburos.

La Megasecuencia D, muestra valores que se ubican en el inicio de la ventana de generación, sin embargo, podemos considerar que la materia orgánica se encuentra en un estado madurez térmica, que al relacionarla con la capacidad de generación y la riqueza orgánica, permiten considerarla como una megasecuencia generadora. Las Megasecuencia E presenta valores de madurez térmica baja, relacionándose a un estado de inmadurez de la materia orgánica. Las Megasecuencias F y G, no se representan debido a que no se colectaron muestras para ser analizadas por geoquímica.



Interpretación de Facies Orgánica.

La gráfica 7d, representa la calidad de la materia orgánica del Pozo Costero-1; ésta permite, de una manera rápida y objetiva, reconocer las variaciones que sufrió la materia orgánica en función del tiempo y de la profundidad. El reconocimiento de las diferentes facies orgánicas que presenta la columna geológica serán referidas a la figura anteriormente citada.

La materia orgánica que constituye a la Megasecuencia A, permite diferenciar dos familias: la primera se encuentra representada por materia orgánica del Kimmeridgiano; presenta valores de IH-IO de 50 a 1100 mg HC/gr COT y de 100 a 1300 mg CO_2 /g COT, respectivamente. Como podemos observar, los valores del índice de hidrógeno representan materia orgánica con potencial regular para generar hidrocarburos, según PETERS, K. E., (1986). Sin embargo, los valores de índice de oxígeno muestran un alto grado de oxidación y/o retrabajo de la materia orgánica. La facie orgánica a la que se relaciona es CD, según JONES, R. W., (1987). Sin embargo, al relacionar la descripción litológica y paleontológica reportada por PEMEX, permite interpretar un ambiente de depósito de rampa carbonatada, en condiciones someras más reductoras (nerítico interno) en comparación con el Pozo Tizón-1, posiblemente en facies lagunosas (Fig 3.8 D). La segunda, representada por la materia orgánica del Tithoniano, presenta valores de IH-IO de 200 mg HC/g COT y de < 50 mg CO_2 /g COT, respectivamente. Es importante hacer notar el cambio tan drástico que muestra la materia orgánica del Kimmeridgiano y la del Tithoniano en cuanto a los valores de oxígeno y el ligero enriquecimiento en los valores de hidrógeno que ponen de manifiesto el continuo proceso transgresivo, sugiriéndonos la presencia de materia orgánica con menor grado de retrabajo. La facie orgánica a la que se relaciona es C, según JONES, R. W., (1987); sin embargo, al relacionar la descripción litológica y paleontológica reportada por PEMEX, permite interpretar un ambiente de rampa carbonatada, en condiciones somera a profunda (nerítico medio a externo) en condiciones marinas restringidas posiblemente en depresiones equivalentes a las intraplatafórmicas y, por consecuencia, bajo condiciones anóxicas (Fig 3.8 E).

La materia orgánica que constituye a la Megasecuencia B, presenta valores de IH-IO de 350 mg HC/gr COT y 100 mg CO_2 / gr COT, respectivamente. La facie orgánica a la que se relaciona es BC, según JONES, R. W., (1987); sin embargo, al relacionar la información litológica reportada por PEMEX, permite interpretar que el proceso transgresivo se llevó a cabo en condiciones lentas a moderadas, ya que permitió que los lodos de plataforma depositados en condiciones posiblemente someras sufrieran reacciones diagenéticas posteriores a su depósito, quedando representadas por dolomías con presencia de piritita y posiblemente se encuentren relacionadas a una discordancia (Fig 3.8 F). Cabe hacer mención que estas dolomías son productoras de hidrocarburos. La materia orgánica que constituye a la megasecuencia B1, presenta valores de IH-IO que varían entre 200 y 650 mg HC/gr COT La facie orgánica a la que se relaciona es BC a B, según JONES, R. W., (1987); sin embargo, al relacionar la información litológica y paleontológica reportada por PEMEX, permite interpretar un posible proceso de subsidencia de la cuenca en forma rítmica representado por la presencia de margas. El medio ambiente interpretado se relaciona a condiciones de mar abierto, equivalente a una plataforma nerítica en condiciones de baja oxigenación. (Fig.3.8 G y H).

La materia orgánica que constituye a la Megasecuencia C, presenta valores de IH-IO que varían entre 200 y 650 mg CO_2 / gr COT. La facie orgánica a la que se relaciona es BC a B, según JONES, R. W., (1987); sin embargo, al relacionar la información litológica y paleontológica reportada por

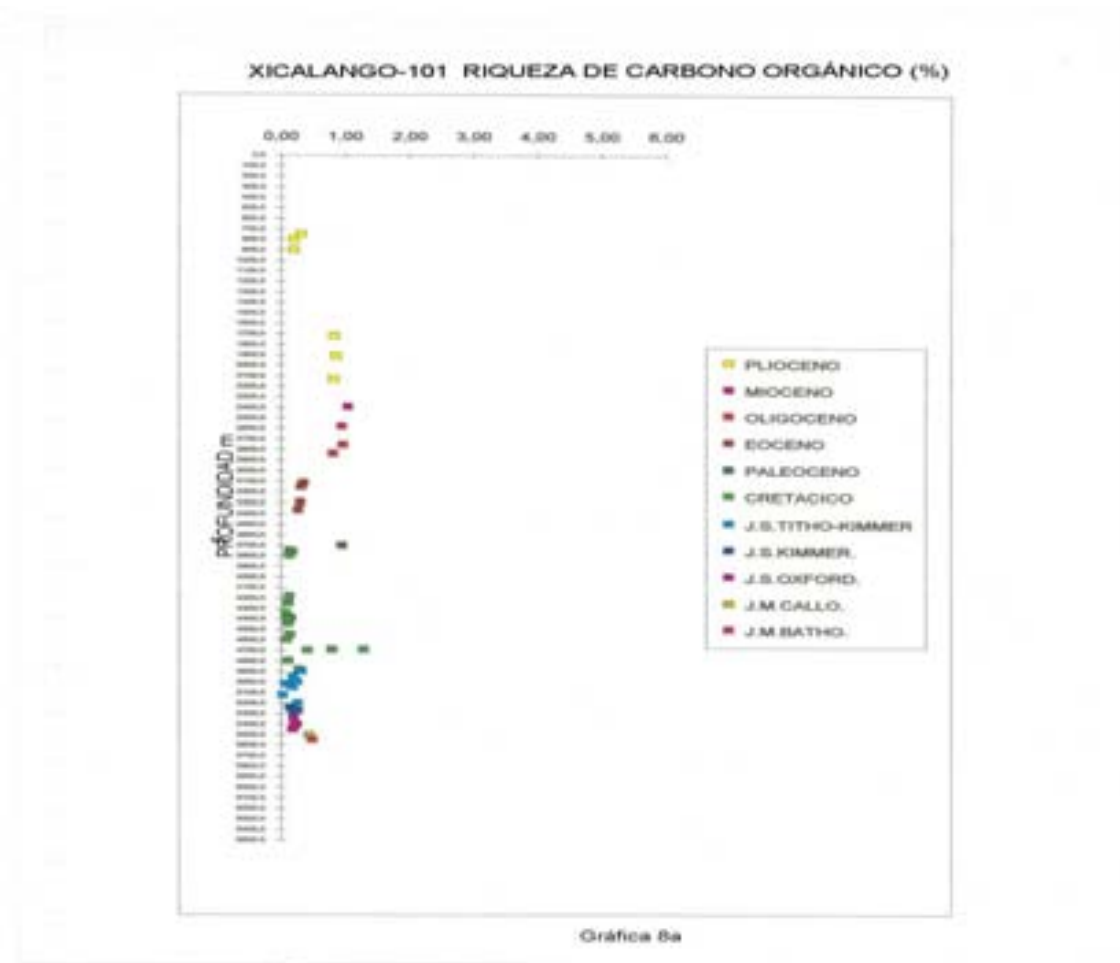
PEMEX, permite interpretar la continua subsidencia de la cuenca representado por la presencia de margas. El medio ambiente interpretado se relaciona a condiciones de mar abierto, nerítica en condiciones de baja oxigenación. (Fig.3.8 G y H).

La materia orgánica que constituye a la Megasecuencia D, presenta valores de IH-IO que varían entre 250 a 200 mg HC/gr COT y de 25 mg CO_2 /gr COT, respectivamente. La facie orgánica a la que se relaciona es BC a C, según JONES, R. W.,(1987). Sin embargo, la pérdida significativa en los valores de hidrógeno, permiten interpretar un cambio en el régimen sedimentario, y posiblemente en el proceso de subsidencia. Vale la pena aclarar que a pesar de que los valores de hidrógeno no son muy altos, los bajos valores de oxigenación que presenta la materia orgánica la convierten en materia orgánica de buena a excelente calidad para generar hidrocarburos; la explicación que se plantea es la siguiente: posiblemente se tuvo un gran aporte de sedimentos que originó una rápida subsidencia del bloque del basamento; esto trajo como consecuencia que la materia orgánica rica en carbono orgánico se preservara y evitó que la degradación oxidante atacara a la materia orgánica. El depósito de la materia orgánica se relaciona a condiciones de mar abierto. Cabe aclarar que esta megasecuencia no muestra un cambio drástico con la Megasecuencia E, que permitiera interpretar una discordancia; sin embargo, la descripción paleontológica nos indica su existencia. (Fig 3.8 I).

La materia orgánica de la Megasecuencia E, presenta valores de IH-IO que varían entre 100 y 50 mg HC/g COT y entre 50 a 100 mg CO_2 /g COT, respectivamente. La facie orgánica a la que se relaciona es C a CD, según JONES, R. W., (1987). La pérdida en los valores de hidrógeno que presenta la materia orgánica y la tendencia que presenta la materia orgánica a enriquecerse en oxígeno a una profundidad de 2100 m, permite interpretar condiciones con mayor influencia continental. El medio ambiente de depósito interpretado es deltáico en facies de frente deltáico (Fig 3.8 J).

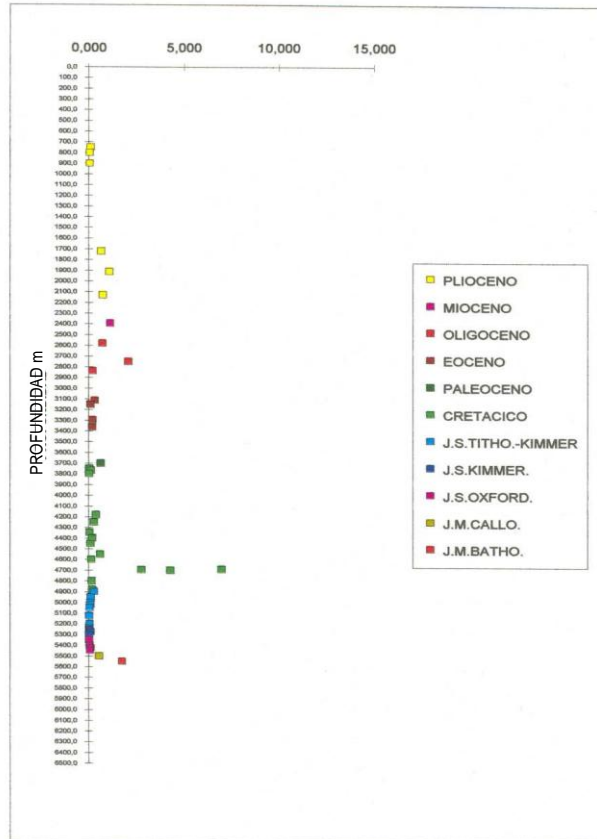
3.7.3.8. Descripción Geoquímica del Pozo Xicalango-101

Para la interpretación de los datos del Pozo Xicalango-101 se contó con información geoquímica que involucra a las rocas del Jurásico Medio (Bathoniano) al Plioceno. Se elaboraron las siguientes gráficas: de Prof. vs. Carbono Orgánico (gráfica 8a), Prof. vs. S_2 potencial generador de hidrocarburos (gráfica 8b), IH vs. Tmax. (gráfica 8c), IH vs. IO (gráfica 8d) y Prof. vs. Tmax. (gráfica 8e). Las descripciones de las distintas megasecuencias que conforman la columna geológica del pozo se refieren a las gráficas citadas.



La Megasecuencia A, localizada a una profundidad de 5597 a 4702 m, está representada por los pisos Bathoniano-Tithoniano; se puede dividir en dos familias: La primera se localiza a una profundidad de 5550 m, está representada por el piso Bathoniano y se encuentra conformada por una muestra. Presenta un valor de carbono orgánico de 0.5% (gráfica 8a), el valor de $S_2 < 2$ mg HC/ gr roca (gráfica 8b) y el valor de $IH < 400$ mg HC/ gr COT (gráfica 8d) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representa materia orgánica con buen potencial generador de hidrocarburos. Los valores citados permiten relacionarla a un kerógeno de tipo II; sin embargo, el análisis palinológico (RUEDA-GAXIOLA, J y M. A. DUEÑAS, 1990), muestra que el kerógeno es predominantemente leñoso, siguiéndole en abundancia la materia orgánica algácea, la carbonosa y la herbácea. La segunda, localizada a una profundidad de 5550 a 4702 m, representada por los pisos Calloviano, Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano, presenta valores de carbono orgánico de 0.4 a 0.2 % (gráfica 8a), valores de $S_2 < 1$ mg HC/ gr roca (gráfica 8b) y valores de $IH < 200$ a 100 mg HC/ gr COT (gráfica 8d) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representa materia orgánica con pobre potencial generador de hidrocarburos. Los valores anteriormente citados permiten relacionarla a un kerógeno de tipo III; sin embargo, el análisis palinológico muestra que el kerógeno es predominantemente leñoso a algáceo.

XICALANGO-101 CAPACIDAD DE GENERACIÓN REMANENTE (S₂)



Gráfica 8b

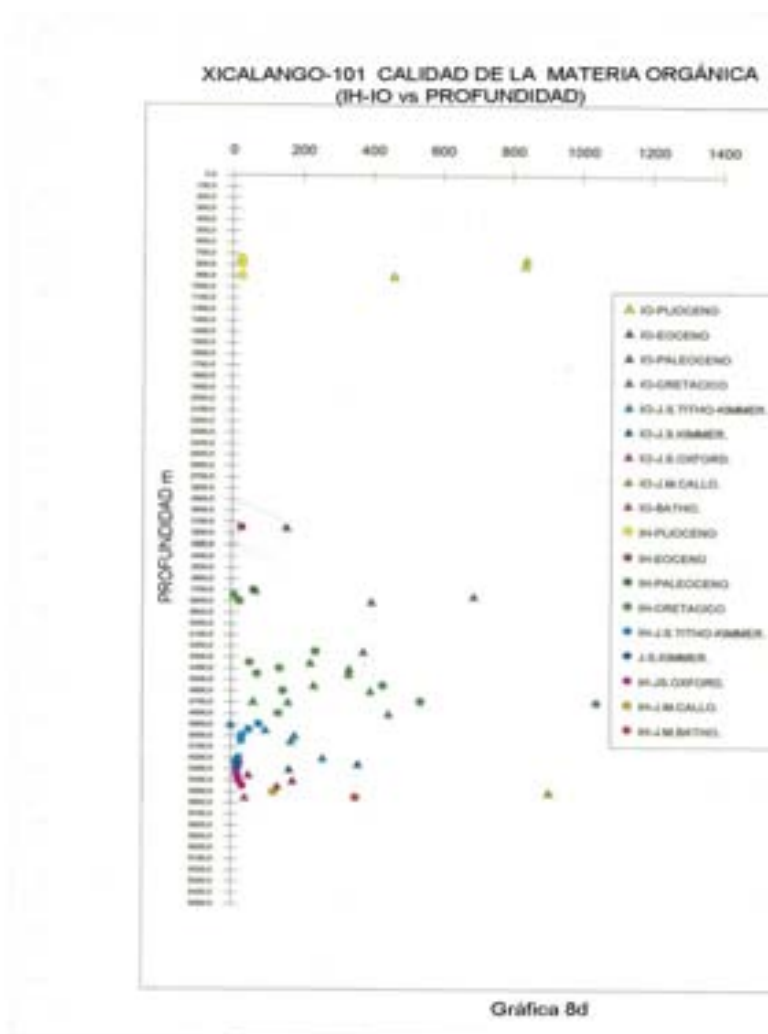
La Megasecuencia B, localizada a una profundidad de 4702 a 3729 m, está representada por la serie Cretácico Inferior, Medio? y Cretácico Superior; presenta valores de carbono orgánico entre 1.5 y 0.3 % (gráfica 8a), valores de S_2 entre 6 y 0.2 mg HC/ gr roca (gráfica 8b), y valores de IH que fluctúan entre 100 y 1100 mg HC/ gr COT (gráfica 8d) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representa materia orgánica con un potencial pobre a excelente para generar hidrocarburos. Cabe mencionar que en este intervalo, la materia orgánica presenta valores de oxígeno que fluctúan entre 100 a 400 mg CO_2 / gr COT, sugiriéndonos que las condiciones de oxigenación prevalecieron durante su depósito. Los valores anteriormente citados permiten relacionarla a un kerógeno de tipo III a II; sin embargo, la materia orgánica establecida mediante el análisis palinológico, muestra que se trata de un kerógeno algáceo con escasos fragmentos leñosos en el intervalo de 4450 a 4500 m y únicamente material carbonoso a un intervalo de 4600 a 4650 m de profundidad (RUEDA-GAXIOLA, J. y M.A. DUEÑAS,1990).

La Megasecuencia C, localizada a una profundidad de 3729 a posiblemente 2547m; está representada por la parte alta de las series Cretácico Superior?, Paleoceno, Eoceno y Oligoceno. Presenta valores de carbono orgánico entre 1 y 0.2 % (gráfica 8a), valores de $S_2 < 0.5$ mg HC/gr roca (gráfica 8b), y valores de IH < 200 mg HC/ gr COT (gráfica 8d) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representa materia orgánica con un

potencial pobre para generar hidrocarburos. Los valores citados permiten relacionarla a un kerógeno de tipo III.

Las Megasecuencias D, no fue descrita, debido a que no se contó con información referente a estas megasecuencia.

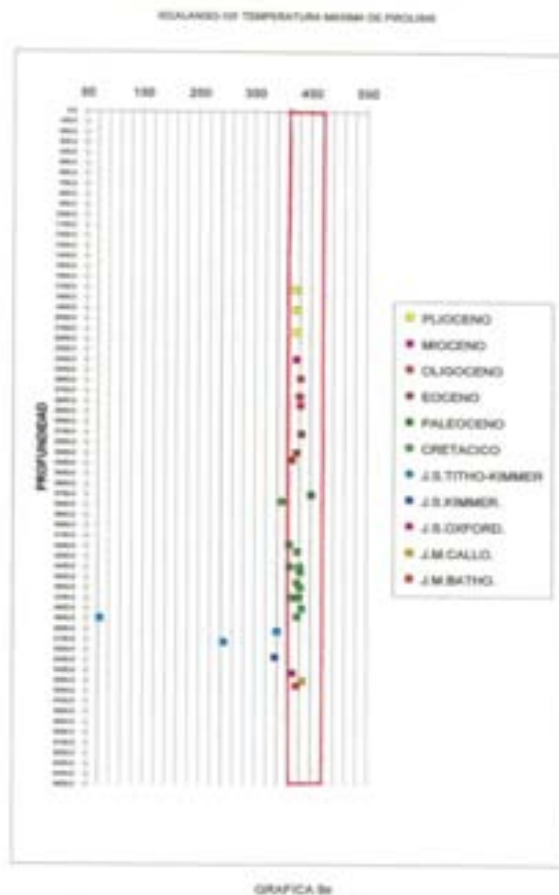
La Megasecuencia E y F, localizada a una profundidad de 954 a 579 m ? y representada por la serie Plioceno, presenta valores de carbono orgánico < 1% (gráfica 8a), valores de $S_2 < 1$ mg HC/gr roca (gráfica 8b) y valores de IH < 50 mg HC/gr COT (gráfica 8d) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representa materia orgánica con un potencial pobre para generar hidrocarburos.. Los valores citados permiten relacionarlo a un kerógeno de tipo III.



Descripción de la Evolución Térmica

La evolución térmica que ha sufrido la materia orgánica del Pozo Xicalango-101, muestra anomalías térmicas (gráfica 8c y 8e). Las dos familias de materia orgánica que constituyen a la Megasecuencia A presentan las siguientes características: La primera representada por materia orgánica del Bathoniano, presenta valores de temperatura de 425°C que, de acuerdo a los parámetros de maduración térmica establecidos por PETERS, K. E., (1986), se

encuentra en una etapa de inmadurez térmica, los cuales concuerdan con los valores del índice alteración térmica de +2. La segunda, representada por materia orgánica del Calloviano, Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano, presenta un comportamiento anómalo de inmadurez térmica, sin embargo, el índice de alteración térmica presenta un valor de 2, que indica que el intervalo se encuentra dentro de la zona catagenética (de generación del petróleo). Cabe aclarar que con excepción de la materia orgánica del Calloviano, toda esta familia se encuentra en una etapa de inmadurez térmica. Sin embargo, el comportamiento de madurez que presenta la materia orgánica del Calloviano, posiblemente se relacione con el alto grado de oxidación que presenta. La Megasecuencia B presenta un grado de evolución térmica, que la ubica en el inicio de la ventana de generación, este parámetro al relacionarse con los parámetros de potencial generador la convierten en una megasecuencia con potencial para generar hidrocarburos. Sin embargo, el índice de alteración térmica varía entre 2 y 5; éste último valor corresponde al intervalo de material carbonoso (4600 a 4650 m.), indicando la presencia de una discordancia o posiblemente de procesos diagenéticos que carbonizaron completamente la materia orgánica presente en la roca. La megasecuencia C representada por las series Cretácico Superior, Paleoceno Eoceno y parte del Oligoceno, inicia con un descenso en el grado de evolución térmica de la materia orgánica. Por otra parte, la materia orgánica del Eoceno Superior y Oligoceno, se encuentra en el inicio de la ventana de generación (430°C). Las megasecuencias D y F muestran un descenso progresivo de la temperatura lo que las coloca en un estado de inmadurez térmica.



Interpretación de Facies Orgánicas.

La gráfica 8d, representa la calidad de la materia orgánica del Pozo Xicalango-101; ésta permite de una manera rápida y objetiva reconocer las variaciones que sufrió la materia orgánica en función del tiempo y de la profundidad. El reconocimiento de las diferentes facies orgánicas que presenta la columna geológica serán referidas a la figura anteriormente citada.

La materia orgánica que constituye a la primera familia de la Megasecuencia A, presenta valores de IH-IO de 400 mg HC/gr COT y 50 mg CO_2 / gr COT, respectivamente. La facie orgánica a la que se relaciona es B, según JONES, R. W.,(1987). Sin embargo, al relacionar la información litológica y paleontológica reportada por PEMEX, permite interpretar condiciones de rampa, posiblemente en ambiente lagunoso con gran influencia continental. La materia orgánica que constituye a la segunda familia de la Megasecuencia A, presenta valores de IH-IO de < 200 mg HC/gr COT y de 900 a 200 mg CO_2 / gr COT, respectivamente. La facie orgánica a la que se relaciona es C, según JONES, R. W.,(1987). Sin embargo, al relacionar la información litológica y paleontológica reportada por PEMEX, permite interpretar condiciones de rampa carbonatada; con menor influencia terrígena; es decir, se presenta un cambio gradual de condiciones continentales a marinas con gran influencia terrígena. Posteriormente, conforme el proceso transgresivo continuaba se establecieron condiciones marinas con poca influencia continental (Fig 3.8 A).

La materia orgánica que constituye a la Megasecuencia B, presenta valores de IH-IO que fluctúan entre 450 y 200 mg HC/g COT y de 400 y 100 mg CO_2 /g COT, respectivamente. La variabilidad que presentan los valores de oxígeno permiten interpretar que las condiciones de oxigenación y/o retrabajo prevalecieron durante el depósito de la materia orgánica. La facie orgánica a la que se relaciona es B, según JONES, R. W., (1987). Sin embargo, al relacionar la información litológica y paleontológica reportada por PEMEX, permiten interpretar condiciones marinas someras, relacionándose posiblemente a un ambiente de plataforma interna en donde la diagénesis actuó severamente quedando representado por dolomías. Cabe aclarar, que en el intervalo comprendido entre 4600 y 4650, la materia orgánica se encuentra completamente carbonizada, indicando posiblemente la presencia de una discordancia o como se mencionó anteriormente, se relaciona a los procesos diagenéticos.

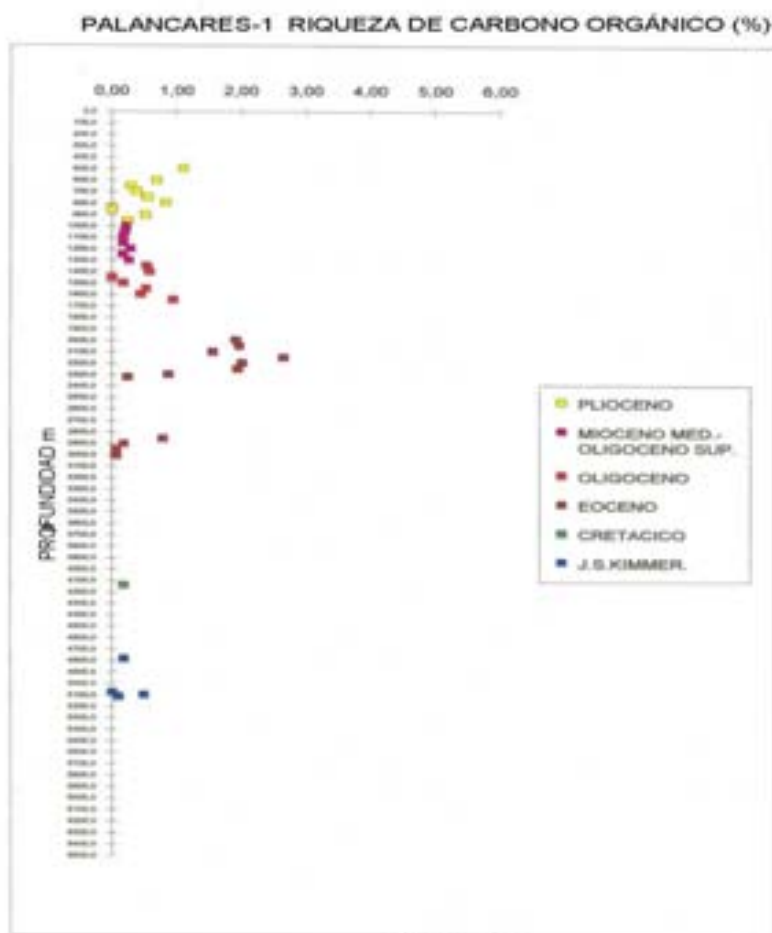
La materia orgánica que constituye a la Megasecuencia C, presenta valores de IH-IO de 50 mg HC/g COT y 650 mg CO_2 /g COT, respectivamente. La facie orgánica a la que se relaciona es D, según JONES, R. W.: (1987). Sin embargo, al relacionar la información litológica y paleontológica reportada por PEMEX, permite interpretar condiciones de plataforma media a externa.

La materia orgánica que constituye a la megasecuencia E y F, presentan valores de IH-IO de < 50 mg HC/g COT y de 400 a 800 mg CO_2 /g COT, respectivamente. La facie orgánica a la que se relaciona es D, según JONES,

R. W., (1987). El alto grado de oxidación y retrabajo que presenta la materia orgánica permite interpretar un medio ambiente fluvial

3.7.3.9 Descripción Geoquímica del Pozo Palancares-1

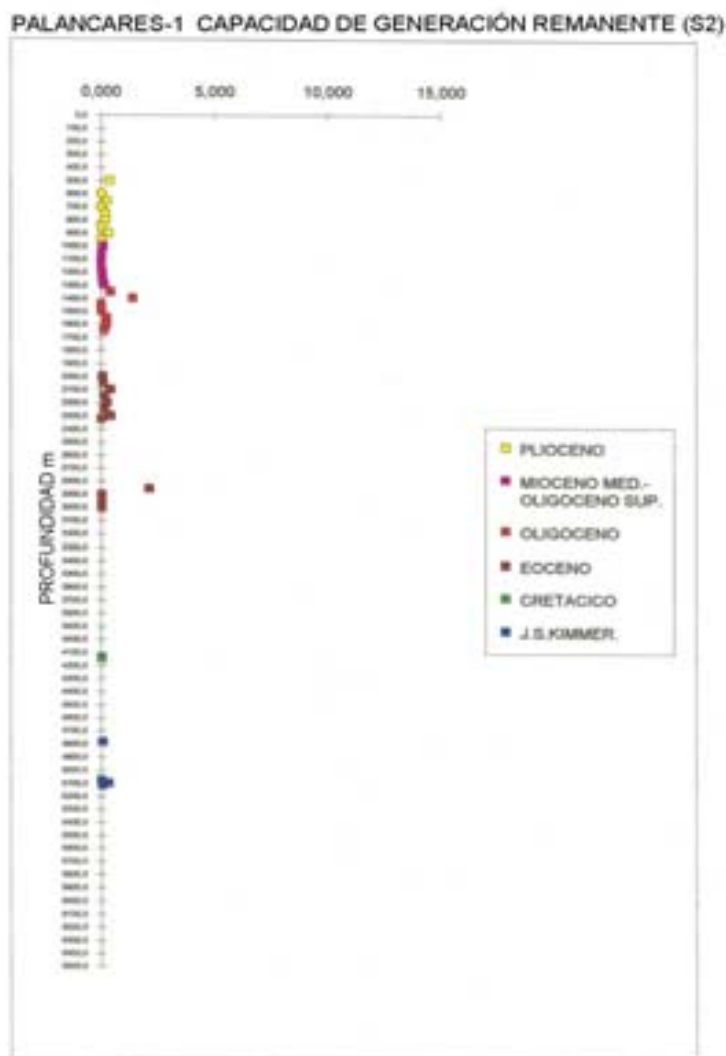
Para la interpretación de los datos del Pozo Palancares-1 se contó con información geoquímica que involucra a las rocas del Jurásico Superior (Kimmeridgiano) al Plioceno. Se elaboraron las gráficas: de Prof. vs. Carbono Orgánico (gráfica 9a), Prof. vs. S_2 potencial generador de hidrocarburos (gráfica 9b), y IH vs. IO (gráfica 9c). Las descripciones de las distintas megasecuencias que conforman la columna geológica del pozo se refieren a las gráficas.citadas. Cabe aclarar, que no hubo recuperación de muestras a partir de 3049 m hasta el fondo del pozo por falta de circulación, cortándose sólo algunos núcleos de canasta o de fondo con los que se pudieron datar los estratos. Esto quiere decir, que la descripción de las megasecuencias se encuentran incompletas y con dudas en los límites cronoestratigráficos. Así, también, es necesario aclarar que no fue posible conseguir información referente a la temperatura máxima de pirólisis.



Gráfica 9a

La Megasecuencias A se localiza a una profundidad de 5159 a 4677 m, está representada por el piso Kimmeridgiano ?, ya que fue determinada por

posición estratigráfica; presenta valores de carbono orgánico menores a 1% (gráfica 9a), valores de $S_2 < 0.5$ mg HC/gr roca (gráfica 9b), y valores de IH < 60 mg HC/gr COT (gráfica 9c) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representa materia orgánica con un potencial pobre para generar hidrocarburos, lo que permite relacionarla a un kerógeno de tipo III.



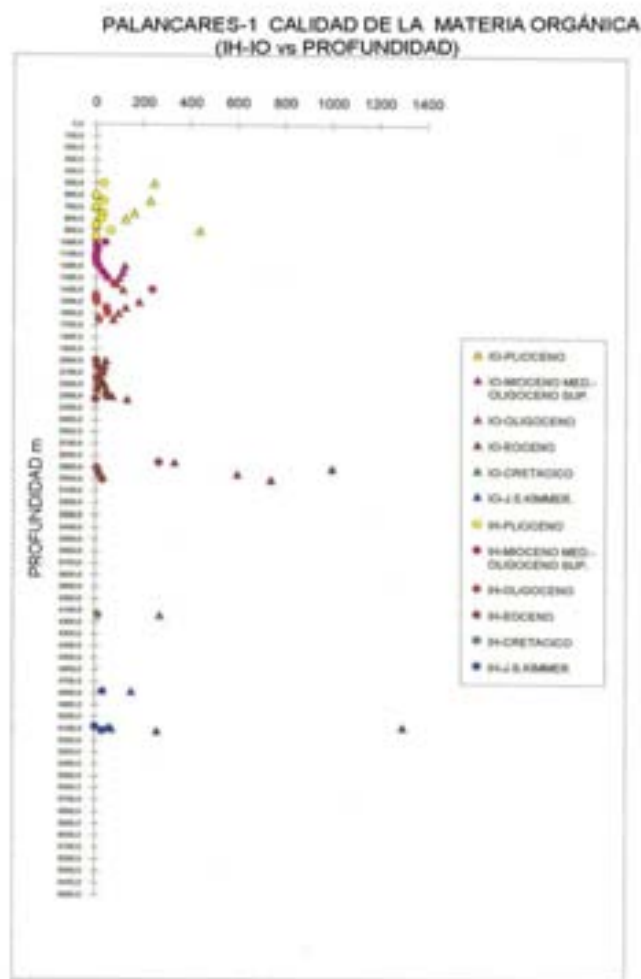
La Megasecuencia B se localiza a una profundidad de 4677 a 3738 m, está representada por las series Cretácico Inferior, Medio? y Cretacico Suoerior, presenta valores de carbono orgánico < 1% (gráfica 9a), valores de $S_2 < 0.2$ mg HC/ gr roca (gráfica 9b), y valores de IH < 50 mg HC/gr COT (gráfica 9c) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representa materia orgánica con un potencial pobre para generar hidrocarburos, lo que permite relacionarla a un kerógeno de tipo III.

La Megasecuencia C, localizada a una profundidad de 3738 a 1372 m, está representada por parte alta de las series Cretácico Superior?, Paleoceno, Eoceno y Oligoceno?, presenta valores de carbono orgánico entre 0.3 y 2.8 % (gráfica 9a), valores de $S_2 < 2$ mg HC/ gr roca (gráfica 9b) y valores de IH <

100 mg HC/ gr COT (gráfica 9c) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representa materia orgánica con un potencial pobre para generar hidrocarburos, lo que permite relacionarla a un kerógeno de tipo III. En el intervalo entre 2900 y 3000m existe valores de IO que van desde 350 hasta 1000 mg HC/ gr COT, estos valores de oxígeno de la materia orgánica pueden representar una superficie discordante dentro del Eoceno

De las Megasecuencias D y E, localizada a una profundidad de 1372 a 973 y de 973 a 851 respectivamente; están representadas por la series Mioceno Inferior, Mioceno Medio y Superior. Presenta valores de carbono orgánico entre 1 y 0.2 % (gráfica 9a), valores de $S_2 < 0.5$ mg HC/gr roca (gráfica 9b), y valores de IH < 150 mg HC/ gr COT (gráfica 9c) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representa materia orgánica con un potencial pobre para generar hidrocarburos, lo que permite relacionarla a un kerógeno de tipo III.

La Megasecuencia F, localizada a una profundidad de 851 a 486 m, está representada por las series Plioceno-Pleistoceno; presenta valores de carbono orgánico entre 0.2 a 1.2% (gráfica 9a), valores de $S_2 < 0.5$ mg HC/gr roca (gráfica 9b), y valores de IH < 50 mg HC/gr COT (gráfica 9c) que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), representa materia orgánica con un potencial pobre para generar hidrocarburos, lo que permite relacionarla a un kerógeno de tipo III.



Gráfica 9c

Interpretación de Facies Orgánicas.

Con el fin de conocer la calidad de la materia orgánica se construyó una grafica (fig. 9c) que relaciona el índice de hidrógeno con el índice de oxígeno; ésta permite, de una manera rápida y objetiva, reconocer las variaciones que sufrió la materia orgánica en función del tiempo y está representada en función de la profundidad. El reconocimiento de las diferentes facies orgánicas en toda la columna geológica serán referidas a la figura anteriormente citada.

La materia orgánica que constituye a la Megasecuencia A, presenta valores de IH-IO de 50 mg HC/g COT y de 200 a 1350 mg CO_2 /g COT, respectivamente. La facie orgánica a la que se relaciona es D, según JONES, R. W., (1987). Sin embargo, al relacionar la información litológica y paleontológica reportada por PEMEX, permite interpretar condiciones de rampa somera con gran influencia continental, evidenciada por el alto grado de oxidación en el que se depósito la materia orgánica. Por otro lado, la cima de esta megasecuencia fue correlacionada eléctricamente con el Pozo Xicalango-101, ya que no hubo recuperación de muestras.

La materia orgánica que constituye a la Megasecuencia B, presenta valores de IH-IO de 30 mg HC/g COT y 250 mg CO_2 /g COT, respectivamente. La facie orgánica a la que se relaciona es D, según JONES, R. W., (1987). Sin embargo, al relacionar la información litológica y paleontológica reportada por PEMEX, permite interpretar condiciones marinas someras, relacionándose posiblemente a un ambiente de plataforma interna en donde la diagénesis actuó severamente quedando representado por dolomías.

La materia orgánica que constituye a la Megasecuencia C, presenta valores de IH-IO de 40 mg HC/g COT y 1000 mg CO_2 /g COT, respectivamente. La facie orgánica a la que se relaciona es D, según JONES, R. W., (1987). Sin embargo, al relacionar la información litológica y paleontológica reportada por PEMEX, permite interpretar que las condiciones de depósito de la materia orgánica fueron bajo un ambiente lagunoso a mesomarea, quedando relacionadas a los altos valores de oxígeno que presenta la materia orgánica y por las dolomías con intercalaciones de calizas que se reportan. Por lo que respecta a la Caliza Macuspana, la cual, sobreyace a un horizonte terrígeno, representa un cambio en el régimen sedimentario, climático, batimétrico y topográfico. Lo anterior, por consecuencia constituye una discordancia. Las condiciones batimétricas fueron someras ya que permitió la precipitación de los carbonatos y el desarrollo de facies arrecifales, lo anterior, permite interpretar las condiciones físico-químicas, climáticas y de estabilidad tectónica que presentó el borde occidental de la Plataforma de Yucatán; sin embargo, existe la duda sobre la edad de la Caliza Macuspana (Oligoceno Superior a Mioceno Inferior-Medio?) ya que ésta, representa la edad de la discordancia y la probable explicación al desarrollo de esta secuencia.

La materia orgánica que constituye a las Megasecuencias D y E, presentan valores de IH-IO de 150 a 50 mg HC/g COT y 250 mg CO_2 /g COT, respectivamente. La facie orgánica a la que se relaciona es D, según JONES, R. W., (1987). Sin embargo, al relacionar la información litológica y paleontológica reportada por PEMEX, permite interpretar condiciones neríticas internas, relacionándose a un ambiente de plataforma interna debido a la presencia de carbonatos.

La materia orgánica que constituye a las Megasecuencias E, presenta valores de IH-IO de < 50 mg HC/g COT y 250 mg CO_2 /g COT, respectivamente. La facie orgánica a la que se relaciona es D, según JONES, R. W., (1987). La tendencia que presentan los valores de carbono orgánico a enriquecerse y la pobre capacidad de generación que presenta la materia orgánica, permite interpretar condiciones con aporte de materia orgánica continental, la cual se caracteriza por presentar pobre potencialidad generadora. El medio ambiente interpretado es marginal a palustre, quedando éste último representado por la tendencia que presentan los valores de riqueza orgánica a aumentar y la poca capacidad de generación que contiene.

3.8 COMPORTAMIENTO GENERAL DE LAS FACIES ORGÁNICAS

Una vez descritas las características geoquímicas y establecido las facies orgánicas de las secuencias citadas para cada uno de los pozos que constituyen la sección en estudio, estamos en condiciones de establecer las variaciones geoquímicas laterales y verticales. La figura 3.9 presenta, de manera gráfica y objetiva, la distribución de las facies orgánicas en sentido vertical y horizontal de los 9 pozos que conforman a la sección en estudio con referencia a las secuencias previamente determinadas. Cada pozo describe la profundidad, la época, en algunos casos la unidad bioestratigráfica, la escala cronoestratigráfica establecida por HAQ, U. B., *et al.* (1987), las facies orgánicas establecidas por PETERS, K. E., (1986) y un carril en que se presentan las megasecuencias establecidas mediante el análisis de registros eléctricos. Cabe hacer notar, que cada una de las facies orgánicas se distingue por presentar diferentes colores y que cada color representa un intervalo de valores de IH-IO y, por consiguiente, la materia orgánica dominante en cada una de las megasecuencias establecidas. Esta figura, permite delimitar tres bloques que presentan diferente comportamiento orgánico que se discutirán a continuación:

El Bloque Occidental involucra a los Pozos Tres Pueblos-1A y Aztlán-1A; constituye el bloque que presenta la mayor riqueza orgánica de la Megasecuencia A y, por consecuencia, con mayor potencial generador, susceptible de generar hidrocarburos líquidos. De manera general, en este bloque las megasecuencias que presentan condiciones para generar hidrocarburos son: la Megasecuencia A, representada por el Jurásico Superior (Kimmeridgiano y Tithoniano), la Megasecuencia B, representada por el Cretácico Inferior y Medio y parte de la Megasecuencia C, representada por el Cretácico Superior y Paleoceno. Estas megasecuencias muestran diferente calidad de materia orgánica que las ubican entre buena y regular para generar hidrocarburos y representadas originalmente según JONES, R. W., (1987), por las facies orgánicas C y BC que dan origen a kerógenos de tipo II. Como ya se explicó, la información litológica y paleontológica permitió determinar que estas facies corresponden, en la base, a rampas carbonatadas en condiciones de planicies de mareas hasta supramarea (probable "sabkha"). En la medida que el proceso transgresivo continuó las facies presentaron características de rampa somera a profunda (neríticas media a profunda) relacionándose a condiciones marinas restringidas en depresiones equivalentes a las intraplatafórmicas y bajo condiciones anóxicas. El proceso transgresivo prevaleció y las facies determinadas permitieron interpretar condiciones equivalentes a las de plataforma bajo condiciones restringidas, delimitando las secuencias de manera diferente.

El Bloque Central involucra a los Pozos Escuintle-1, Luna-101, Tizón-1, Troje-1 y Costero-1; presenta otra historia desde el punto de vista orgánico. Este bloque tiene una riqueza orgánica de menor calidad en la Megasecuencia A, representada por el Jurásico Superior (Kimmeridgiano y Tithoniano); sin embargo, es en este bloque donde la Megasecuencia C, representada por el

Cretácico Superior, Paleoceno, Eoceno y Oligoceno, presenta grandes posibilidades para generar hidrocarburos y, lo que es más importante, presenta los más grandes espesores. Las megasecuencias que presentan posibilidades de generar hidrocarburos son: la Megasecuencia C (Cretácico Superior, Paleoceno, Eoceno y Oligoceno) de los pozos Luna-101, Tizón-1, probablemente Troje-1 y Costero-1, y en algunas ocasiones la Megasecuencia D (Mioceno Inferior) de los Pozos Troje-1 y Costero-1. De manera general, la materia orgánica del Cretácico Superior y del Eoceno (éste último, específicamente en el Pozo Costero-1) muestran una gran calidad de materia orgánica representada originalmente, según JONES, R. W.,(1987), por las facies orgánicas C y BC, relacionados a un kerógeno de tipo II. Por lo que respecta a la materia orgánica de la megasecuencia A, representada por el Jurásico Superior (Kimmeridgiano y específicamente Tithoniano) presenta valores de IH-IO que, de acuerdo a PETERS, K. E., (1986), constituyen materia orgánica pobre para generar hidrocarburos; sin embargo, las gráficas de IH vs. IO, permiten interpretar que posiblemente la materia orgánica se encuentra evolucionada. Como ya se explicó anteriormente, la información litológica y paleontológica permitió determinar que las facies que presentan las megasecuencias C y D representan condiciones de mar abierto somero, equivalentes a una plataforma media a externa. bajo condiciones restringidas. Así también, fue posible interpretar que debido a la alta tasa de sedimentación los bloques de basamento experimentaron una subsidencia rápida, lo que favoreció la preservación de la materia orgánica. El medio ambiente se relaciona a condiciones de mar abierto somero que se hace más profundo, equivalente a una plataforma media externa en condiciones anóxicas y restringidas que tiende a elevarse progresivamente hasta el azolvamiento antes de la aparición de la discordancia.

El Bloque Oriental involucra a los Pozos Xicalango-101 y Palancares-1; presenta un contenido orgánico muy pobre. Este bloque se caracteriza por tener una casi completa esterilidad orgánica, a lo largo de toda la columna geológica. Sólo las muestras que contiene el Pozo Xicalango-101 y que se encuentran representadas por el Jurásico Medio (Bathoniano) y Cretácico Inferior? son las que presentan una buena calidad de materia orgánica, susceptible de generar hidrocarburos, la cual, posiblemente se depositó en un ambiente lagunoso y de plataforma media, respectivamente, si tomamos en cuenta que durante su evolución orgánica muestra una influencia continental (RUEDA-GAXIOLA y M. A. DUEÑAS, 1990). Por lo que respecta a los otros niveles estratigráficos, los altos valores del índice de oxígeno que presentan las muestras, permiten interpretar que en este bloque siempre prevalecieron las condiciones superficiales, considerándose que el Bloque Oriental Xicalango-Palancares siempre presentó mayor estabilidad tectónica.

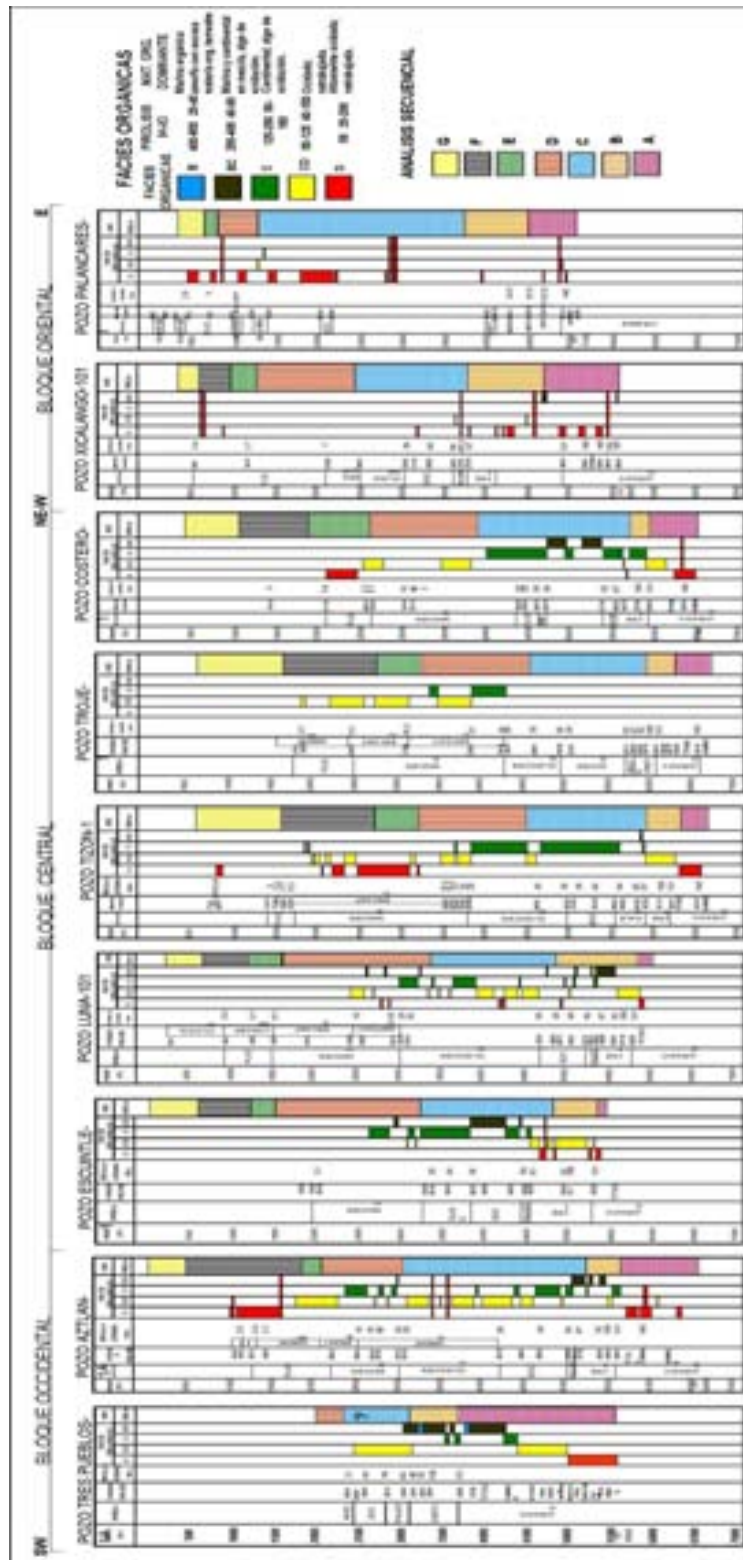


Fig. 3.9 Sección que muestra las variaciones verticales y laterales de la materia orgánica en los pozos en estudio.

La figura 3.10 presenta, de manera gráfica y objetiva, la correlación de facies orgánicas, con base en los colores que, como mencionamos, representan a los intervalos determinados durante el análisis secuencial y los determinados por medio del análisis de los datos de Rock-Eval, respectivamente, y, lo que es mejor, la variabilidad en calidad que presenta la materia orgánica dominante. Esta gráfica permite definir los tres bloques de comportamiento orgánico e interpretar la tectónica (subsistencia) que experimentaba cada bloque durante la evolución geológica. El análisis de facies orgánicas permitió afinar con mayor detalle los límites de secuencias, ya que la materia orgánica es muy sensible a los cambios sedimentarios.

Las variaciones que presenta la materia orgánica en la fig 3.10, son las siguientes: de color rojo, presenta materia orgánica altamente oxidada y/o retrabajada y con valores del índice de hidrógeno 50 y del índice de oxígeno que varía entre 20 y 200; de color amarillo, se presenta materia orgánica oxidada y retrabajada con valores del índice de hidrógeno que varían entre 50-125 y valores del índice de oxígeno que varían entre 40-150; de color verde claro, se presenta materia orgánica continental, con algo de oxidación y presenta valores del índice de hidrógeno de 125-250 y valores del índice de oxígeno de 50-150; de color verde oscuro, se tiene materia orgánica marina y continental en mezcla franca algo oxidada y presenta valores del índice de hidrógeno que varía entre 250-400 y valores del índice de oxígeno que varía entre 40 y 80; de color negro, se presenta materia orgánica amorfa, la materia orgánica continental es poca y presenta valores del índice de hidrógeno que varía entre 400 y 650 y valores del índice de oxígeno que varía entre 20 y 40.

La figura 3.10, es el resultado de la interpretación de las facies orgánicas con base en el análisis secuencial y en las características geoquímicas. Cada pozo presenta las megasecuencias establecidas mediante el análisis de secuencias con base en registros eléctricos y, con colores completos se presenta la correlación de las megasecuencias, establecida mediante la interpretación de facies orgánicas a través del análisis de los datos del Rock-Eval. Cabe aclarar, que cada uno de los colores representan intervalos de valores de los parámetros geoquímicos que definen las condiciones de depósito y evolución de la materia orgánica (facies orgánicas); sin embargo, al realizar la interpretación de estas facies en los pozos en estudio, se concluyó que los intervalos que JONES, R. W.,(1987) plantea, sirvieron sólo como una guía en la metodología de trabajo, ya que al relacionar las facies orgánicas interpretadas con los parámetros litológicos y paleontológicos, reportados por PEMEX, no mostraban correlación directa. Es importante, entonces, tener claro que no siempre los valores establecidos por alguien, en este caso en particular por JONES, son o deben ser considerados sin tomar en cuenta las condiciones geológicas que prevalecen en un área, ya que de no haber sido así, los altos valores de oxígeno que presentan algunas muestras, llevarían a establecer que nuestra cuenca siempre presentó facies continentales o con alta influencia continental, lo que no es verdad; fueron los parámetros litológicos y paleontológicos los que ayudaron a interpretar la evolución desde condiciones de supramarea, condiciones equivalentes a

depresiones intraplatafórmicas, condiciones equivalentes a plataforma, hasta el establecimiento de condiciones marinas profundas y finalmente deltáicas.

Entonces, como se mencionó anteriormente, la figura 3.10 es el resultado de la interpretación geológica de la evolución que sufrió la subcuenca a través del tiempo, más que una interpretación de facies orgánicas estrictamente; sin embargo, la sensibilidad que presenta la materia orgánica a los cambios sedimentarios ha permitido delimitar megasecuencias de forma más precisa y lo que es más importante, conocer la calidad orgánica que presenta cada megasecuencia.

Cada megasecuencia se encuentra representada por un color característico y por un patrón de líneas verticales. El patrón de color rojo, involucra a los pisos Kimmeridgiano y Tithoniano y representa la etapa de evolución de una rampa carbonatada bajo condiciones someras a una rampa carbonatada en condiciones más profundas en condiciones marinas restringidas posiblemente en depresiones equivalentes a las intraplatafórmicas y, por consecuencia, bajo condiciones anóxicas. Desde el punto de vista de la calidad de la materia orgánica en esta megasecuencia, la mayor calidad se tiene en el Bloque Occidental (Pozos Tres Pueblos-1A y Aztlán-1), mientras que en el Bloque Central la calidad de la materia orgánica varía de regular a pobre (Pozos Tizón y Costero); sin embargo, aquí hay que establecer que posiblemente el comportamiento que presenta la materia orgánica en este bloque se relaciona al grado de evolución que ésta presenta y no exclusivamente a la calidad de la materia orgánica actual.

La megasecuencia que presenta el patrón naranja, involucra a las series Cretácico Inferior, Medio y Superior y, en general, representan una etapa en la que alcanza la máxima transgresión en el Cretácico Medio y el inicio de la fase regresiva representado por la presencia de dolomías y relacionándose a una discordancia. Desde el punto de vista del tipo de materia orgánica, el Bloque Occidental (Pozos Tres Pueblos-1A y Aztlán-1) presenta mejor calidad de la materia orgánica, mientras que en los bloques Central (Pozos Escuintle-1, Luna-101, Tizón-1 Costero-1) y Oriental (Pozos Xicalango-101 y Palancares-1) la calidad de la materia orgánica es pobre.

La megasecuencia que presenta el patrón azul claro, involucra a las series parte alta del Cretácico Superior, Paleoceno, Eoceno y Oligoceno y en general representa una etapa en que la cuenca experimentó un proceso de subsidencia gradual, en el que el aporte de sedimentos fue mayor a la velocidad de subsidencia del bloque de basamento, lo que permitió que la materia orgánica rica en carbono orgánico se preservara. En términos generales esta megasecuencia es la que presenta la mejor calidad de materia orgánica en condiciones térmicas de generación y se encuentra mejor representada en el Bloque Central, lo cual, corresponde a la zona de mayor subsidencia.

La megasecuencia que presenta el patrón de color rojo claro, involucra la parte inferior de la serie Mioceno Inferior y Medio, y sólo se localiza en el Bloque Central (Pozos Luna-101, Tizón-1, Troje-1 y Costero-1). Esta

megasecuencia representa el continuo proceso de subsidencia que experimentó el bloque del basamento. En términos generales la calidad de la materia orgánica es buena a regular.

La megasecuencia que presenta el patrón de color verde, involucra a la serie Mioceno Superior. Esta megasecuencia posiblemente representa la estabilización del proceso de subsidencia, depositándose materia orgánica más oxigenada o retrabajada, estableciéndose condiciones de mar abierto en vías de levantamiento con un cambio de sedimentación debido al azolvamiento que se manifiesta en los márgenes como una discordancia.

Las megasecuencias representadas por los patrones negro y amarillo, corresponden a la etapa de mayor subsidencia que sufren los bloques del basamento y constituye el establecimiento del sistema progradante, representado por ambientes marinos deltáicos.

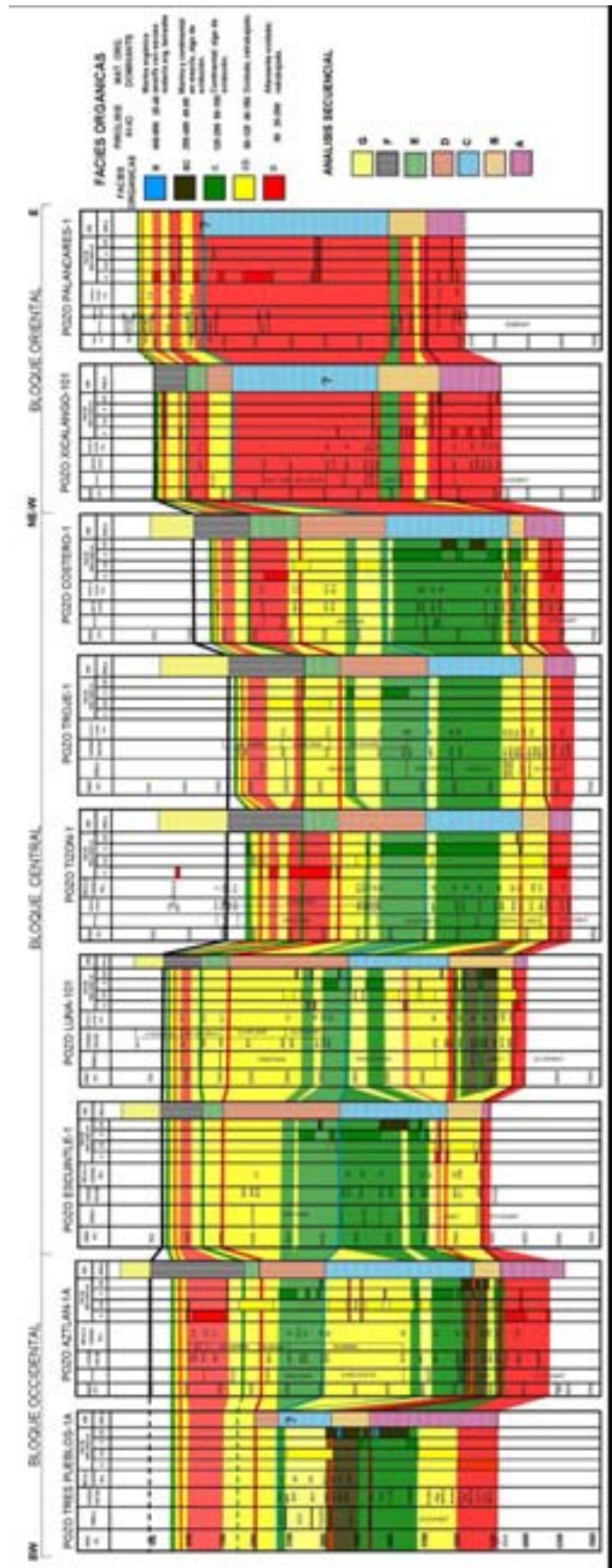


Fig. 3.10 Correlación de las facies orgánicas con base en análisis secuencial y en las características geoquímicas.

IV.- ANALISIS BIOESTRATIGRÁFICO

4.1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo, se integra la información micropaleontológica obtenida a partir de la recopilación de apéndices paleontológicos de los trabajos operativos de los nueve pozos que constituyen la sección en estudio (Tres Pueblos-1A, Aztlán -1A, Escuintle-1, Luna-101, Tizón-1, Troje-1, Costero-1, Xicalango-101 y Palancares-1). La información micropaleontológica fue proporcionada por la Gerencia de Exploración de Petróleos Mexicanos, Región Sur.

El objetivo del análisis micropaleontológico es establecer límites biocronoestratigráficos, así como condiciones paleoambientales que nos permitan definir límites de secuencias, para posteriormente ser integrados a las secuencias determinadas durante la interpretación de los registros eléctricos de pozos.

Como sabemos, la bioestratigrafía es una rama de la estratigrafía que se basa en la determinación del contenido y abundancia fósil de las rocas. Esta hace uso de rangos cronoestratigráficos de especies fósiles, para poder establecer correlaciones estratigráficas, así como condiciones paleoambientales, que nos permitan finalmente conocer el medio ambiente de depósito.

El análisis bioestratigráfico, al igual que el análisis de registros geofísicos de pozos y la interpretación sísmica, constituye uno de los componentes fundamentales en la estratigrafía de secuencias. Estos tres componentes, generados independientemente, permiten determinar diferentes aspectos de la geología del subsuelo, y uno no es más útil que el otro, por lo que se encontraría incompleto sin los otros dos. Por eso, cada una de estas disciplinas es interdependiente e incompleta por sí sola; sin embargo, a pesar de lo anteriormente descrito, deben ser analizados independientemente para posteriormente ser integrados los resultados con los de las otras dos disciplinas, utilizando procesos iterativos para obtener exactitud y resultados lo más cercanos a la realidad.

Cabe mencionar, que antes de que la sismología fuera la principal herramienta de correlación en los estudios de subsuelo, la bioestratigrafía era el principal medio por el que los geólogos podían establecer correlaciones con equivalencia en tiempo. En los 1920's muchos paleontólogos favorecían más a los grupos fósiles bentónicos que a los planctónicos. Como consecuencia, se realizaban correlaciones de organismos bentónicos que a menudo presentaban mayor afinidad a condiciones paleoambientales y a facies depositacionales que a cronoestratigráficas (LOUTIT. S. T. *et al.*, 1988). Esto trajo consigo diferentes

reacciones, ya que causó que los geofísicos perdieran confiabilidad en la información paleontológica al no coincidir los límites de tiempo y litología.

Es hasta recientemente (70`s) que la estratigrafía sísmica fue independiente del control bioestratigráfico y tal vez, esta es una de las principales razones por la que la estratigrafía de secuencias no había sido aceptada ampliamente, sino hasta hace muy poco tiempo. La falta de un buen control cronológico había hecho difícil reconocer y correlacionar secuencias o conjuntos de sistemas de depósito contemporáneos "systems tracts" tanto en registros de pozos como en secciones sísmicas. Tal vez, valdría la pena mencionar, que es hasta éstos últimos años donde la paleontología retoma la importancia, que parecía haber perdido; cuando definitivamente esto es muy benéfico, ya que sin el apoyo paleontológico no se podrían establecer las condiciones evolutivas de las Subcuencas del Sureste.

4.2 TIPOS DE UNIDADES ESTRATIGRÁFICAS

Con el objetivo de poder entender más claramente los conceptos estratigráficos, definiremos algunos términos que, aunque básicos, son muy importantes.

4.2.1 UNIDAD CRONOESTRATIGRAFICA

Con base a la Guía Estratigráfica Internacional (HEDBERG, D. H., 1985), la unidad cronoestratigráfica es definida como una "subdivisión de rocas, basada únicamente en el registro de un intervalo específico de tiempo geológico". Las unidades cronoestratigráficas normalmente no presentan discordancias, sino que son delimitadas por superficies sincrónicas, es decir, una unidad cronoestratigráfica está limitada por planos de estratificación o superficies de edad idéntica, formada durante un periodo de no-depósito o por cambios de energía durante el depósito (Fig 4.1).

4. 2.2 UNIDAD LITOSTRATIGRAFICA

La unidad litoestratigráfica es una "subdivisión de las rocas de la corteza terrestre distinguida y delimitada con base en las características litológicas". El límite estratigráfico de esta unidad es definido por las diferencias litológicas distinguibles y, por consecuencia, pueden cruzar a las líneas de tiempo (Fig.4.1).

4.2.3 UNIDAD BIOESTRATIGRAFICA

La Guía Estratigráfica Internacional (*op cit*), define a la unidad bioestratigráfica como "un intervalo de rocas caracterizadas por el contenido de fósiles contemporáneos con el depósito del estrato". Esto es importante, porque los fósiles, flora y fauna, reflejan su adaptación a los medios ambientes y a los cambios evolutivos que éstos presentan; por consecuencia, la unidad bioestratigráfica registra el tiempo y el ambiente. La unidad bioestratigráfica

puede ser paralela o cruzar a la unidad litoestratigráfica y a la unidad cronoestratigráfica (Fig.4.1).

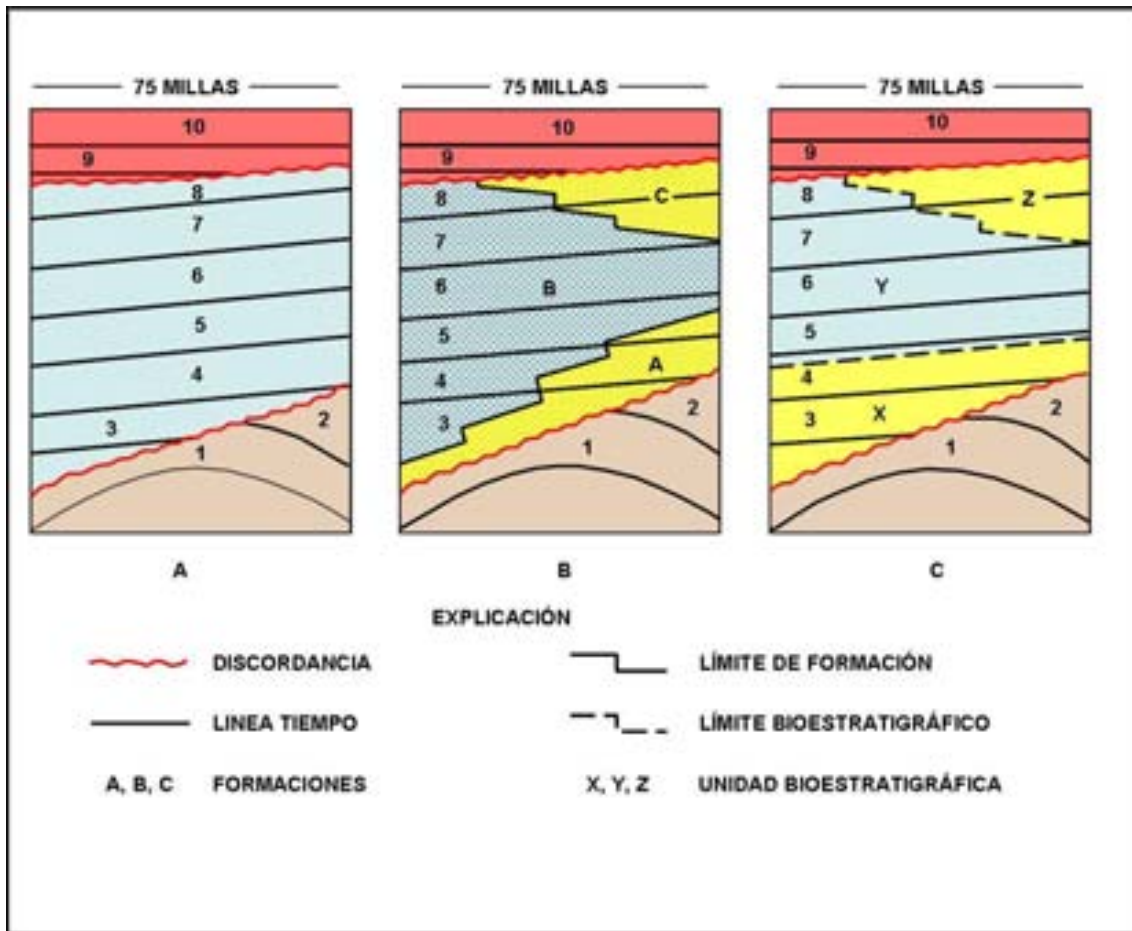


Fig. 4.1 Diferentes tipos de unidades estratigráficas utilizadas en la exploración

4.3 FACTORES QUE CONTROLAN LA SEDIMENTACIÓN.

El análisis de secuencias se considera como un método estratigráfico moderno que se basa en el análisis de datos proporcionados por la información de estudios superficiales, por los registros eléctricos, por los datos sísmicos, por los paleontológicos y sedimentológicos. Estos datos, al relacionarse con los procesos responsables de los cambios del nivel del mar (cambios euestáticos) y con los procesos tectónicos (subsistencia) permiten establecer el marco estratigráfico. En la medida que el marco estratigráfico sea mejor entendido estaremos en condiciones para evaluar la cuenca y lo que es más importante, para predecir áreas de interés petrolero con mayor exactitud. Para poder realizar una buena interpretación geológica es necesario seleccionar horizontes estratigráficos que puedan ser correlacionables y claramente distinguibles.

La distribución de los mares a través del tiempo geológico ha sido el resultado de dos factores principales: los cambios globales del nivel del mar o cambios euestáticos y los movimientos tectónicos que sufre la corteza terrestre; ambos factores pueden causar desplazamiento de la línea de costa y por supuesto cambios en las facies sedimentarias que repercuten en la

batimetría y en la distribución de los organismos fósiles. Generalmente las estimaciones paleobatimétricas se establecen de forma indirecta, ya que la disponibilidad de indicadores directos es limitada, y básicamente se establece en función del análisis bioestratigráfico, del análisis de facies sedimentarias y mediante la interpretación de análisis geoquímicos.

Debemos considerar que la elevación relativa del nivel del mar se puede deber: a la elevación global del nivel del mar o a la subsidencia de la corteza y producirá una secuencia estratigráfica transgresiva, mientras que una caída relativa del nivel del mar, originada, ya sea por una caída global del nivel del mar o por un levantamiento cortical, producirá una secuencia estratigráfica regresiva (WATTS, B. A., 1982).

4.3.1. EUESTATISMO (nivel global del mar)

El euestatismo o nivel global del mar se define como: la posición que guarda la superficie del mar con referencia a un *datum* fijo, como es el caso del centro de la Tierra, el cuál es independiente de los factores locales; sin embargo, no puede ser determinado por la posición que guarda con respecto a los sedimentos antiguos y sólo puede ser observado el nivel "relativo" del mar (POSAMENTIER, W. H. *et al.*, 1988 a)

El nivel relativo del mar involucra subsidencia local y/o levantamiento con referencia a la posición de la superficie del mar con respecto a la posición del *datum*, que podría ser el basamento o una superficie dentro del paquete sedimentario. El nivel relativo del mar se eleva debido a la subsidencia, compactación, y/o a una elevación del nivel euestático. Cabe aclarar que el nivel relativo del mar no debe ser confundido con la profundidad del agua, la cual, se mide entre el nivel relativo del mar menos la acumulación de sedimentos (Fig. 4.2). De esta forma el nivel relativo del mar puede seguir elevándose y agregar nuevo espacio para acomodar sedimentos pero, por otro lado, la profundidad del agua puede decrecer si la acumulación de sedimentos es más rápida que el ascenso del nivel relativo del mar.

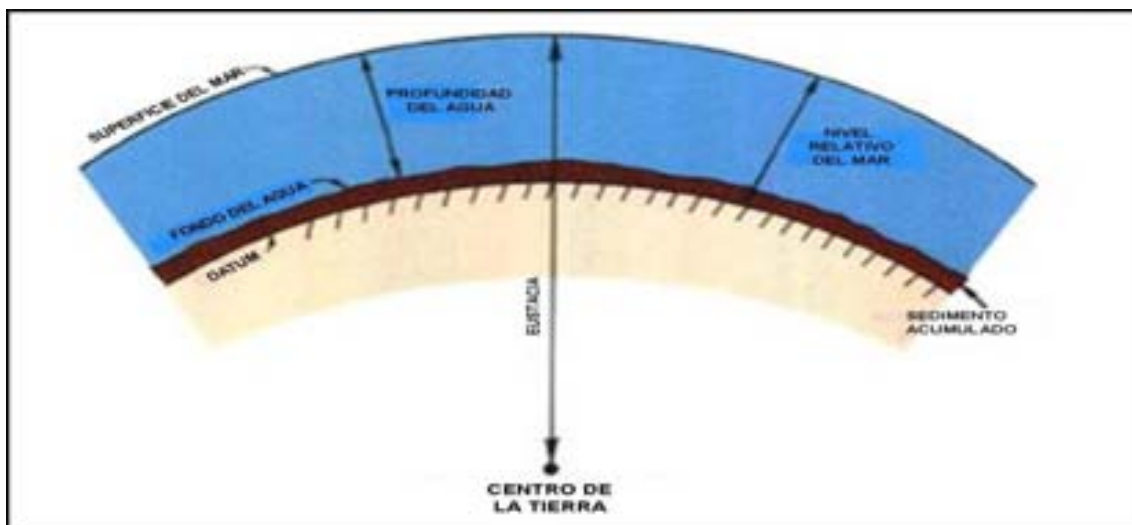


Fig. 4.2 Euestatismo, nivel relativo del mar y la profundidad del agua como una función de la superficie marina, del fondo marino y de la posición del *datum*. (Tomada de Posamentier, W. H. *et al.*, 1988 a)

Como se puede apreciar, los términos euestatismo, nivel relativo del mar y profundidad del agua pueden causar confusión; sin embargo, hay una diferencia entre estos términos que es significativa pero a menudo no muy clara.

En 1977, geólogos de Exxon publicaron una carta (Fig. 4.3), que se dice muestra los cambios relativos del nivel del mar durante el Mesozoico y Cenozoico; ésta, es ampliamente conocida como la "Curva del nivel del mar de Vail"; sin embargo, más que una carta que muestre las curvas del nivel del mar, se identificaron por los patrones de "onlaps" en los reflectores sísmicos de una gran cantidad de márgenes continentales separadas grandes distancias, infiriendo elevaciones y caídas del nivel del mar, respectivamente. Por otro lado, la similitud que presentan los patrones de "onlaps" utilizados por Vail, R. P. *et al.*, (1977), sugieren que grandes cantidades de secuencias estratigráficas que se encuentran sobre los márgenes pasivos pueden tener un control tectónico más que euestático y que la causa de que muchas márgenes continentales muestren secuencias estratigráficas similares se debió a que fueron separadas al mismo tiempo durante el proceso del "rifting" (WATTS, B. A., 1982). Una refinada versión de la carta de ciclos fue publicada en 1987 por HAQ, B. U. y colaboradores, la cual muestra más subdivisiones en los patrones de solapamientos costeros y agrega más información sobre las secuencias cronoestratigráficas y biocronoestratigráficas, por mencionar algunas.

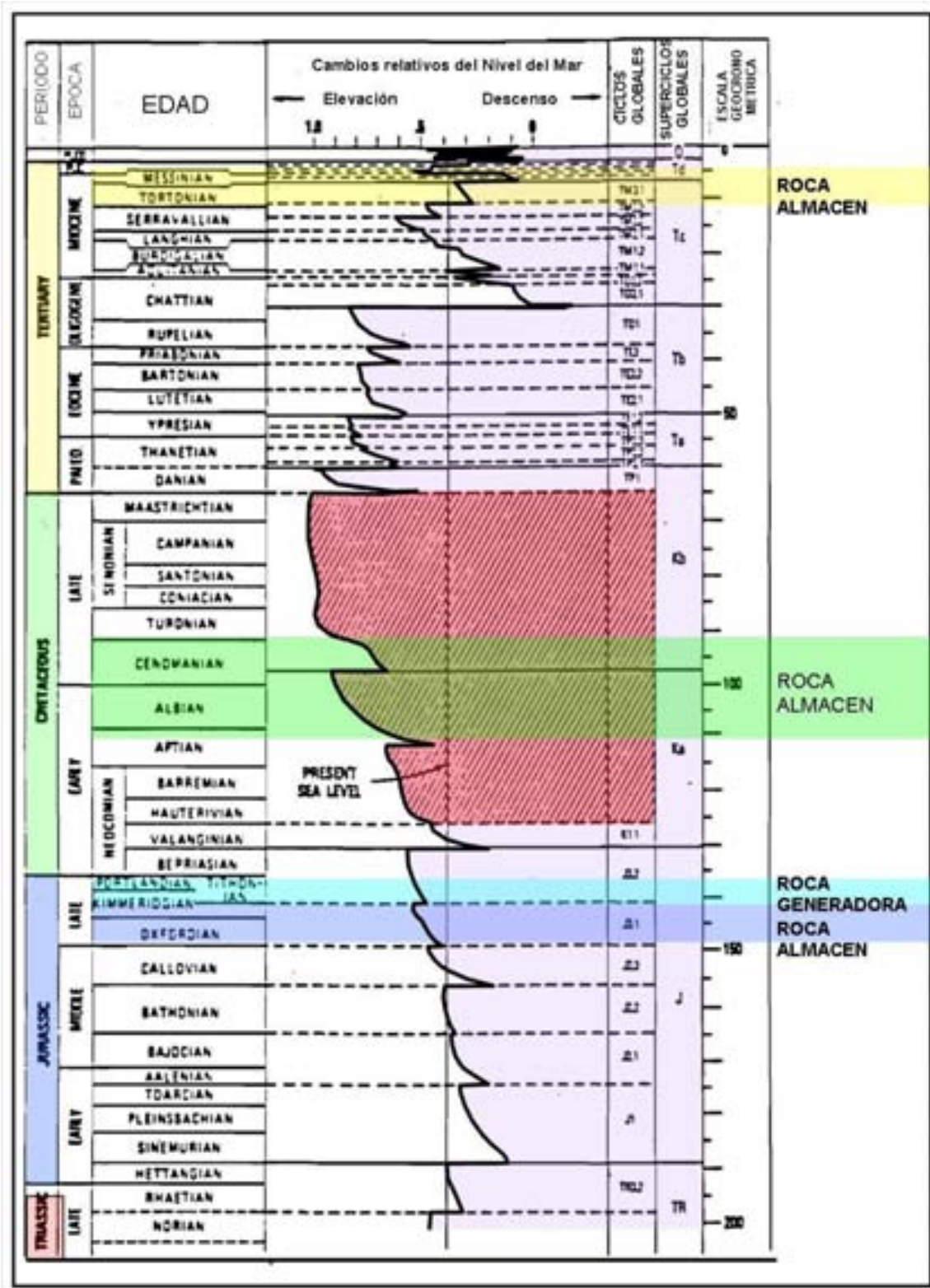


Fig. 4.3 Cambios relativos de los ciclos globales del Mesozoico y Terciario y su relación con el sistema petrolero del área de estudio (modificada de VAIL, R. P. *et al.*, 1977)

Hay tres causas posibles por las que se ven afectados los cambios globales del nivel del mar (ALLEN, A. P. and ALLEN, R. J., 1990):

1.-Por la continua diferenciación de los materiales litosféricos como resultado de los procesos de la tectónica de placas; es decir, el volumen de agua puede aumentar debido al vulcanismo en las dorsales oceánicas o puede disminuir durante el proceso de subducción..

2.-Cambios en la capacidad volumétrica de las cuencas oceánicas causadas por la acumulación de sedimentos o por la eliminación de ellos; es decir, un gran aporte de sedimentos provoca la disminución del espacio de la cuenca y por consecuencia un ascenso del nivel del mar.

3.- Reducción de agua disponible por concentración en los casquetes polares y glaciares.

Por lo que respecta a este último punto, PITMAN and GOLOVCHENCO, 1983, (in CLOETINGH, S., 1988) consideran que las fluctuaciones en el nivel del mar inducidas por las glaciaciones es el único mecanismo conocido que puede causar cambios en las relaciones del nivel del mar del orden de 1cm/1000 años y con magnitudes de 100m; considerando que, los cambios glacio-euestáticos podrían explicar la discordancia del Oligoceno, pero no tienen evidencias que puedan explicar los eventos glaciares Mesozoicos y anteriores al del Oligoceno (Fig.4.4)

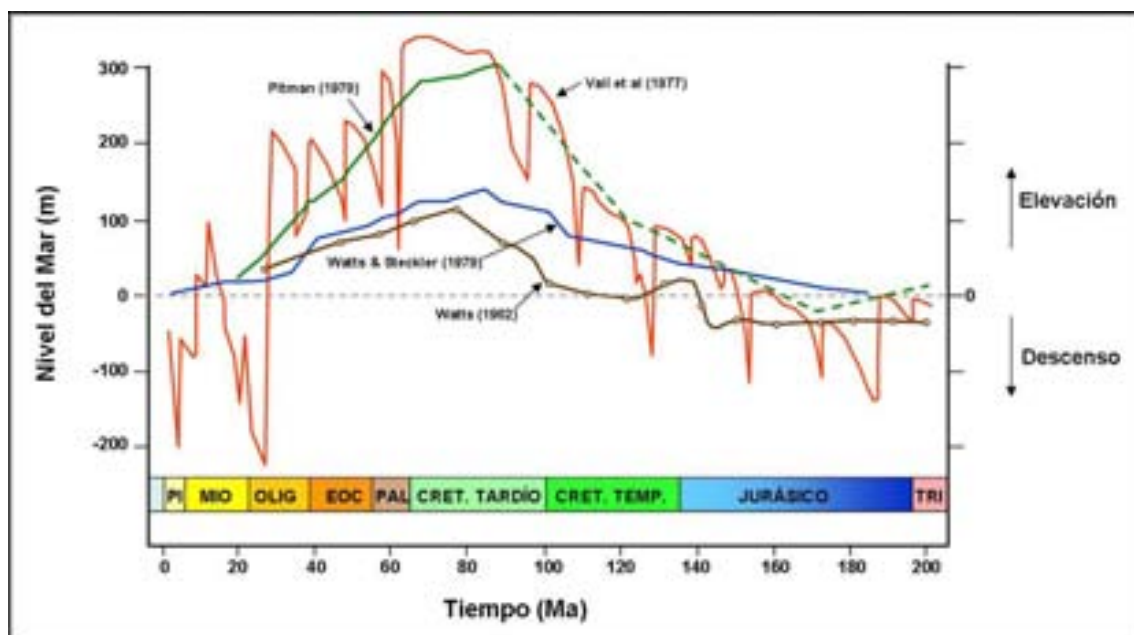


Fig. 4.4 Niveles del mar para los últimos 200 Ma. Inferidos de la interpretación de secuencias sísmicas (Tomada de WILLIAMS, F. D., 1988)

4.3.2. SUBSIDENCIA.

La subsidencia se define como el movimiento vertical hacia abajo de la litósfera (SOUQUET, 1989, *in* ORTIZ-UBILLA, A., 1996) que se lleva a cabo a través del tiempo geológico, dando como resultado la formación de una cuenca, la cual es adecuada para la acumulación de sedimentos.

La evolución tectónica de una margen pasiva se encuentra afectada principalmente por la contracción termal y por la carga sedimentaria. Otros factores, como la compactación mecánica, la paleobatimetría, la cantidad de aporte de sedimentos y los grandes cambios en el nivel del mar contribuyen a la subsidencia, pero al ser combinados, los efectos son pequeños comparados con la contracción termal y con la carga sedimentaria. Actualmente, al elaborar modelos de subsidencia, se asume que la contracción termal en márgenes pasivas surge del enfriamiento litosférico y del adelgazamiento de la corteza y litósfera al momento del "rifting" inicial; sin embargo, existen diferencias en la forma en la que esto ocurre, es decir, si el adelgazamiento ocurrió durante un proceso de levantamiento y erosión subáerea o si ocurrió por una extensión uniforme y pasiva de la corteza y litósfera (WATTS, B. A., 1982).

La combinación del euestatismo y de la subsidencia dan lugar al espacio que se encuentra disponible para la acumulación de sedimentos (JERVEY, T. M., 1988; se refiere a "accommodation"). La cantidad de espacio disponible y la relación que exista con respecto a la generación de nuevos espacios disponibles serán los factores principales que controlen la distribución de facies clásticas y carbonatadas que presenta una cuenca; es decir, en la medida que nuevos espacios se estén generando, se tendrá como resultado el depósito de secuencias que presenten patrones estratigráficos depositacionales caracterizados por "onlaps" y "offlaps" en los márgenes de las cuencas.

Las secuencias depositacionales que caracterizan a las secuencias clásticas se encuentran limitadas en la base y cima por discordancias. Se define como secuencia tipo 1 (Fig. 4.5a), aquélla que se encuentra limitada en su base por una discordancia tipo 1 y limitada en la parte alta de la secuencia ya sea por una discordancia tipo 1 o tipo 2 y caracterizada por presentar depósitos de "lowstand" en la base. La secuencia tipo 2 (Fig. 4.5b), se encuentra limitada en la base por una discordancia de tipo 2 y en la parte alta de la secuencia, puede estar limitada por una discordancia tipo 1 ó 2 y se caracteriza por no presentar depósitos de "lowstand". El origen de las discordancias tipo 1 se relaciona a una caída rápida del nivel euestático y el de la discordancia tipo 2 se relaciona básicamente a una caída lenta del nivel euestático. Cada secuencia depositacional está compuesta por depósitos contemporáneos denominados "systems tracts"; la secuencia tipo 1 está compuesta por depósitos que se forman cuando el nivel del mar es bajo "lowstand system tract", por depósitos que se forman cuando el nivel del mar comienza a ascender durante el proceso transgresivo "transgressive system tract" y por depósitos que se forman cuando el nivel del mar alcanza su máximo nivel transgresivo, dando lugar a depósitos de "highstand system tract".

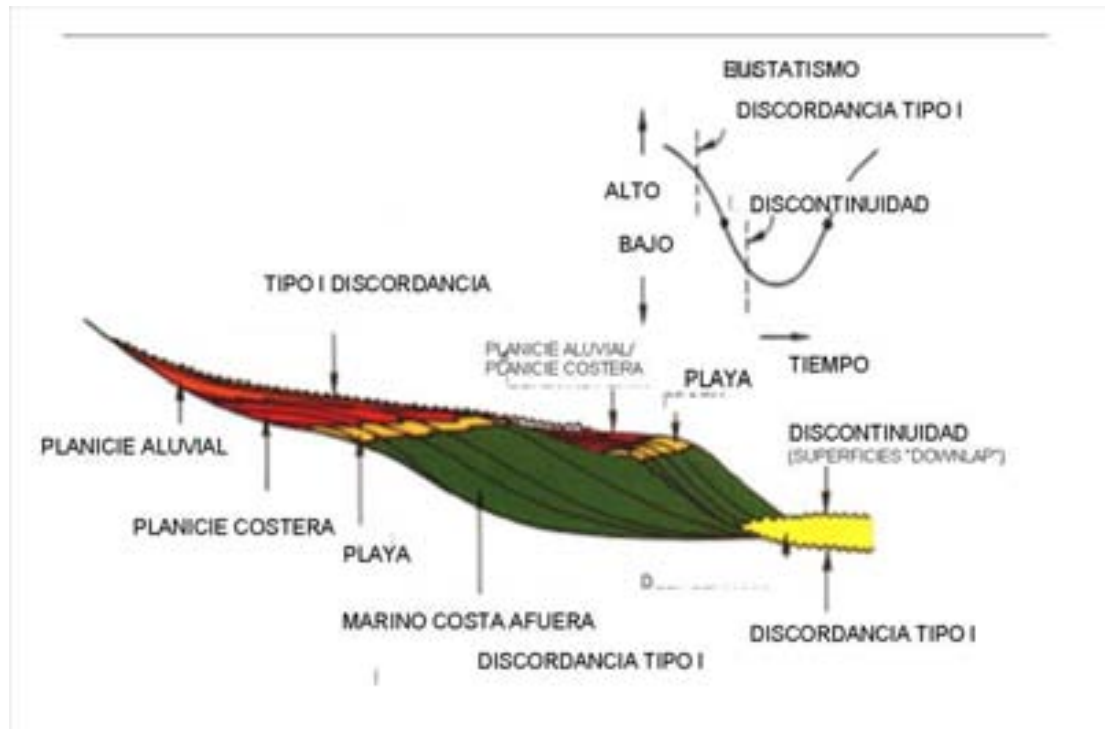


Fig. 4.5a Características de la Discordancia Tipo 1
(Tomada de POSAMENTIER, W. H. and R. P. VAIL., 1988a)

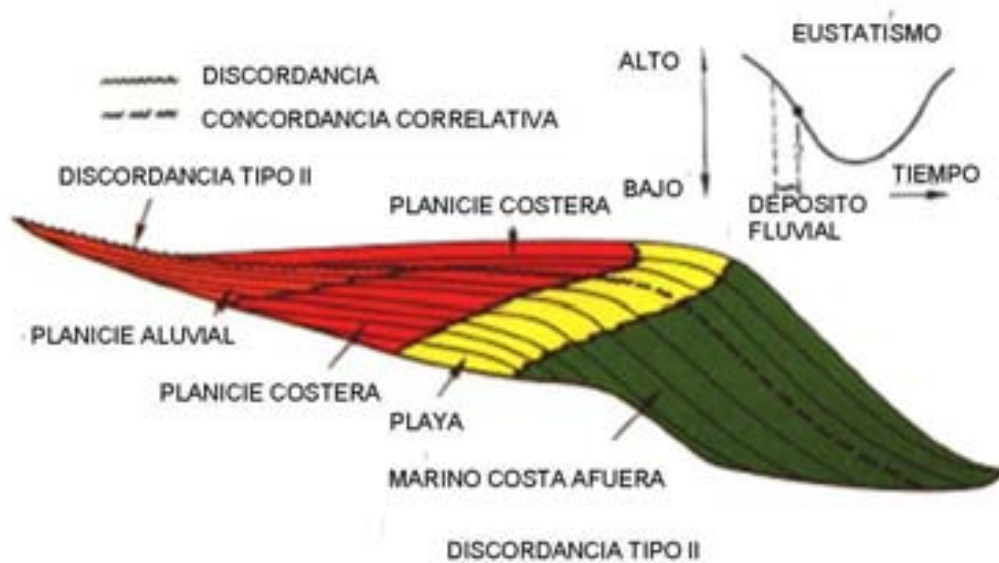


Fig. 4.5B Características de la Discordancia Tipo 2
(Tomada de POSAMENTIER, W. H. and R. P. VAIL., 1988a)

La secuencia tipo 2, está compuesta por depósitos de margen de plataforma "shelf margin", por depósitos que representan al sistema transgresivo "transgressive" y por depósitos que representan al nivel eustático más alto del sistema transgresivo "highstand system tract".

Por lo que respecta a las secuencias depositacionales carbonatadas, existen otras variables, además de la subsidencia y de los cambios euestáticos, que controlan la productividad de los carbonatos, las variaciones en los patrones estratigráficos y en la distribución de litofacies como son el volumen de sedimentos, el cual gobierna la paleoprofundidad del agua y el clima.

En el depósito de las secuencias carbonatadas se identifican dos tipos de límites de secuencias. Para la formación del límite de secuencias tipo 1 se interpreta que la relación de la caída del nivel euestático es mayor que la subsidencia de la plataforma o en el margen del banco carbonatado, en el que ocurren dos procesos: 1) erosión regional o local del frente de talud; 2) la exposición subáerea de la plataforma y el movimiento de los sedimentos erosionados hacia mar adentro. Estos procesos pueden variar en el tamaño de la escala; y pueden ser de gran escala o de pequeña escala. En los límites de secuencia de gran escala, el nivel del mar cae entre 75 y 100 m. o más en un largo periodo de tiempo. Si durante esta etapa hay una gran precipitación pluvial y secuencias permeables con minerales inestables, se forman soluciones sobre la plataforma en las partes someras y es posible que se precipiten cementos freáticos. Si el límite de secuencia es de escala pequeña; es decir, cuando la relación de caída del nivel del mar es menor de 100 m y por un corto periodo de tiempo, se tienen una plataforma en condiciones someras en donde las soluciones producto de los minerales inestables alcanzan menor extensión. En el límite de secuencias tipo 2 se interpreta que la relación de la caída euestática es menor que la relación de subsidencia de la plataforma o en el margen del banco carbonatado, encontrándose expuestas las áreas de plataforma interna y las de plataforma externa, las cuales serán afectadas por efectos meteóricos, si éstos son dominantes (Fig. 4.6). Durante la etapa más baja del nivel del mar "lowsatnd", tres tipos de depósitos carbonatados son reconocidos: 1) materiales alóctonos derivados de la erosión del talud; 2) cuñas autóctonas depositadas en el talud superior durante la secuencia tipo 1; 3) cuñas autóctonas depositadas durante la secuencia tipo 2. Así también, durante la etapa de "lowstand", si las condiciones climáticas e hidrográficas lo permiten, las cuñas evaporíticas pueden ocurrir y se pueden asociar a límites de secuencias tipo 1 o tipo 2. Durante el "lowstand" evaporítico, la dolomitización hipersalina, el reemplazamiento evaporítico y las soluciones pueden ocurrir en plataformas carbonatadas asociadas a "highstand".

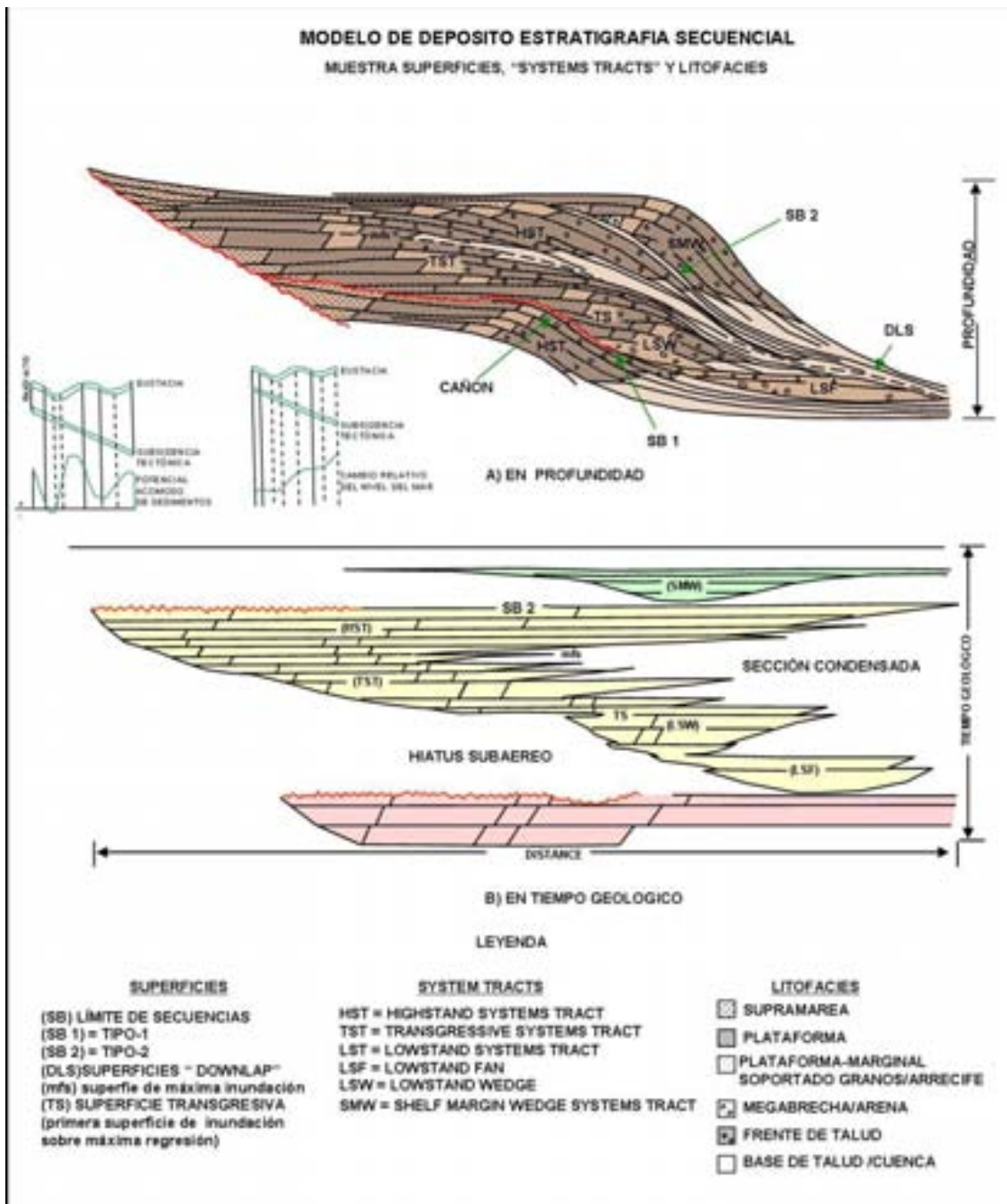


Fig. 4.6 Distribución de las secuencias estratigráficas en función de los cambios relativos del nivel del mar (cambios eustáticos) (Tomada de SARG, F. J., 1988)

4.4 RESOLUCIÓN BIOESTRATIGRÁFICA

Para poder contar con una alta resolución bioestratigráfica se requiere de un detallado análisis de las muestras recuperadas tanto en superficie como durante la perforación de un pozo. El análisis de las muestras nos proporciona datos referentes a los organismos identificados, permitiéndonos conocer la abundancia fósil, la diversidad, la ocurrencia y la paleoecología, datos muy importantes en el análisis de secuencias.

La idea de utilizar a la abundancia fósil para establecer límites de secuencias estratigráficas, se remonta a ISRAELSKY, 1949 (*in* WORNARDT, W. W. *et al.*, 1992), cuando establece que "La línea de tiempo reconocible es aquélla formada por la conexión de los puntos más profundos del depósito en varias columnas (o pozos) y que la abundancia de individuos y especies fueran encontradas en ese punto en las muestras de pozo". Lo anterior permite establecer que la abundancia y la diversidad de las especies fósiles siempre son más precisas para correlacionar estratos, que los reflectores sísmicos que utilizan cimas de forma individual.

Dentro de las herramientas que se emplean para definir a las zonas que presentan alta resolución bioestratigráfica se cuenta con la construcción de histogramas. Con la elaboración de histogramas a partir de la información paleontológica es posible determinar las zonas con abundancia y diversidad fosilífera, lo que origina poder reconocer fácilmente superficies de máxima inundación, secciones condensadas y, por consecuencia, límites de secuencias. Sin embargo, no siempre es posible determinar las zonas con mayor abundancia y diversidad en los histogramas. Por el contrario, generalmente se presentan pequeños picos de abundancia, que también hace que los histogramas sean de interés ya que pueden sugerir la presencia de secciones condensadas secundarias o posiblemente la cima de un abanico de talud o la cima de un abanico de cuenca, etc..

Cabe recordar, que algunas secciones condensadas están compuestas por sedimentos hemipelágicos, depositados bajo condiciones de baja sedimentación, y caracterizadas por presentar alta abundancia y diversidad fosilífera (LOUTIT, S. T. *et al.*, 1988); por otro lado, intervalos, caracterizados por baja abundancia fósil y diversidad puede ser considerados como límites de secuencias. Al revisar los apéndices paleontológicos (específicamente los del Proyecto Costero-Luna), así como algunos resúmenes paleontológicos, proporcionados por el Departamento de Paleontología de la Región Sur, sólo fue posible tomar en cuenta los foraminíferos plactónicos y bentónicos que nos permitieran establecer límites de tiempo y medio ambiente de depósito, sin tomar en cuenta, en la mayoría de los casos, la abundancia fósil o el grado de diversidad, ya que, por razones de tiempo, fue imposible compilar toda esta información. Esto significa, que nos dedicamos exclusivamente a extraer de los registros paleontológicos, los microfósiles plactónicos que nos ayudaron a establecer límites cronoestratigráficos, así como microfósiles bentónicos que permitieron definir el medio ambiente de depósito y, por consecuencia, sus condiciones paleobatimétricas. Sin embargo, se menciona lo referente a la elaboración de histogramas, porque constituyen una parte fundamental dentro de la metodología del análisis bioestratigráfico.

Las estimaciones paleobatimétricas se establecen a través de la interpretación de los conjuntos de foraminíferos bentónicos; la mayoría de las veces la estimación paleobatimétrica es relativamente más precisa en zonas donde la profundidad del agua es somera, mientras que, en aguas profundas, a menudo tiende a ser menos precisa. Otra consideración que debemos tener en cuenta en la determinación paleobatimétrica, es que debe realizarse antes de interpretar los patrones de los registros eléctricos y sísmicos ya que algunos

establecer las superficies de máxima inundación, se requieren eventos fósiles muy significativos.

Los fósiles más útiles son aquellos que muestran rápidos y variados cambios morfológicos, para ser identificables inequívocamente; otro factor de importancia lo constituye la amplia distribución que deben de presentar éstos, para que puedan ser correlacionados dentro de la cuenca, así como en otras cuencas y, por último, la abundancia que presentan, ya que estadísticamente es importante y viable para ser tomado en cuenta dentro del método de estratigrafía de secuencias.

En la industria del petróleo existe la limitación de tener que utilizar generalmente muestras de tamaño pequeño que nos obliga a trabajar con fósiles de tamaño pequeño, usualmente de pocos milímetros de diámetro, hasta 4 micras aproximadamente. Los tres grupos fósiles más útiles e importantes en la industria del petróleo incluyen a: los microfósiles (foraminíferos, ostrácodos, diatomeas, calcipionélidos, radiolarios, algas calcáreas y conodontos), los nanofósiles (cocolitos y discoastéridos) y los palinomorfos (dinoflagelados, quitinozoarios, acritarcas, polen y esporas).

La ventaja de utilizar fósiles pequeños es que, en condiciones paleoambientales favorables, generalmente proliferan. La figura 4.8 muestra el rango estratigráfico para alguno de los más importantes grupos fósiles utilizados en la industria del petróleo, tanto en medios ambientes terrestres y marinos.

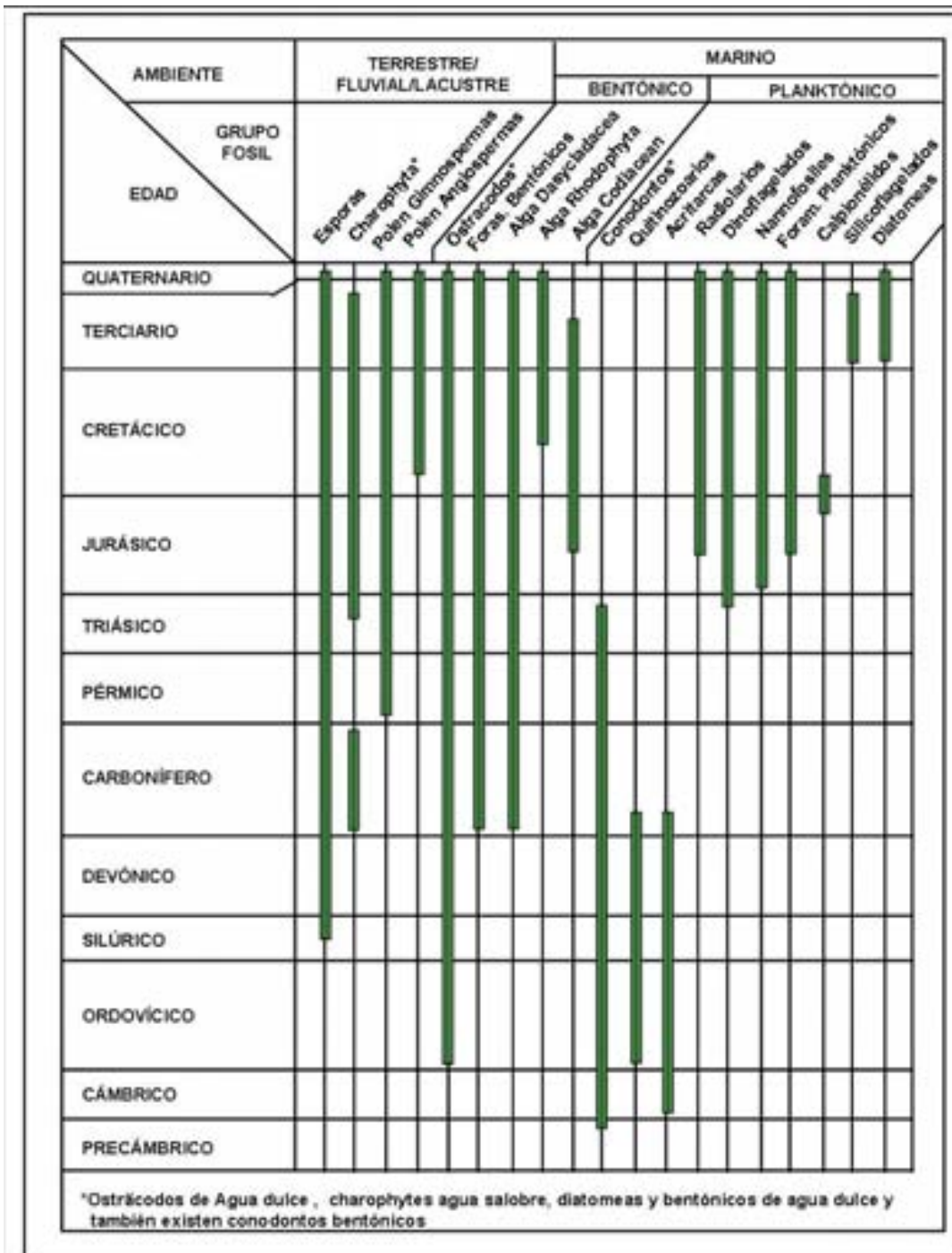


Fig. 4.8 Rango estratigráfico de los más importantes grupos fósiles marinos y terrestres utilizados en la industria del petróleo (Tomada de EMERY, D and K. MYERS, 1995)

4.6 ESQUEMAS DE ZONACIÓN FOSSLÍFERA

Los organismos fósiles evolucionan, se diversifican y se extinguen, básicamente en función de las oportunidades ambientales en que se desarrollan; es decir, bajo qué condiciones de temperatura y presión viven los organismos. El primer dato de aparición (inicio o base) y el último dato de aparición (extinción o cima) de una especie fósil en el registro de las rocas constituyen útiles marcadores para la correlación bioestratigráfica. En otros

casos, las zonas que presentan máxima abundancia fósil, algunas veces también son utilizados para establecer correlaciones estratigráficas; aunque hay que tomarlos con reservas ya que algunos factores locales pueden influir, como podría ser la sedimentación dentro de la cuenca, y afectar la ocurrencia.

El tiempo bioestratigráfico es medido en biocronos las cuales se basan en las apariciones y extinciones globales de fósiles. BOLLI, H. M. *et al.*, en 1985, presentan una síntesis de los grupos fósiles planctónicos marinos utilizados para definir estos biocronos. Sin embargo, un completo rango global de especies fósiles no puede estar representado en cada una de las cuencas, quedando restringida la presencia de estos grupos a condiciones ambientales y geográficas locales.

La resolución cronoestratigráfica que se puede obtener de los fósiles depende del periodo geológico, la cantidad de grupos fósiles utilizados y del tipo de ambiente de depósito. La resolución que presenta un grupo fósil es calculado dividiendo el tiempo del periodo geológico entre la cantidad de biozonas encontradas.

Los esquemas de biozonificación construidos, como el establecido por HAQ, B. U. *et al.*, 1987, generalmente utiliza a los eventos de aparición de fósiles, así como los eventos de extinción para definir biozonas; sin embargo, las cimas de las biozonas en la industria del petróleo son definidas preferencialmente con eventos donde los fósiles se extinguen, utilizando a los eventos de aparición de organismos para definir subzonas. La razón de esta situación es que las muestras disponibles son recortes de perforación que son bombeadas hasta la superficie a través del lodo de perforación, las cuales se encuentran sujetas a contaminación. Por otro lado, cuando se realizan estudios de yacimientos de un campo, el uso de los eventos de aparición de fósiles es de gran importancia, ya que es en estos estudios donde se requiere mayor resolución bioestratigráfica. Así también, es en estos estudios donde se cuenta con mayor cantidad de núcleos de barril y de núcleos de pared, la utilización de los dos tipos de núcleos ayuda a establecer una mejor correlación, más detallada, permitiendo entender las variaciones laterales y la conectividad del yacimiento (EMERY, D and K. MYERS, 1995).

Existen esquemas de biozonificación locales, que presentan mayor resolución cronoestratigráfica; entre los cuales cabe mencionar a la biozonificación de nanofósiles del Mioceno Tardío al Pleistoceno en el Golfo de México, establecida por WORNARDT, W. W. and R. P. VAIL., (1991) (*in* WORNARDT, W.W. *et al.*, 1992), la cual presenta una resolución en promedio de 0.375 millones de años. Es importante mencionar que una combinación de varios grupos fósiles nos proporciona una mejor resolución. Esto significa que si tomamos en cuenta el caso anterior, en el que sólo se considera a la biozona de nanofósiles y lo combinamos con la resolución de los foraminíferos para el mismo tiempo dentro del Golfo de México, la resolución es de aproximadamente 0.2 millones de años.

4.7 ANÁLISIS PALEOAMBIENTAL

La interpretación paleoambiental (en particular las condiciones paleobatimétricas) basada en microfósiles se fundamenta en principios del uniformitarismo. Lo anterior quiere decir, que generalmente se asume que los microfósiles antiguos han ocupado el mismo tipo de ambiente y "profundidad" que los microfósiles modernos. Esta consideración se basa en cuestiones cualitativas, mediante la comparación o analogías de las condiciones de vida que actualmente se conocen con las ocurrencias fósiles de ciertas especies o conjuntos de organismos filogenéticamente relacionados, principalmente de tipo bentónico. De manera cuantitativa por medio de la obtención de frecuencias relativas que se guardan entre organismos planctónicos/ bentónicos o foraminíferos arenáceos/ calcáreos, por porcentajes de radiolarios, por cantidad de diversidad de especies dominantes, entre otros parámetros. Sin embargo, posiblemente esto no necesariamente sea válido, ya que si consideramos que a través del tiempo geológico los continentes se han estado moviendo, la biogeografía y la distribución batimétrica de muchos grupos fósiles también tuvieron que haber cambiado.

A los organismos que viven sobre o dentro del substrato marino son llamados bentónicos. En la industria del petróleo, los foraminíferos bentónicos son utilizados más comúnmente para definir paleoambientes marinos (BOSENCE, D. W. and P. A. ALLISON, 1995) aunque hay otros organismos, como los bentónicos calcáreos, algas, conodontos y ostrácodos que también son importantes. Los foraminíferos bentónicos se han desarrollado en medios ambientes que varían desde marinos marginales a marinos profundos. Los organismos bentónicos pueden variar en función de las condiciones ambientales, dentro de los cuales se incluye la temperatura, el oxígeno, la salinidad, el substrato y la penetración de la luz. Por lo que corresponde a las zonas de aguas profundas, en ambientes batiales y abisales, la distribución bentónica está controlada por las propiedades físicas de las masas de agua estratificada, tales como los nutrientes, el oxígeno, la salinidad y la temperatura (BOSENCE, D. W. and P. A. ALLISON, 1995).

Por otro lado, los organismos planctónicos, son los organismos que viven suspendidos en la columna de agua. La distribución de los organismos planctónicos marinos es también controlada por los parámetros ambientales, como la salinidad, el aporte de oxígeno, la temperatura y los nutrientes disponibles. El fitoplancton de igual manera se encuentra controlado por la intensidad de la luz solar, la cual, decrece con la profundidad y con la claridad del agua. Los parámetros ambientales varían con respecto al origen de la masa de agua, al clima, a la geografía y a la profundidad del agua. Los diferentes grupos de planctónicos también han variado con cierto grado de tolerancia con base a los parámetros ambientales, lo que pone de manifiesto el grado de sensibilidad que presentan algunos organismos planctónicos con respecto a otros a los cambios fisicoquímicos (BOSENCE, D. W. and P. A. ALLISON, 1995).

El rango que presentan los microfósiles marinos involucra sedimentos del Precámbrico al Reciente y, generalmente en la columna estratigráfica,

siempre se tiene la presencia de uno o más grupos útiles para la interpretación bioestratigráfica y paleoecológica. Las principales divisiones de los ambientes marinos se muestran en la figura 4.9, donde los organismos marinos fósiles viven en casi todos estos medios y, por tanto, son invaluableles en el estudio de paleoambientes. Por ejemplo los radiolarios, silicoflagelados, nanoplacton calcáreo, pterópodos, y algunos foraminíferos y diatomeas son libres flotadores y abundan en profundidades que varían entre 0 y 200 m; sin embargo, disminuyen rápidamente en zonas cercanas a los continentes. Definitivamente estas formas fósiles son útiles para monitorear cambios en las condiciones oceánicas a través del tiempo geológico, básicamente en lo que se refiere a los cambios en la temperatura. Otros grupos, como los ostrácodos, briozoarios, y algunos foraminíferos y diatomeas son formas bentónicas que se han adaptados a vivir en el fondo del mar y pueden denominarse organismos sésiles (pasivos); estas forman exhiben una amplia distribución que se relaciona a la profundidad, al tipo de sedimento, y a diferentes variables físico-químicas del agua marina, lo cual los convierte en organismos útiles para establecer cambios en los ambientes de fondo.(HAQ, B. U. and BOERSMA, 1978)

Grupo Microfósil		ECOLOGÍA			
		NO-MARINOS	MARINO MARGINAL	MARINO SOMERO	MARINO PROFUND.
MICROFÓSILES CALCÁREOS	FORAMINIFEROS	ASTRORRHIZIDA/LITUOLIDA			
		FUSULINA/MILIOLIDA			
		NOOSARIDA			
		BULIMNIDA			
		ROBERTINA			
		ROTALIDA PEQUEÑA			
		ROTALIDA LARGA			
		GLOBIGERINIDOS			
	ALGA CALCA.	CLOROFITAS			
		RODOFITAS			
	MICROFÓSILES SILICEOS	BOLBOFORMA			
		CALCIESFERAS			
		CALPIONELIDOS			
		OSTRACODOS			
		KAROFITAS			
		OTOLITOS			
		PTEROPODOS			
		SCAFOPODOS			
		DIATOMEAS			
		RADIOLARIOS			
SILICOFLAGELADOS					
MICRO-FÓSILES FOSFÁTIC.	CONODONTOS				
	ICHTIOLITOS				
MICROFÓSILES DE PARED ORGÁNICA	ACRITARCAS				
	QUITINOZOARIOS				
	DINOFLAGELADOS				
	POLEN Y ESPORAS				
NANOFÓSILES CALCÁREOS					

Fig. 4.9 Distribución paleoecológica de los principales grupos fósiles (Tomada de EMERY, D and K. MYERS, 1995)

Algunas formas, como los dinoflagelados, presentan fases planctónicas y bentónicas en su ciclo reproductivo y son herramientas útiles en estudios paleoecológicos de áreas marginales o cercanas a la costa.

Las esporas y polen constituyen palinomorfos que, aunque derivados de plantas terrestres, dependen en gran parte de las condiciones climatológicas (acción del viento y acción de las corrientes). Por lo que su distribución en sedimentos marinos cercanos a la costa permite interpretar condiciones de influencia continental como serían las condiciones fluvio-deltáicas.

4.8 INTERPRETACIÓN BIOESTRATIGRÁFICA

Para la interpretación bioestratigráfica se recopiló información proveniente de los estudios operativos de los pozos que constituyen la sección en estudio disponibles en los archivos de PEMEX, así como del estudio micropaleontológico que sirvió de apoyo al Proyecto Costero-Luna en lo referente al análisis biocronoestratigráfico. Cabe aclarar, que por cuestiones de tiempo, el análisis micropaleontológico se realizó, desde el punto de vista cualitativo más que cuantitativo, lo que permitió únicamente extraer de los registros paleontológicos los foraminíferos que nos permitieran establecer las condiciones ambientales y los foraminíferos que sirvieran como índices biocronoestratigráficos.

Para el análisis del presente trabajo básicamente se tomó en cuenta a las especies que aparecieron por primera vez en el sentido de la perforación, lo que representa el nivel de extinción evolutiva (como se mencionó en el inciso 4.6). Con base en las especies fósiles reportadas por PEMEX, se elaboraron una serie de cuadros descriptivos (apéndice B) que muestran la profundidad de aparición de las especies más importantes, la época geológica, en algunos casos algunas unidades litoestratigráficas, datos cronoestratigráficos con base en HAQ, B. U. *et al.*, 1987, que establecen los límites biocronoestratigráficos de algunas unidades, los fósiles planctónicos y bentónicos que sirvieron para establecer los límites cronoestratigráficos, así como las condiciones ambientales y, finalmente, se ilustran con un patrón diagonal a las zonas que delimitan las condiciones paleoambientales. Hay que aclarar, que existen algunas áreas en los cuadros descriptivos que presentan espacios en blanco, donde no fue posible determinar las condiciones ambientales; esto principalmente se debió a la carencia de recuperación de muestras que permitieran definir los paleoambientes y, en otros casos, a zonas fuertemente dolomitizadas que impidieron reconocer a los organismos fósiles.

La Figura 4.10 representa el comportamiento paleoambiental y paleobatimétrico que presentan las columnas de los pozos en general con base en la información proporcionada por PEMEX (ver cuadros descriptivos en el apéndice B); ésta permite interpretar que las condiciones que principalmente prevalecen en los bloques que constituyen a la sección de estudio, fueron de mar abierto, principalmente en ambientes batiales inferiores y medios, representando profundidades que varían entre -500 y -1000 m con base en la gráfica de la fig. 4.7.

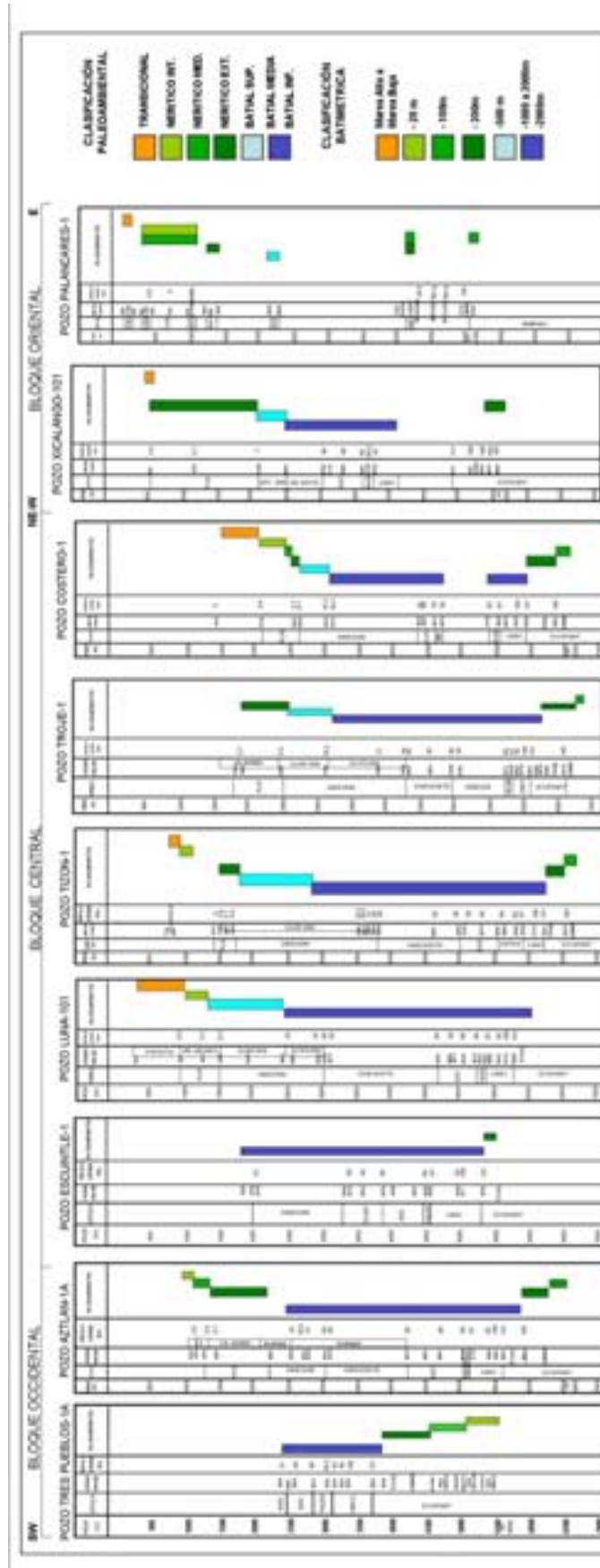


Fig. 4.10 Comportamiento Paleoambiental y Paleobatimétrico establecida con base en la información proporcionada por PEMEX.

Sin embargo, al relacionar la información bioestratigráfica, tomando en cuenta que generalmente representan organismos de mar abierto, con las características litológicas, con la determinación de las secuencias y con la interpretación de los análisis geoquímicos, se pueden interpretar que las condiciones paleoambientales y paleobatimétricas del área no fueron tan profundas, como generalmente se consideran, prevaleciendo principalmente las condiciones equivalentes a plataforma externa a media, variando en profundidad entre -200 y -100 m, y llegando a establecerse en algunos lugares (Pozos Tizón-1 y Troje-1) condiciones ambientales batiales superiores con profundidades que posiblemente no profundizaron más de -500 m. (Fig. 4.11).

La Figura 4.11 representa el comportamiento paleoambiental y paleobatimétrico de los bloques occidental, central y oriental que constituyen la sección en estudio interpretada con base en las características litológicas, en el análisis secuencial y en el análisis geoquímico.

4.8.1. POZO TRES PUEBLOS-1A

La interpretación que se plantea sobre las condiciones paleoambientales y paleobatimétricas que presenta el Pozo Tres Pueblos-1A, se establecen con base en los datos bioestratigráficos, litológicos, de análisis de secuencias y del análisis geoquímico. El comportamiento paleoambiental y paleobatimétrico, en general, permite definir que las secuencias sedimentarias representan las condiciones transgresivas al pasar de condiciones transicionales durante el Jurásico Medio (Bathoniano y Calloviano) hasta alcanzar las condiciones neríticas medias y/o neríticas externas durante el Jurásico Tardío (Tithonense). Al parecer las condiciones neríticas media y/o externas prevalecieron durante el Cretácico y Paleoceno, Eoceno, quedando representadas por los organismos plactónicos de mar abierto, por la alta riqueza orgánica que presenta estas secuencias y por las secuencias ricas en micrita "mudstone" que posiblemente representen condiciones relativamente lentas de acumulación de sedimentos, en condiciones restringidas y por lutitas carbonatadas que muestran el cambio en el régimen sedimentario representando el proceso regresivo, respectivamente. La interrupción que presenta la información bioestratigráfica al pasar de la serie Eoceno a Mioceno, representa la única evidencia que permite establecer una discordancia e interpretar las condiciones de exposición que existieron en el bloque occidental durante el Oligoceno.

4.8.2. POZO AZTLÁN-1A

La interpretación que se plantea sobre las condiciones paleoambientales y paleobatimétricas que presenta el Pozo Aztlán-1A a partir de la información bioestratigráfica, litológica, de las secuencias establecidas y de la interpretación geoquímica, permiten considerar que al igual que el pozo anteriormente citado, el proceso transgresivo se encuentra representado por el establecimiento de condiciones neríticas internas y neríticas medias durante el

Jurásico Tardío (Kimmeridgiense y Tithonense). Durante el Cretácico, Paleoceno, Eoceno y parte del Oligoceno Inferior, se interpreta que las condiciones paleobatimétricas neríticas externas prevalecen, y en donde los procesos graduales de subsidencia se establecen, quedando claramente representado por la riqueza en carbono orgánico y en la calidad de la materia orgánica y por los organismos plactónicos de mar abierto. Durante el Oligoceno Inferior y Medio, se interpreta que las condiciones paleobatimétricas tienden a establecer condiciones cada vez más someras; es decir, pasan de condiciones neríticas externas a medias hasta alcanzar condiciones someras donde existió exposición y erosión del Oligoceno Superior. Posteriormente, con el establecimiento de ambientes marinos deltáicos, en condiciones neríticas media e interna, se origina que la velocidad de subsidencia aumente drásticamente debido a los grandes volúmenes de sedimentos y al continuo proceso progradante que se experimentó en el área.

4.8.3. POZO ESCUINTLE-1

La interpretación que se plantea sobre las condiciones paleoambientales y paleobatimétricas que presenta el Pozo Escuintle-1, a partir de la información bioestratigráfica, litológica, de las secuencias establecidas y de la interpretación geoquímica, permiten considerar que el proceso transgresivo se encuentra representado por el establecimiento de condiciones neríticas internas y medias durante el Jurásico Tardío (Tithonense) quedando representadas por la presencia de dolomías. Al parecer las condiciones neríticas medias prevalecieron durante el Cretácico Inferior y Medio representadas por los organismos plactónicos de mar abierto y por las secuencias ricas en micrita "mudstone" que posiblemente representen condiciones relativamente lentas de acumulación de sedimentos, en condiciones someras restringidas. Durante el Cretácico Tardío al parecer el bloque del basamento experimentó un levantamiento, quedando claramente evidenciado por el alto grado de oxigenación que presenta la materia orgánica, representado una interrupción en la sedimentación. Posteriormente, el proceso regresivo representado por el cambio en la sedimentación carbonatada a terrígena calcárea se originó en condiciones neríticas externas a medias con tendencia a hacerse cada vez más somero durante el Oligoceno Tardío, representada por un paquete de 10 m. de espesor. El proceso de subsidencia que sufre el bloque de basamento se encuentra fuertemente influenciado por el establecimiento de ambientes marinos deltáicos y por el continuo proceso progradante que éste experimenta en condiciones neríticas medias principalmente.

4.8.4. POZO LUNA-101

La interpretación que se plantean sobre las condiciones paleoambientales y paleobatimétricas que presenta el Pozo Luna-101 a partir de la información bioestratigráfica, litológica, de las secuencias establecidas y de la interpretación geoquímica, permiten considerar que el proceso transgresivo se encuentra representado por el establecimiento de condiciones

neríticas internas y neríticas medias durante el Jurásico Tardío (Kimmeridgense-Tithonense). Al parecer las condiciones neríticas medias y externas prevalecieron durante el Cretácico Temprano y Medio quedando representadas por organismos plactónicos de mar abierto y por las secuencias ricas en micrita "mudstone" que posiblemente representen condiciones relativamente lentas de acumulación de sedimentos, en condiciones someras restringidas. Durante el Cretácico Tardío, Paleoceno y Eoceno la subsidencia gradual que experimentó el bloque del basamento queda representada por la riqueza en carbono orgánico, por la calidad que presenta la materia orgánica y por el cambio en el régimen sedimentario, representado por secuencias carbonatadas a terrígenas calcáreas en condiciones neríticas externas. Durante parte temprana del Oligoceno la inestabilidad que presentaba el bloque del basamento continuaba y la sedimentación rica en materia orgánica llenaba los espacios generados por la subsidencia en condiciones que se van haciendo cada vez más someras hasta alcanzar condiciones someras donde existió exposición y erosión del Oligoceno Superior.

Inmediatamente después de establecerse la superficie discordante, el proceso de subsidencia que sufrió el bloque de basamento se encuentra fuertemente influenciado por el establecimiento de ambientes marinos deltáicos y por el continuo proceso progradante que éste experimenta en condiciones neríticas medias principalmente.

4.8.5. POZO TIZÓN-1

La interpretación que se plantea sobre las condiciones paleoambientales y paleobatimétricas que presenta el Pozo Tizón-1 a partir de la información bioestratigráfica, litológica, de las secuencias establecidas y de la interpretación geoquímica, permite considerar que el proceso transgresivo se encuentra representado por el establecimiento de condiciones neríticas internas y medias durante el Jurásico Tardío (Kimmeridgense-Tithonense). Al parecer durante el Cretácico Temprano y Medio las condiciones paleobatimétricas no variaron mucho ya que prevalecieron las condiciones neríticas medias durante el Cretácico Temprano y por condiciones neríticas internas durante el Cretácico Medio, quedando representado por dolomías, que representan influencia de condiciones superficiales y ponen de manifiesto una discordancia. Durante el Cretácico Tardío, Paleoceno y Eoceno, la inestabilidad tectónica del bloque del basamento representa una subsidencia gradual, quedando representado por la riqueza en carbono orgánico y por la calidad de la materia orgánica y por el cambio en el régimen sedimentario, representado por secuencias carbonatadas a terrígenas calcáreas en condiciones neríticas externas. El proceso de inestabilidad tectónica representado por la subsidencia del bloque del basamento prevaleció durante el Oligoceno Temprano y Medio quedando representado en la riqueza en carbono orgánico y por la calidad que presenta la materia orgánica posiblemente en condiciones neríticas externas a batiales superiores, para posteriormente establecerse condiciones que se van haciendo cada vez más someras hasta el Oligoceno Superior, representadas por un paquete sedimentario de 25 m. de espesor. El proceso de subsidencia que sufre el

bloque de basamento se encuentra fuertemente influenciado por el establecimiento de ambientes marinos deltáicos y por el continuo proceso progradante que éste experimenta en condiciones neríticas medias principalmente, hasta el establecimiento de condiciones neríticas internas y transicionales representadas por secuencias con influencia continental.

4.8.6. POZO TROJE-1

La interpretación que se plantea sobre las condiciones paleoambientales y paleobatimétricas que presenta el Pozo Troje-1 a partir de la información bioestratigráfica, litológica, de las secuencias establecidas y de la interpretación geoquímica, permiten considerar que el proceso transgresivo se encuentra representado por el establecimiento de condiciones neríticas medias durante el Jurásico Tardío (edades Kimmeridgense-Tithonense) y Cretácico Temprano. Durante el Cretácico Medio las condiciones paleobatimétricas son someras, representado ambientes neríticos internos, caracterizado por dolomías y representado la influencia de condiciones superficiales y por consecuencia el origen de una discordancia.

Lamentablemente, no hubo información geoquímica que permitiera conocer el comportamiento evolutivo de la secuencia desde el punto de vista geoquímico; sin embargo, por la similitud que existe con el Pozo Tizón-1, es posible interpretar que probablemente el bloque del basamento experimentó subsidencia gradual muy similar a la del Pozo Tizón-1. Desde el punto de vista litológico, la secuencia muestra cambios en el régimen sedimentario representado por secuencias carbonatadas a secuencias terrígenas calcáreas posiblemente en condiciones neríticas externas. Posiblemente también durante el Oligoceno temprano, la subsidencia continuó en condiciones neríticas externas a batiales superiores, para posteriormente establecerse condiciones que se van haciendo cada vez más someras hasta el Oligoceno Tardío, representado por un paquete sedimentario de 45 m de espesor. El gran proceso de subsidencia que sufre el bloque del basamento se encuentra fuertemente influenciado por el establecimiento de ambientes marinos deltáicos y por el continuo proceso progradante que éste experimenta en condiciones neríticas medias principalmente.

4.8.7. POZO COSTERO-1

La interpretación que se plantea sobre las condiciones paleoambientales y paleobatimétricas que presenta el Pozo Costero-1 a partir de la información bioestratigráfica, litológica, de las secuencias establecidas y de la interpretación geoquímica, permiten considerar que el proceso transgresivo se encuentra representado por el establecimiento de condiciones neríticas internas y medias durante el Jurásico Tardío (edades Kimmeridgense-Tithonense) representadas por algas, briozoarios y organismos planctónicos de mar abierto; desde el punto de vista geoquímico la materia orgánica muestra un alto grado de oxidación y retrabajo, que al relacionarlo, permite interpretar las condiciones anteriormente citadas. Durante el Cretácico Temprano las condiciones paleobatimétricas no variaron, prevaleciendo las condiciones

neríticas medias, quedando representadas por organismos placónicos de mar abierto y por las secuencias ricas en micrita "mudstone" que posiblemente representen condiciones relativamente lentas de acumulación de sedimentos, en condiciones someras restringidas. Por otro lado, durante el Cretácico Medio las condiciones paleobatimétricas fueron más someras, representado condiciones neríticas internas por la presencia de dolomías, permitiéndolo inferir la influencia superficial y manifestando una discordancia. El Cretácico Superior, Paleoceno y Eoceno, ponen de manifiesto la inestabilidad que presentaba el bloque del basamento, representado por cambios en el régimen sedimentario; es decir, de secuencias carbonatadas a secuencias terrígenas calcáreas. La subsidencia que presentaba el bloque del basamento también se manifiesta en la riqueza de carbono orgánico y en la calidad de la materia orgánica, relacionada a condiciones neríticas externas. Las condiciones cambiaron durante el Oligoceno, estableciéndose condiciones que muestran una tendencia a hacerse cada vez más someros, quedando representado por un paquete sedimentario de 10 m de espesor que constituye al Oligoceno Superior. El gran proceso de subsidencia que sufre el bloque del basamento se encuentra fuertemente influenciado por el establecimiento de ambientes marinos deltáicos y por el continuo proceso progradante que éste experimenta en condiciones neríticas medias, hasta alcanzar las condiciones neríticas internas y transicionales representadas por secuencias con influencia continental.

4.8.7. POZO XICALANGO-101

La interpretación que se plantea sobre las condiciones paleoambientales y paleobatimétricas que presenta la secuencia del Pozo Xicalango-101 a partir de la información bioestratigráfica, litológica, de las secuencias establecidas y de la interpretación geoquímica, permite considerar que el proceso transgresivo se encuentra representado por el establecimiento de condiciones neríticas internas durante el Jurásico Medio (Bathoniano y Calloviano) caracterizadas por lechos rojos y neríticas internas a medias durante el Jurásico Tardío (Oxfordense, Kimmeridgense y Tithonense), representadas éstas últimas por dolomías. En general gran parte de las secuencias mesozoicas se encuentran dolomitizadas lo que impide conocer con certeza la evolución geológica; sin embargo, de manera general es posible interpretar la existencia de una interrupción en el proceso transgresivo representado por las dolomías; así, también, se interpreta que las condiciones paleobatimétricas fueron someras, relacionadas a condiciones neríticas internas a medias. Por otro lado, las características del residuo palinológico (RUEDA-GAXIOLA, J. y M. A. DUEÑAS, 1990), también ponen de manifiesto esta discordancia, considerada del Cretácico Medio, representada por una carbonización de la materia orgánica entre los 4600 m y 4650 m. Al parecer las condiciones paleobatimétricas del Paleoceno, Eoceno y parte del Oligoceno no cambiaron drásticamente, prevaleciendo las condiciones del nerítico medio con tendencias a ser cada vez más somero hasta el establecimiento de condiciones posiblemente neríticas internas durante el Oligoceno Tardío. Posteriormente, los procesos de subsidencia que experimentó el bloque del basamento contribuyeron al establecimiento de ambientes marinos deltáicos y

fluviales representando condiciones neríticas medias hasta alcanzar las neríticas internas y transicionales, representadas por secuencias con influencia continental.

4.8.7. POZO PALANCARES-1

La interpretación que se plantea sobre las condiciones paleoambientales y paleobatimétricas que presenta la secuencia del Pozo Palancares-1 a partir de la información bioestratigráfica, litológica, de las secuencias establecidas y de la interpretación geoquímica, permite establecer que en general las condiciones evolutivas que presenta este pozo, representadas en gran parte por secuencias dolomitizadas muy similares estables durante el Jurásico y Cretácico, interpretándose un paleoambiente nerítico interno. Desde el punto de vista geoquímica, la materia orgánica muestra un alto grado de retrabajo y oxidación, apoyando la idea de que las condiciones de depósito fueron someras en condiciones neríticas internas. Lamentablemente, problemas relacionados con la recuperación de muestras impidió tener un control más preciso de la bioestratigrafía y de litología a través de la columna geológica, teniendo muestras con mayor continuidad en intervalos someros del Mioceno Medio-Oligoceno Superior al Reciente. Básicamente la característica que presenta este intervalo de muestras continuas es la presencia de secuencias clásticas representadas por lutitas intercaladas con secuencias carbonatadas. Específicamente durante el Oligoceno Tardío-Mioceno Temprano, se presenta una interrupción drástica en la sedimentación clástica que representa una discordancia que fue cubierta por una secuencia carbonatada de 345 m de espesor.

Definitivamente un cambio en el régimen de sedimentación tan drástico implica cambios en las condiciones paleoambientales y fisicoquímicas. La interpretación paleoambiental permite considerar condiciones neríticas medias a internas, las cuales prevalecen hasta recientemente quedando representadas por secuencias fluvio-deltáicas.

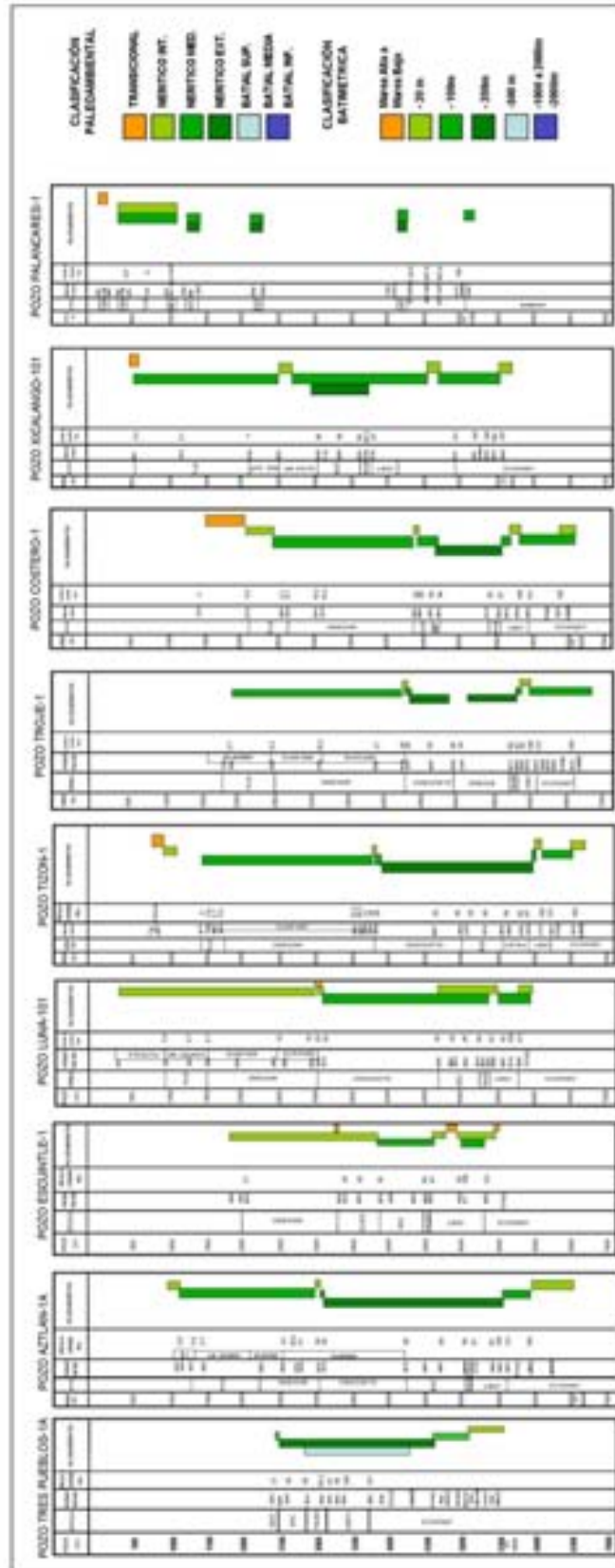


Fig. 4.11 Comportamiento paleoambiental y paleobatimétrico establecido con base en la información bioestratigráfica, litológica, en análisis de secuencias y en el análisis geoquímico en los bloques que constituyen la sección en estudio

V.- ANALISIS SÍSMICO ESTRATIGRÁFICO

5.1 CONCEPTOS Y PRINCIPIOS BÁSICOS

En este capítulo abordaremos conceptos y términos referentes a los principios básicos de la interpretación sísmica estratigráfica, la cuál constituye una de las herramientas utilizadas en la Estratigrafía de Secuencias. Como veremos más adelante, la estratigrafía sísmica es una técnica que nos ayuda a interpretar estratigráficamente la información proveniente de los datos sísmicos. Las primeras ideas sobre la técnica y la utilización de los datos sísmicos fueron introducidos por MITCHUM, R. M. *et al.*, 1977.

El concepto de secuencia depositacional fue aplicado al análisis de estratigrafía sísmica bajo el término "seismic sequence" MITCHUM, R. M. *et al.*, 1977, y éste es definido como "una sucesión de reflectores sísmicos en una sección sísmica relativamente concordante, interpretada como estratos relacionados genéticamente; esta sucesión es limitada en su cima y base por superficies de discontinuidad marcadas por terminación de reflectores interpretadas como inconformidades o por su correlativa concordancia" (fig. 5.1). BROWN, L. F and W. L.FISHER (1977) se refirieron a la secuencias sísmicas como "unidades estratigráficas sísmicas" estableciendo qué cambios significativos en el estilo o modo de depósito en una cuenca son marcados comúnmente por límites de reflexiones sísmicas "conformable and inconformable" regionales, algunas veces del ancho de la cuenca. Estos reflexiones regionales constituyen límites superiores e inferiores de sistemas contemporáneos depositacionales "systems tracts".

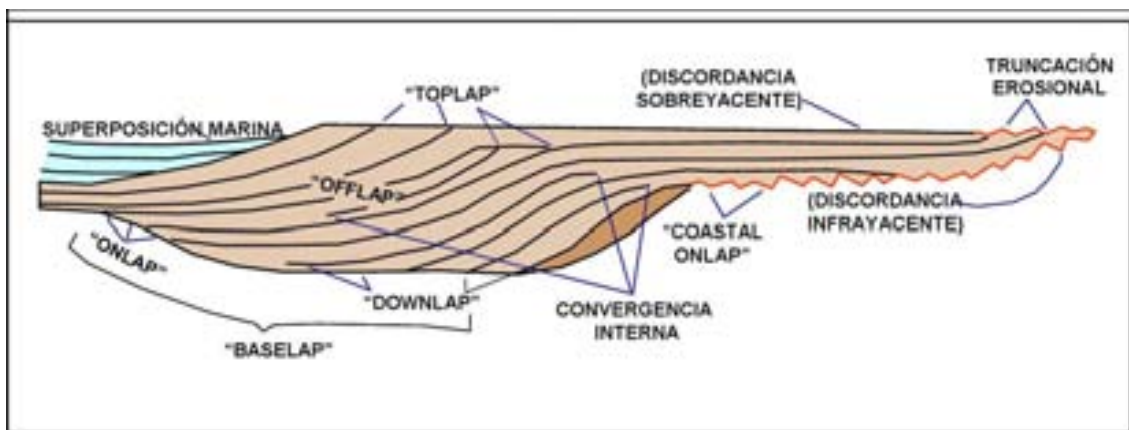


Fig. 5.1 Terminología propuesta por la Compañía Exxon para definir los límites discordantes de una secuencia depositacional (VAIL, P. R. *et al.*, 1976)

Así se puede, entonces, considerar que las superficies de discontinuidad que limitan la cima y la base de la secuencia sísmica, o unidad sísmica estratigráfica están marcadas por terminaciones de reflectores y/o por reflectores de continuidad regional.

Las unidades estratigráficas sísmicas están compuestas por facies sísmicas (MITCHUM, R. M. *et al.*, 1977), las cuales son "unidades sísmicas mapeables en tres dimensiones, compuestas por grupos de reflexiones cuyos parámetros (configuración, amplitud, continuidad, frecuencia) difieren de otras facies adyacentes" (fig 5.2). Estos patrones de reflexión se interpretan y expresan cierta estratificación, así como características litológicas y depositacionales que generaron la reflexión dentro de la unidad. Las facies sísmicas son la expresión sísmica de las litofacies (BROWN, L. F and W. L.FISHER., 1977).



Fig. 5.2 Modelos de facies sísmicas (Tomada de SANGRE, J.B and J.M. WAIMER.,1979)

La litofacies (interpretación a través de registro de pozo) y facies sísmicas, interpretadas por conceptos de sistemas depositacionales y estratigrafía sísmica, proveen las bases para diferenciar los intervalos estudiados dentro de la secuencia depositacional, su sistema depositacional y sus litofacies (fig.5.3).

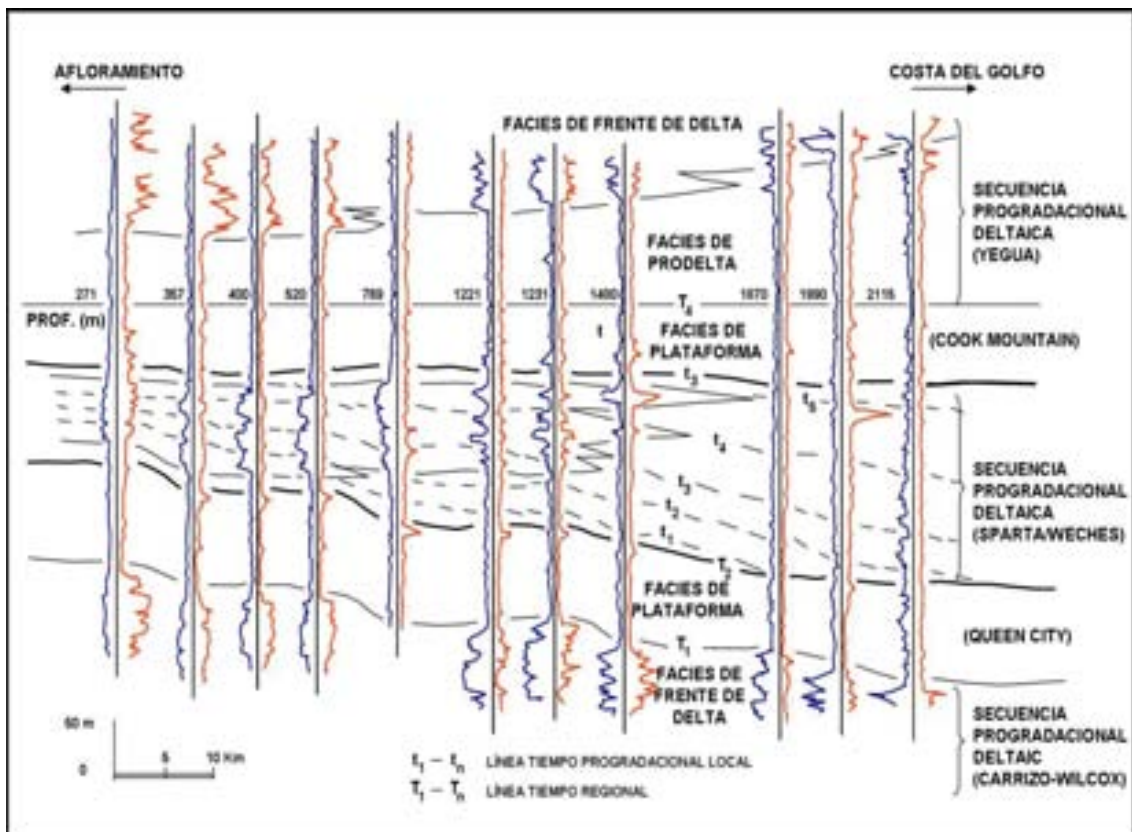


Fig. 5.3 Sección esquemática que muestra secuencias depositacionales del Eoceno de Texas (Tomada de RICOY-SALDAÑA, U. J., 1987)

Como mencionamos, "una secuencia depositacional (fig.5.4) es una unidad estratigráfica compuesta de una sucesión relativamente concordante de estratos relacionados genéticamente y limitados, en su cima y base, por discordancias o por su correlativa concordancia" (MITCHUM, R. M. *et al.*, 1977). Lo anterior nos permite inferir que, el depósito se llevó a cabo bajo procesos sedimentarios contemporáneos, y que están constituidos por una gradación lógica de sistemas depositacionales (BROWN, L. F and W. L.FISHER., 1977). Cabe hacer mención que esta definición no especifica la escala o duración de la secuencia y no implica algún mecanismo particular causante de la discontinuidad. En un principio el término "unconformity" fue causa de confusión, ya que inicialmente MITCHUM, R. M. *et al.*, (1977), incluyeron hiatus marinos e intervalos condensados en el término "unconformity". Actualmente, con el propósito de definir secuencias, la utilización de este término se restringe a las superficies de los estratos más

jóvenes separados de los estratos más antiguos en donde existe evidencia de una erosión subáerea y truncamiento (Fig. 5.4) (en algunos áreas de erosión submarina correlativa) y exposición subáerea a lo largo de la cual existe un significativo hiatus (VAN WAGONER, J. C. *et al.*, 1988).

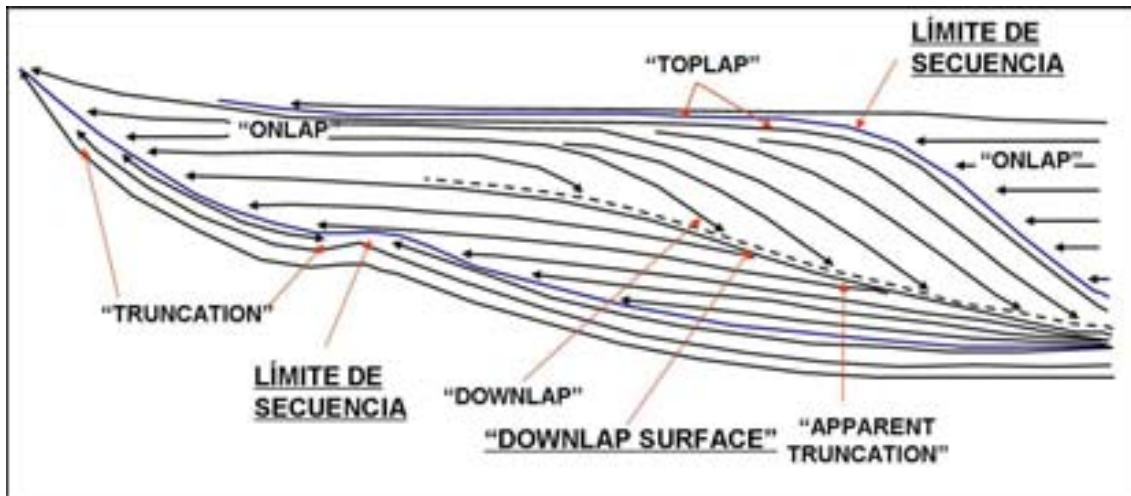


Fig. 5.4 Terminaciones de reflexiones sísmicas y tipos de discordancias dentro de una secuencia sísmica idealizada

De acuerdo a FISHER y McGOWEN, 1967 (*in* BROWN, L. F and W. L.FISHER., 1977) los sistemas depositacionales son conjuntos de tres-dimensiones de litofacies genéticamente relacionadas por procesos sedimentarios y ambientales. La composición, la geometría, las estructuras sedimentarias, la textura y las características de estratificación, así como las secuencias verticales y los patrones de facies, los espesores netos de arenas, proveen las bases principales para el reconocimiento de sistemas depositacionales. Por tanto, estas características tienen equivalencias estratigráficas de elementos geomórficos o elementos fisiográficos, tales como los sistemas fluviales, deltáicos, islas de barrera, plataforma, abanicos submarinos, etc.

5.2 RESOLUCIÓN DE LOS DATOS SÍSMICOS

Los procesos sedimentarios que se encuentran relacionados a los efectos de la gravedad, del agua y los sedimentos depositados por la acción del viento, originan capas que lateralmente se acuñan; los continuos procesos erosivos que actúan sobre el continente originan el depósito de grandes volúmenes de sedimentos que constituyen capas lateralmente distribuidas (progradación), que tienden a ser paralelas con la superficie paleodepositacional de la cuenca sedimentaria. Los sedimentos que se acumulan durante la compactación de los sedimentos, subsidencia de la cuenca y la elevación del nivel del mar formarán apilamientos verticales de capas (agradación). Debido a esos procesos, la litología y la compactación de los sedimentos tiende a ser más homogénea y paralela con la superficie paleodepositacional que en una dirección vertical. Así, las características físicas de las rocas, tales como densidad y transmisión de la velocidad sísmica,

tienden a seguir el mismo patrón.

Por tanto, si se considera la dependencia que existe de la energía de la onda sísmica reflejada (incidencia normal) sobre las variaciones de la impedancia acústica, es decir, del medio donde viaja la onda o interfase (fig 5.5), se puede decir que los reflectores sísmicos tienden a representar la configuración estratigráfica. Los reflectores son interpretados como líneas de tiempo, cuya fidelidad depende de la calidad de los datos y de su procesamiento. (SANGREE, J. B. and J. M. WIDMIER, 1979).

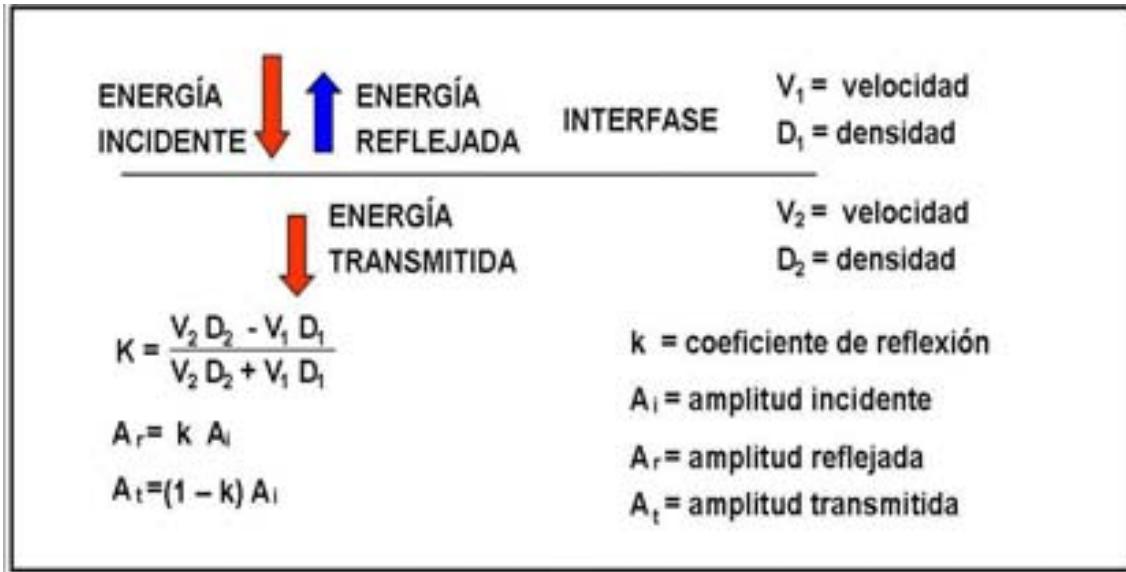


Fig. 5.5 Relación de incidencia, onda reflejada y transmitida a través de una interfase

Otro aspecto importante para ser considerado, en el análisis sísmico estratigráfico, es la resolución vertical de la sección sísmica. La longitud de onda de la señal que viaja depende de su energía, de la pérdida por transmisión, de la dispersión esférica y de la transmisibilidad de la velocidad de las rocas (SHERIFF, R. E.,1985).

En términos prácticos, la longitud de onda registrada en una sección sísmica está en el rango de 50 a 200 m; ésta se convierte en una longitud mayor mientras mayor es la profundidad. Generalmente el espesor de la mayoría de las unidades estratificadas es menor que este rango, los eventos de reflexión de las secciones sísmicas están compuestas de varias reflexiones originadas por interfases entre un conjunto de estratos (fig 5.6). Sin embargo, la forma de la traza sísmica y la configuración de los eventos de reflexión son completamente influenciadas por la configuración geométrica de estas interfases. Así, la configuración de la reflexión y la forma de la señal pueden ser una pintura burda de la configuración estratigráfica y de las variaciones litológicas.

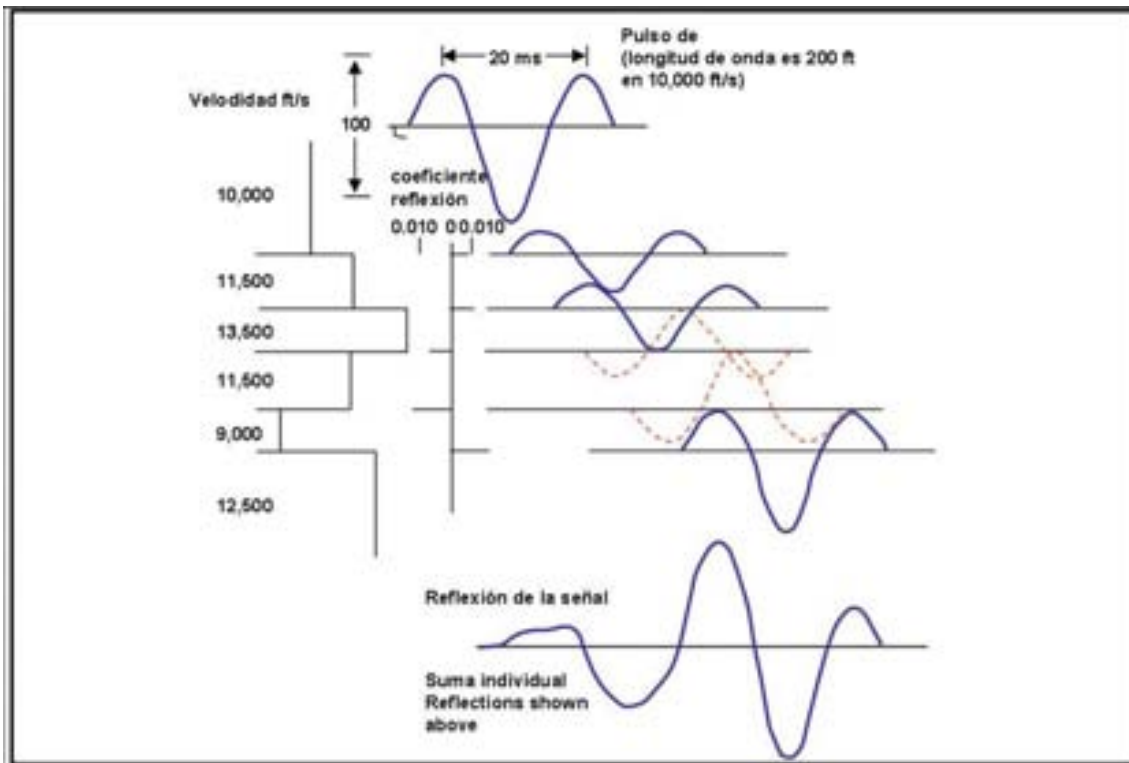


Fig. 5.6 Superposición de reflexiones individuales de varias interfaces (DEBRIS, 1976 in RICOY-SALDAÑA, U.J., 1987)

En áreas pequeñas durante un tiempo limitado, se producen una gran cantidad de procesos sedimentarios que originan depósitos de sedimentos heterogéneos, los cuales despliegan superficies reconocibles en los registros de pozo pero no en las secciones sísmicas. Sin embargo, en una área de grandes dimensiones, en la medida que el sistema depositacional progresa, estos sedimentos heterogéneos tienden a ser lateralmente repetidos, y el sistema constituye un extenso conjunto de estratos regionales denominados litofacias que tienden a tener una gradación lógica de características sedimentarias, tanto verticales como laterales, así como con otras facies del sistema o otros sistemas depositacionales contemporáneos.

Regionalmente, eventos de reflexión de grandes dimensiones y las superficies correlativas definidas por la terminación de reflectores son interpretados como los límites superior e inferior de los principales sistemas depositacionales. Esta interpretación se basa en estudios que incluyen a varias disciplinas geológicas donde se comparan los núcleos convencionales, los registros eléctricos de pozos y la información paleontológica con la finalidad de caracterizar a la facies sísmicas.

En la secuencia depositacional, la superficie isócrona puede ser distribuida de forma compleja, y esto depende de las facies sedimentarias involucradas. (Por ejemplo. Lóbulos progradaionales deltáicos). Así, las secuencias son compuestas localmente por la configuración de las reflexiones sísmicas (facies sísmicas) representando la distribución estratigráfica peculiar de la facies sedimentarias (fig 5.7).

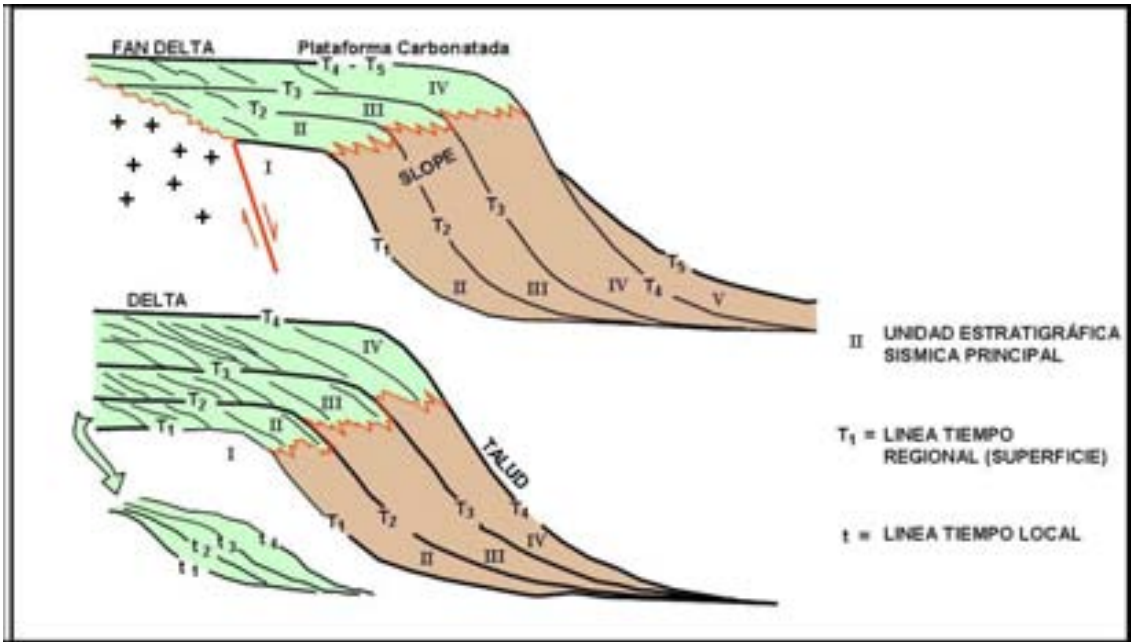


Fig. 5.7 Sección esquemática que muestra líneas isócronas locales y regionales (BROWN, L. F and W. L.FISHER., 1977)

Es muy importante considerar la orientación de las secciones sísmicas con relación al echado del sistema de depósito o rumbo de los estratos bajo estudio (Fig. 5,8), ya que de no considerarse se podrían realizar interpretaciones erróneas.



Fig. 5.8 Sección esquemática mostrando una posible diferencia entre las secciones orientadas a rumbo y echado (BROWN,L. F. and W.L. FISHER, 1977)

5.3 PROCEDIMIENTO DE INTERPRETACIÓN DE DATOS SÍSMICOS

La metodología para la interpretación estratigráfica de datos sísmicos se describe a continuación y fue descrita por primera vez por MITCHUM, R. M. and P. R. VAIL (1977). :

1) El primer paso es la interpretación de los datos sísmicos, lo constituye el Análisis de Secuencias Sísmicas. Este paso consiste en definir paquetes de reflexión, es decir, dividir los datos sísmicos en paquetes estratigráficos o secuencias estratigráficas, con base en las características sísmicas internas. La subdivisión de secuencias estratigráficas se hace identificando las terminaciones sísmicas con flechas de color rojo (generalmente por convención). La identificación de las secuencias estratigráficas estará en función de la complejidad de la estratigrafía. En muchos casos cuando la información no es clara es bueno ignorar aquellas áreas donde los reflectores sísmicos no son continuos o la información es caótica y concentrarse en donde se tiene la mejor información sismológica.

2) El segundo paso, consiste en integrar la información geológica de pozos y afloramientos a la sección sísmica, mediante la conversión de profundidad a tiempo.

3) El tercer paso lo constituye el análisis de facies sísmicas que se refiere al análisis de las reflexiones sísmicas de los paquetes sísmicos definidos (secuencias estratigráficas). Para el análisis de reflexiones se toman en cuenta las características de la geometría de los reflectores sísmicos, la continuidad, la amplitud y la frecuencia de los reflectores sísmicos.

4) El cuarto paso lo constituye el análisis del carácter de reflexión donde se toman en cuenta la forma de la onda, la amplitud y la frecuencia de la señal sísmica.

5) El quinto y último paso lo constituye la interpretación geológica y la evaluación del prospecto. Para poder llegar a la interpretación geológica, es necesario reconstruir la paleogeografía y, por consecuencia, la historia de evolución geológica, con el objetivo de predecir trampas estructurales y estratigráficas

5.4 PATRONES DE TERMINACIÓN DE LOS REFLECTORES SÍSMICOS.

Las terminaciones de los reflectores sísmicos se caracterizan por la relación geométrica entre los reflectores y la superficie sísmica contra la cual los reflectores terminan. MITCHUM, R. M. *et al.*, 1977, fueron quienes introdujeron los términos "truncation", "toplap", "onlap" y "downlap" para describir el estilo de terminación de los reflectores. (fig 5.9). Básicamente la mayoría de los términos se refieren al carácter geométrico que guardan las

terminaciones de los reflectores, pero algunos otros representan límites depositacionales originales. Cabe mencionar que los términos son aplicados para describir la configuración de los reflectores y que hay cuatro tipos de terminaciones de reflectores básicos, dos tipos de terminaciones que se presentan en la base de una unidad y dos que se tienen en la cima. Las descripciones sobre los cuatro tipos de terminaciones son tomadas de MACURDA, B. D., 1995.

ONLAP: La terminación de uno o más reflectores con tendencia hacia arriba contra una superficie que presenta una inclinación. El "onlap" indica una elevación relativa del nivel base y establece una relación discordante entre la unidad que se encuentra por arriba de ella y la que se encuentra por de bajo de ella.

DOWNLAP: Es la terminación de uno o más reflectores que se inclinan hacia abajo contra una superficie horizontal o de una superficie inclinada. Que puede representar dos condiciones: El "downlap" puede estar sobre una secuencia antigua, que corresponderá a la misma secuencia y así esta unidad antigua tendría una sección condensada en su superficie superior. Esta es denominada superficie "downlap". La segunda condición, es que no hubo depósito de una secuencia antigua o que la secuencia ha sido removida y el "downlap" ocurrió sobre una superficie erosionada y de esta forma se establece un límite de secuencia.

EROSIONAL TRUNCATION: El término "truncamiento" debe ser utilizado para aquellas terminaciones que muestran que algo ha sido removido o erosionado, sobre la secuencia o lateralmente a ellas. El truncamiento erosional determina la cima de una secuencia y establece una relación discordante.

TOPLAP: Este límite se relaciona a un área inclinada en donde no se depositó sedimento y básicamente se relaciona al talud, donde generalmente el sedimento no se deposita, hasta que llega a la base de talud. En estas zonas el depósito de sedimentos ocurre en dirección lateral y no existe agradación. De esta manera la superficie superior es un nivel base. Esto usualmente ocurre en la cima de una secuencia y representa una discordancia (superficie de erosión).

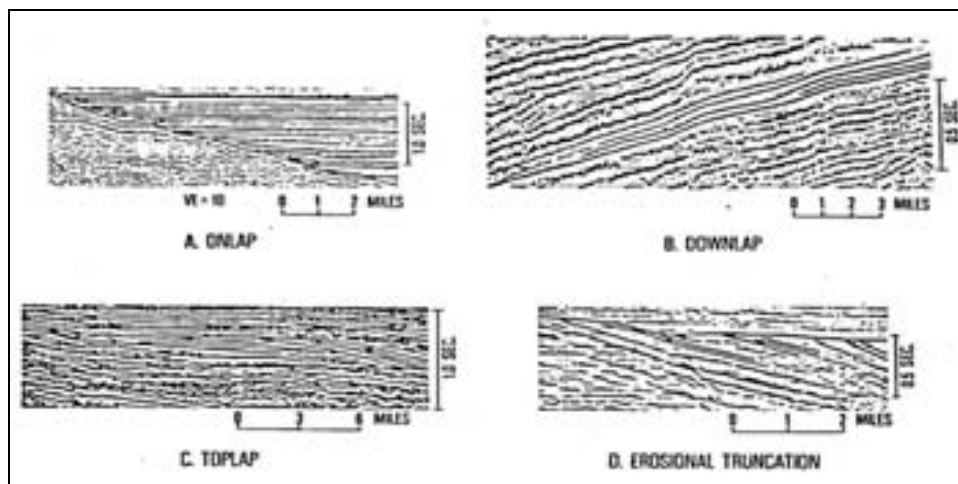
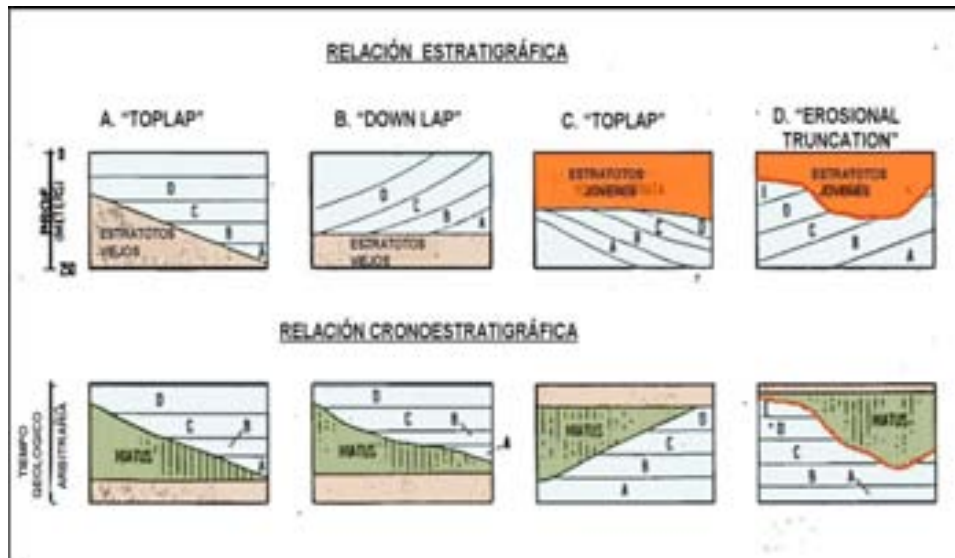


Fig. 5.9 Estilo de Terminaciones de Reflexión

5.5 INTERPRETACIÓN SÍSMICA DE LA SECCIÓN ESTUDIADA

Con el objetivo de mejorar las perspectivas regionales del subsuelo, y conocer con mayor detalle los procesos evolutivos que han dado origen a las subcuencas petroleras en estudio, hay que mencionar que las secciones sísmicas fueron analizadas bajo la metodología de estratigrafía de secuencias (VAIL, P.R. *et al.*, 1977; BROWN, L. F. and W. L. Fisher, 1977), sin embargo, como mencionaremos posteriormente con más detalle, la pobre calidad de la información sísmica impidió aplicar la metodología anteriormente citada al pie de la letra; esto lamentablemente trajo consigo, no poder establecer con certeza las relaciones sísmico-estratigráficas verticales y laterales y, por tal motivo, la potencialidad petrolera que existe en el área de estudio.

Las megasecuencias identificadas en este estudio durante el análisis e interpretación de litofacies a partir de los registros eléctricos de pozos fueron integradas en el análisis de las secciones sísmicas, mediante la ayuda de gráficas de tiempo-profundidad (T-Z) para cada uno de los pozos que conforman la sección en estudio. Cabe aclarar que las gráficas tiempo-profundidad (fig.5.10), fueron elaboradas y proporcionadas por el Departamento de Interpretación e Integración, Región Sur de Petroleos Mexicanos. El cálculo mediante el cual se elaboran las graficas (T-Z) utiliza los valores de tiempo de tránsito que se encuentran representados por la curva del registro sónico de porosidad y/o mediante datos de los registros de los perfiles sísmicos verticales (VSP).

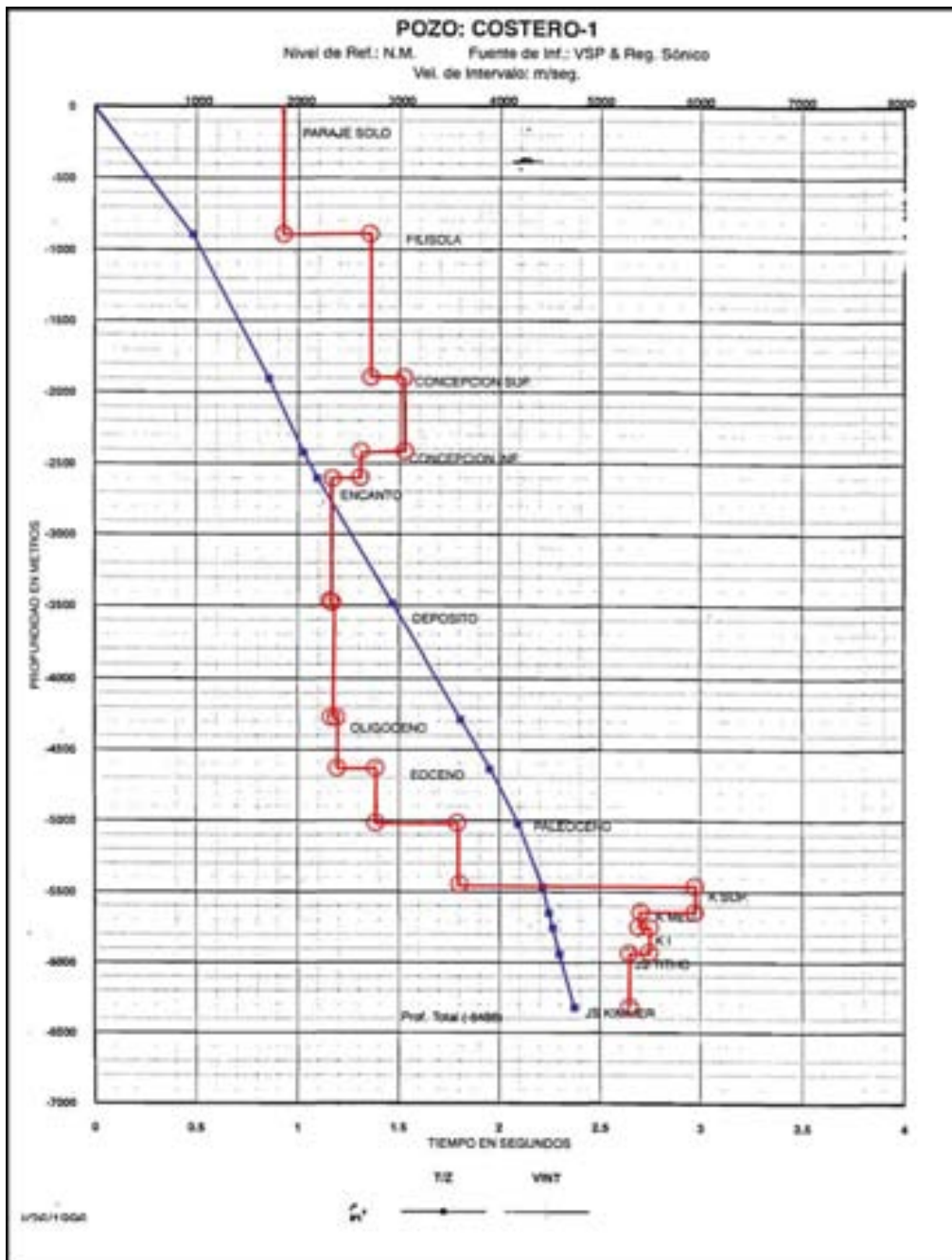


Fig. 5.10 Gráfica Tiempo-Profundidad

Con el objetivo de aplicar la metodología de estratigrafía sísmica, se compiló la información sísmica disponible en PEMEX. La información sísmica seleccionada consistió en las líneas sísmicas más cercanas a los pozos analizados bajo la metodología de análisis secuencial (fig.5.11). Algunas de las secciones sísmicas compiladas cruzaron perfectamente a los pozos estudiados y, en otros casos, fue necesario proyectar los pozos a la sección sísmica, y así poder establecer correlaciones cronoestratigráficas. Las características que presentan las litofacies en los registros de pozos de cada megasecuencia fueron utilizadas en el análisis de facies sísmicas. Así, las facies sísmicas fueron realmente calibradas e interpretadas en términos de litofacies documentadas por registros de pozos. La distribución y las características internas de las litofacies y sus facies sísmicas análogas son los datos básicos con los cuales el sistema depositacional en cada secuencia fue interpretado.

Lamentablemente la información sísmica a la que se tuvo acceso, información sísmica de 2D y 3D no fue conclusiva, para definir los límites superior e inferior de las secuencias depositacionales, debido a la poca resolución que presenta la información sísmica (comunicación personal MACURDA, B. D., 1997); sin embargo, se intentó establecer correlaciones lógicas desde el punto de vista geológico, que nos permitieran tener idea sobre el comportamiento estratigráfico de las megasecuencias en el subsuelo; desafortunadamente, la correlación representa más un burdo comportamiento de tipo estructural que de tipo estratigráfico de las megasecuencias involucradas.

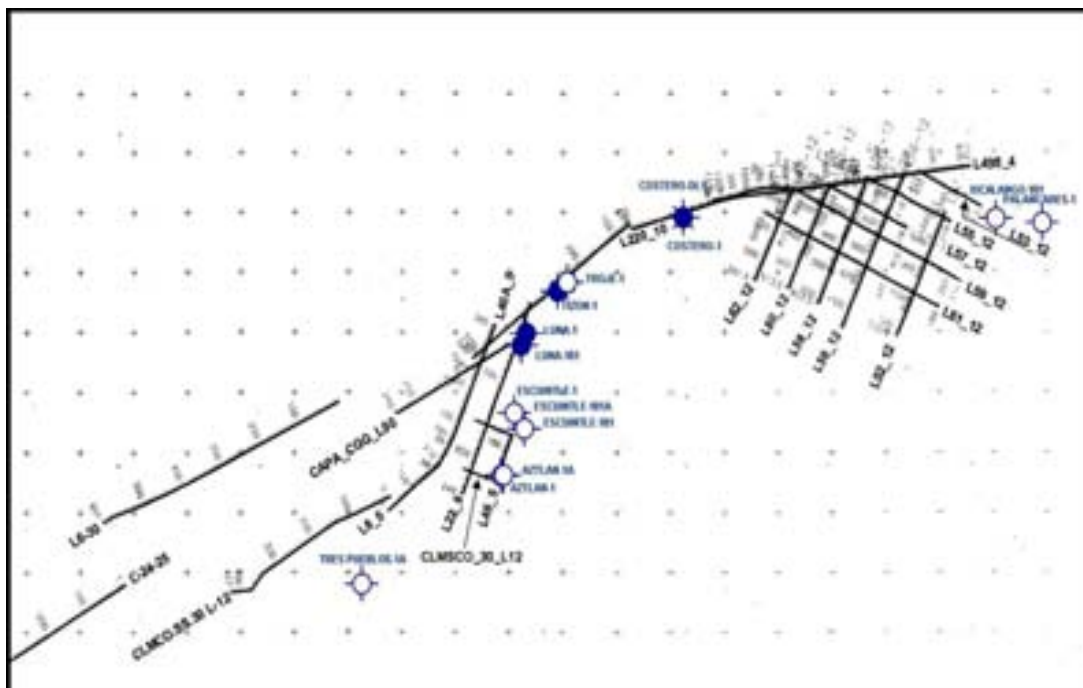


Fig. 5.11 Mapa base de secciones sísmicas utilizadas en la interpretación

En general, como se mencionó anteriormente la poca calidad que presenta la información sísmica y, por consecuencia, la pobre resolución que presenta ésta, nos impidió determinar la distribución regional y espacial de las

megasecuencias definidas en el análisis de secuencias, a través de los perfiles sísmicos que constituyen la sección en estudio (Fig.5.12); sin embargo, con el objetivo de aportar información desde el punto de vista sísmico y tener una idea sobre el comportamiento de las megasecuencias, se describirán las características de las formas externas que se identifiquen en las facies sísmicas (fig. 5.13) y se describirá el comportamiento de los patrones internos que presentan algunos reflectores sísmicos (5.14) y que podrían caracterizar a las megasecuencias definidas.

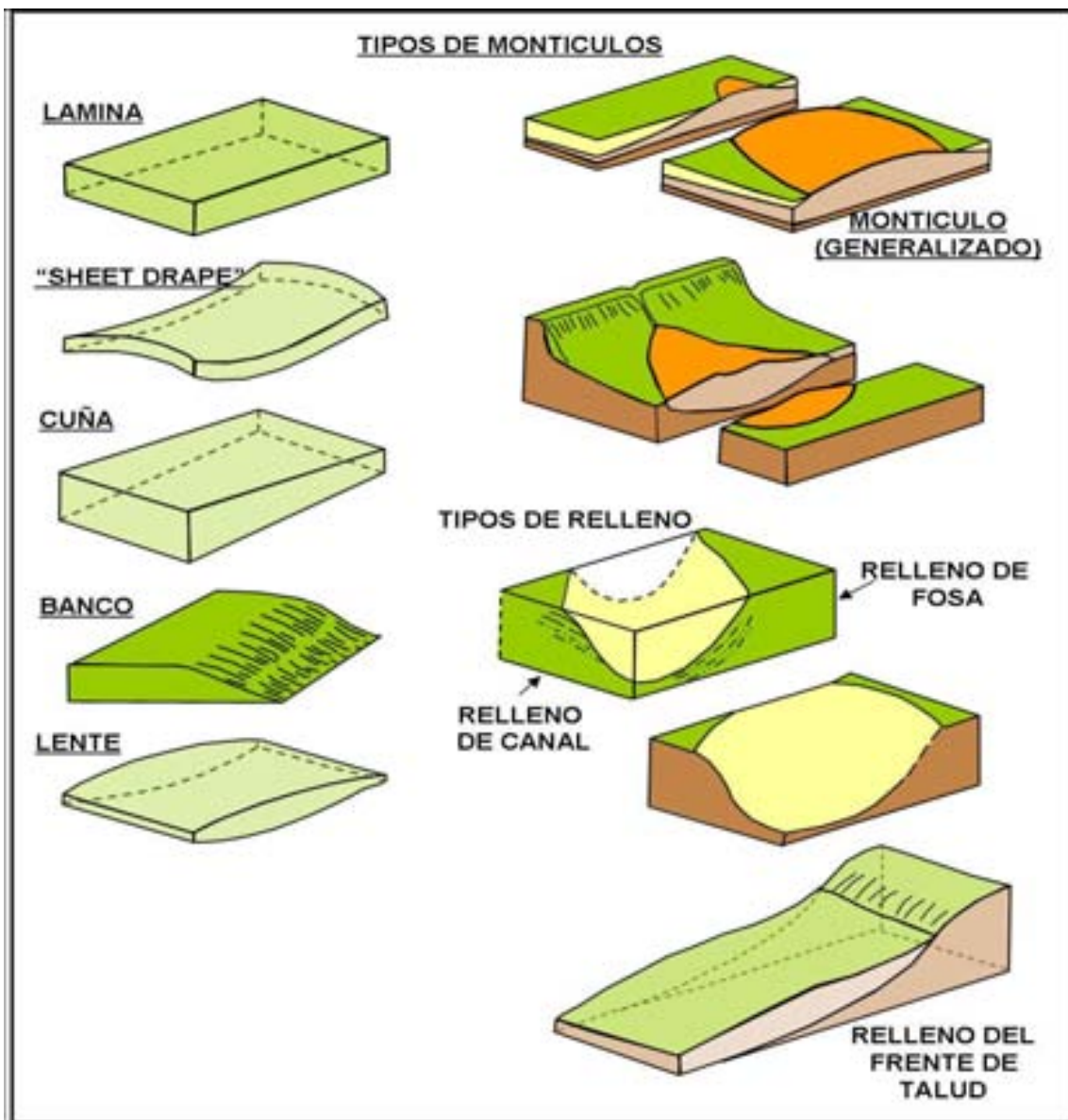


Fig. 5.13 Formas externas de algunas facies sísmicas

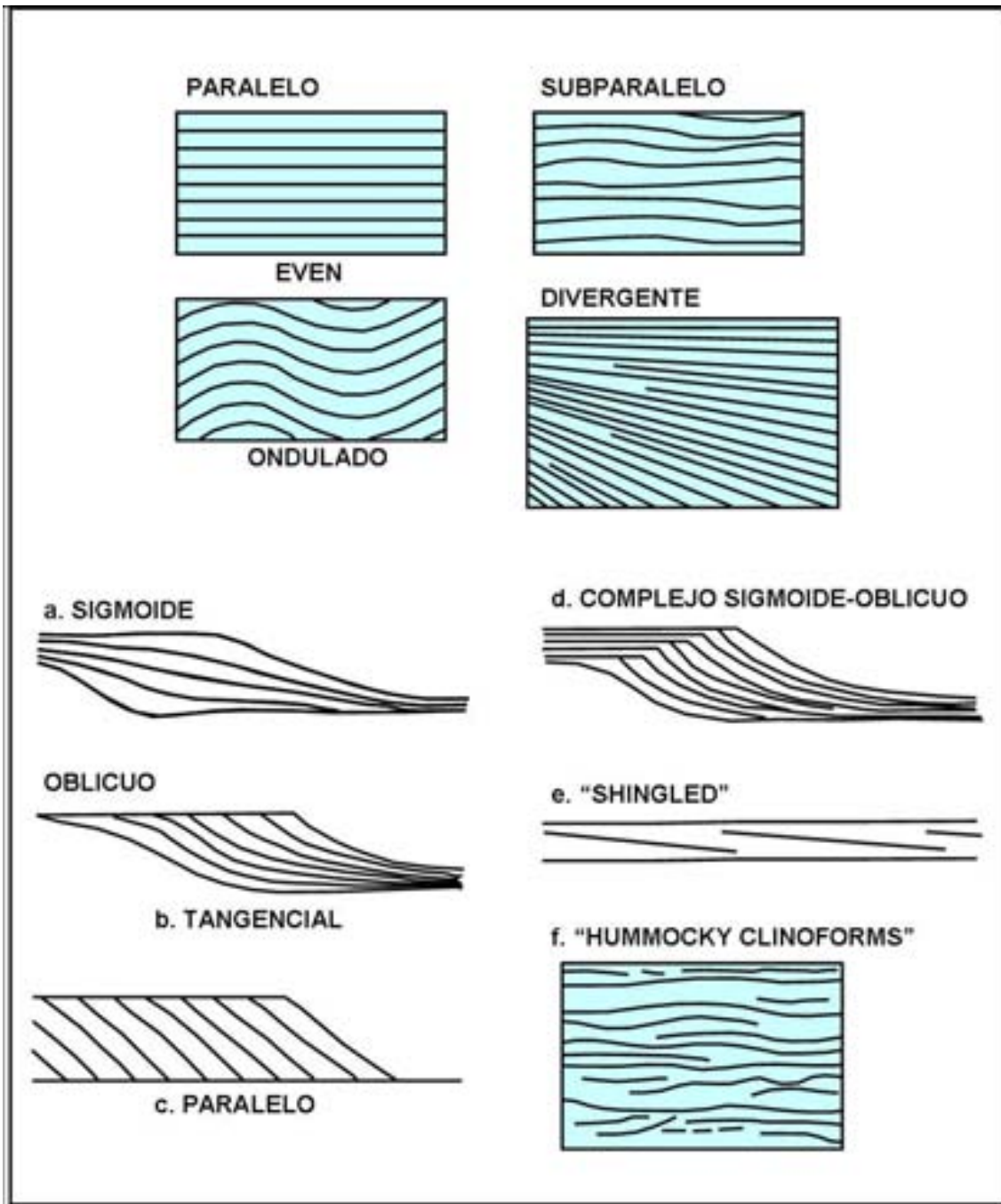


Fig. 5.14 Patrones de Reflexión sísmicos que presentan los reflectores sísmicos

Cabe aclarar, que la descripción de estos patrones se describirán a manera de zonas y cada zona puede involucrar una, dos o más megasecuencias, según sea el caso. Para poder realizar éste análisis de facies sísmicas se realizó un filtro de la señal sísmica de forma manual generando un bosquejo sísmico o "line drawing" el cual tiene como propósito resaltar los rasgos estructurales y estratigráficos más importantes que nos permitan tener más clara la imagen sísmica (Fig. 5.15).

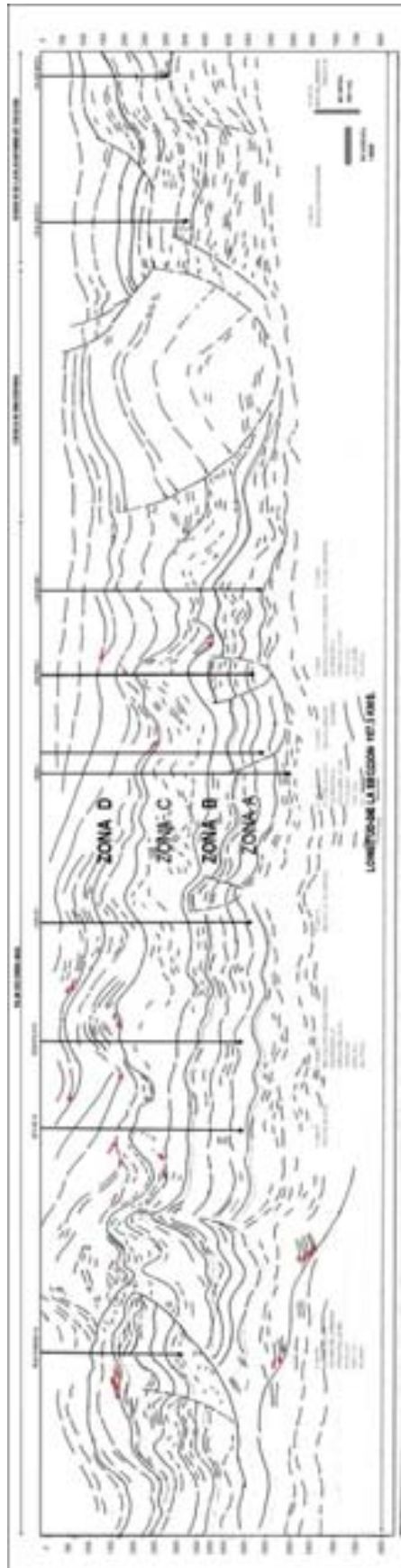


Fig. 5.15 "Line drawing" sección de estudio

5.5.1 CARACTERÍSTICAS SÍSMICAS DE LA ZONA A.

(1) La Zona A, queda representada por las megasecuencias A y B, que son las más inferiores y, por tanto las más antiguas (Jurásico y Cretácico). Esta zona se caracteriza en general por presentar una forma externa monticular, con presencia de reflectores sísmicos continuos y paralelos, de alta amplitud, los reflectores se encuentran interrumpidos por fallas inversas y, en algunos casos, por diapirismo salino; la geometría interna que presenta esta zona es difícil de identificar con certeza en la sección sísmica, ya que como hemos mencionado, la resolución no es buena y, es más, se hace menos interpretable en la medida que aumenta la profundidad. Las facies depositacionales de esta zona se encuentran constituidas por facies de plataforma interna Fig 5.16.

5.5.2 CARACTERÍSTICAS SÍSMICAS DE LA ZONA B.

(2) La Zona B queda representada por un gran espesor que sobreyace a la Zona A; está constituida por la Megasecuencia C. Esta zona se caracteriza por presentar, al igual que la anterior, una forma externa monticular, con reflectores de baja continuidad, delgados y paralelos, generalmente presenta una amplitud baja a media, y con presencia de pequeños montículos. La geometría interna que presenta esta zona es caótica a masiva y en algunos casos transparente. En la medida que se profundiza se pierde toda característica sísmica tanto externa como interna. La información paleontológica, petrológica y geoquímica permite establecer una paleo-profundidad que representa condiciones neríticas externas a batial superior. Esta facie sísmica, al ser corroborada con la información de los pozos, representa rocas argiláceas, posiblemente deformadas y con características plásticas. Esta zona es relativamente fácil de identificar, ya que usualmente descansa en la cima de un reflector continuo de amplitud alta y el límite superior se encuentra erosionado y sobreyacido por reflectores monticulares que muestran sobrelapamiento "onlap". En esta zona es posible que puedan existir condiciones favorables para almacenar hidrocarburos, claro está, si existen secuencias turbidíticas, bajo las condiciones de paleo-profundidad arriba mencionadas Fig 5.16.

5.5.3 CARACTERÍSTICAS SÍSMICAS DE LA ZONA C

(3) La Zona C se encuentra representada por la Megasecuencia E y constituye una zona más delgada que las zonas anteriormente descritas. Sísmicamente se caracteriza por presentar una geometría externa monticular con una configuración interna caótica a masiva o transparente. En algunos sectores se caracteriza por presentar reflectores paralelos, de baja continuidad y muy baja amplitud. En esta zona la presencia de geometrías monticulares es evidente. Los reflectores inferiores del paquete permiten interpretar terminaciones "dawnlap" a través de la sección lo que permite establecer la superficie discordante del Oligoceno Fig 5.16.

5.5.5 CARACTERÍSTICAS SÍSMICAS DE LA ZONA D.

(4) La Zona D se encuentra representada por la megasecuencias F y G y constituye una zona de gran espesor. Sísmicamente se caracteriza por presentar una geometría externa en forma de cuña con tendencias oblicuas. Por lo que se refiere a la geometría interna, los reflectores muestran alta y baja continuidad, paralelos, de alta amplitud, en algunas zonas se observa que los reflectores se acuñan ("downlap") contra el límite inferior representado por una superficie discordante del Mioceno Superior. Otra característica que presenta esta zona es la inclinación o el carácter progradacional que presentan los reflectores hacia el Oriente (Cuenca de Macuspana). Entre los reflectores de alta amplitud, existen otros que presentan baja continuidad, y baja amplitud. Estas características sísmicas, representan la alternancia y continuidad de areniscas y lutitas que pueden sugerir depósitos en profundidades neríticas. Esta zona se comporta de forma muy homogénea en toda el área de estudio. Algo que se distingue claramente es la mayor continuidad de los reflectores sísmicos, así como la tendencia a presentar mayor paralelismo entre ellos y una alta amplitud. El sistema depositacional interpretado para esta zona puede corresponder a facies deltáicas profundas con tendencia a condiciones fluviales Fig 5.16.

ANÁLISIS DE FACIES SÍSMICAS

ZONA	MESOSECUENCIA	ANÁLISIS DE REFLEXION DENTRO DE LA SECUENCIA SÍSMICA			
		GEOMETRÍA EXTERNA E INTERNA	CONTINUIDAD	AMPLITUD	FRECUENCIA
A	A y B	MONTICULAR / PARALELA	CONTINUO	ALTA	BAJA
B	C	MONTICULAR / SUBPARALELA	BAJA CONTINUIDAD	BAJA A MEDIA	BAJA
C	E	MONTICULAR / CAÓTICA	BAJA CONTINUIDAD	BAJA	BAJA
D	F y G	CUÑA / OBLICUA	ALTA CONTINUIDAD	ALTA	ALTA

Tabla resumen de las características sísmicas de las mesosecuencias definidas en el transecto sísmico.

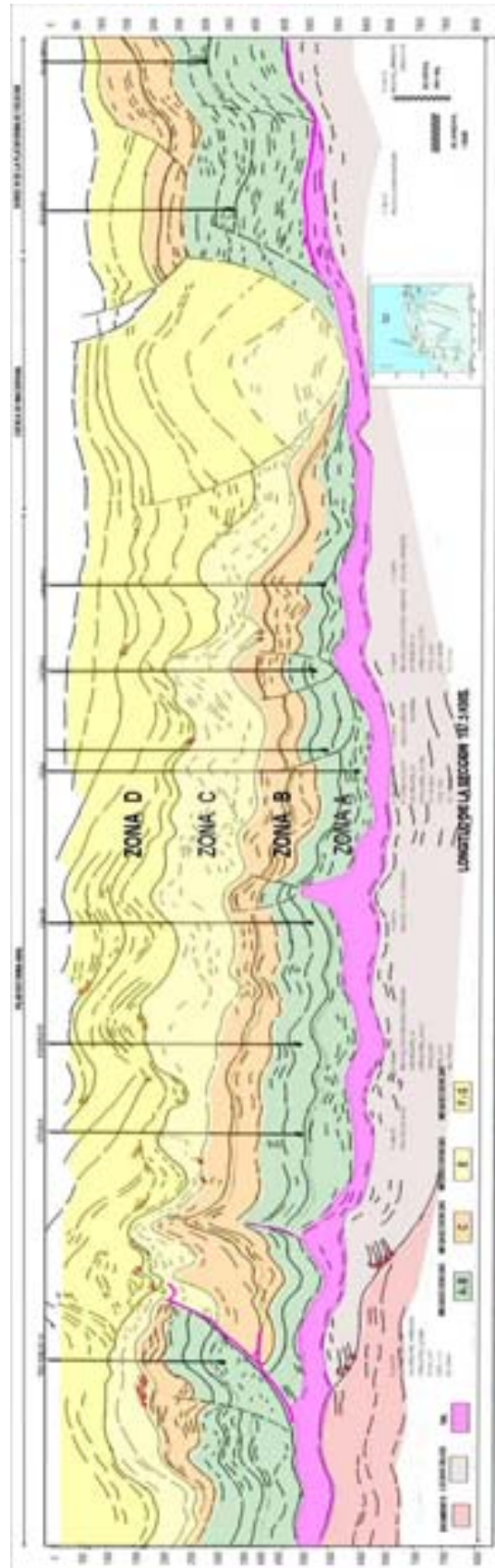


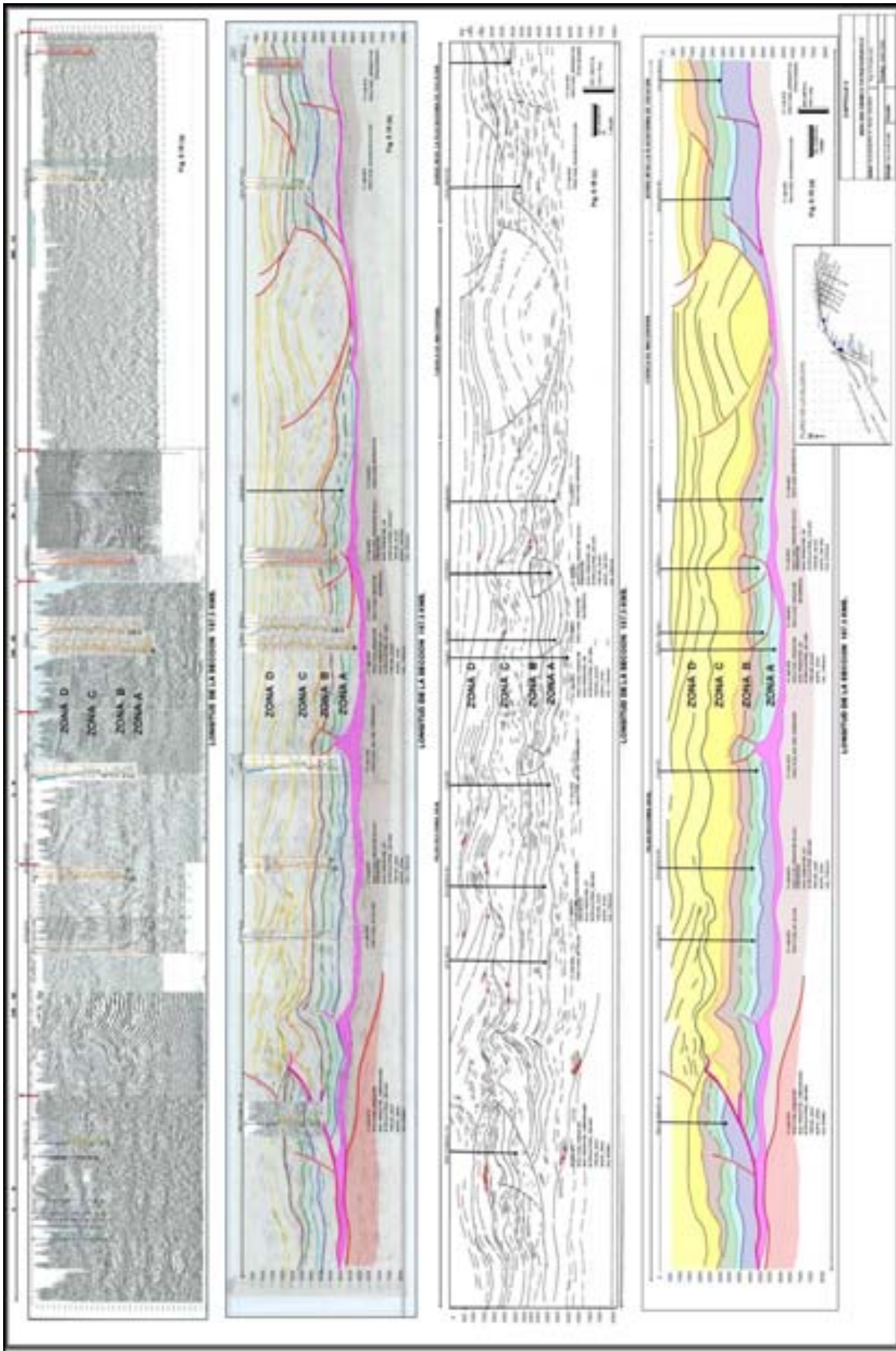
Fig. 5.16 Representación de las zonas sísmicas en área de estudio

5.6 INTERPRETACIÓN SÍSMICA ESTRUCTURAL DE LA SECCIÓN ESTUDIADA

El último paso dentro del proceso de interpretación sísmica lo constituye la interpretación geológica para lo cual se describirá el transecto sísmico: El transecto sísmico esta conformado por 7 tramos de secciones sísmicas 2D y 3D que se unieron e igualaron en cuanto al color para no mostrar grandes variaciones de amplitud, la dirección del transecto en general es SW-NE y tiene una longitud de 187.5 km. El transecto cruza tres elementos estructurales importantes: El primero corresponde al Pilar Reforma-Akal, el segundo corresponde a la Cuenca de Macuspana y el tercero al borde W de la Plataforma de Yucatán. Se construyó un poster el cual trata de representar el proceso de interpretación, desde la sección sísmica original (Fig 5.17a), el filtrado de la sección controlando las edades con las marcas de los pozos estudiados (Fig 5.17b), el bosquejo más refinado indicando con flechas rojas las terminaciones de los reflectores (Fig 5.17c) y finalmente el modelo geológico del área el cual muestra el comportamiento estructural actual y el cual se describirá a continuación (Fig 5.17d)

Dentro del Pilar Reforma-Akal se encuentra Complejo A.J.Bermudes el cual está representado en la sección por el Pozo Tres Pueblos-1A . La interpretación muestra un bloque que cabalga a través de una falla inversa que despega sobre la superficie de la sal durante el Mioceno Tardío. Cabe mencionar que existe un fuerte reflector sísmico que se interpreta como el basamento el cual se profundiza hacia el NE y donde se observan reflectores sísmico que se acuñan contra el basamento. Estos acuñamientos se interpretan como secuencias pre-SAL (lechos rojos). Continuando hacia el NE se observa la tendencia que presentan las secuencias del Jurásico al Oligoceno representadas por las megasecuencias A,B,C (semiparalelas), las cuales tienden a profundizarse hacia la Cuenca de Macuspana. Estructuralmente se presentan estructuras compresivas que generan fallas inversas que sólo cortan a las secuencias mesozoicas y paleógenas; sin embargo, por encima las secuencias miocénica y pliocénica se comportan concordantes con la deformación relacionandose más a la deformación generada por la sal durante la deformación que origina a la Sierra de Chiapas durante el Mioceno Medio hasta el Reciente, pero que muestra sus efectos tempranos desde el Oligoceno Superior quedando evidenciado por la superficie discordante en el Pozo Tres Pueblos-1A y a través de materia orgánica retrabajada que se encontró en los pozos estudiados. Sísmicamente no se observa una discordancia, sin embargo sobre la superficie del Oligoceno se tienen “down laps” que indican que sobre esa superficie hubo material que provenía del Sur (zona que se estaba levantando). La zona interpretada, correspondiente a la Cuenca de Macuspana, hace evidente el desarrollo de un par de fallas normales que resbalan sobre la superficie de la sal principalmente durante Mioceno Tardío - Plioceno Temprano representado por grandes espesores de lutitas y arenas que llenan la Cuenca de Macuspna, evidenciando la ausencia de mesozoico por efecto de evacuación de sal hacia el N al menos en esa parte de la sección. Hacia el E se observa el borde W de la Plataforma de Yucatán la cual muestra evidencia de extensión desde el

Jurásico hacia el NE, pero lo que más llama la atención es el desarrollo de los espesores dentro de la plataforma, así como la pobre o nula deformación compresiva sobre la plataforma evidenciando su carácter rígido que funcionó como contrafuerte de los efectos compresivos del Mioceno.



(Fig. 5.17 a,b,c,d) Sección sísmica estudiada

VI.- SÍNTESIS

La Subcuenca del Sureste está constituida por una serie de sub-subcuencas sedimentarias mesozoicas y cenozoicas localizadas en el Sureste de México.

En la Evaluación Genética de Cuencas, el análisis de la estratigrafía de secuencias, el análisis de registros eléctricos, las facies orgánicas y la interpretación sísmica permiten reconstruir la evolución geológica del área en sentido vertical y lateral con el objetivo de entender el desarrollo dinámico de las formaciones a través del tiempo geológico.

En el presente estudio, el conocimiento sobre la evolución sedimentaria de la Subcuenca fue obtenido de la aplicación de la metodología de análisis secuencial, con base en el análisis de registros eléctricos de pozos y apoyado por el análisis de facies orgánicas (con base en los datos de pirólisis del "Rock-Eval"), por el análisis bioestratigráfico y por la interpretación sísmica a lo largo de una sección geológica ubicada al N-NE de la Ciudad de Villahermosa, Tab. La sección construida para el estudio presenta una dirección SE-NW que sufre una flexión con dirección W-E. Esta sección comprende tres bloques tectónicos distintos: el bloque occidental denominado Pilar Reforma-Akal, el bloque central en que se encuentra la Subcuenca de Macuspana y el bloque oriental que constituye el margen occidental de la Plataforma de Yucatán.

La sección en estudio constituye parte de una cuenca mesozoica-cenozoica en la que la columna estratigráfica se encuentra constituida por rocas y sedimentos que presentan un rango de edades del Jurásico Medio al Reciente. La columna sedimentaria se encuentra soportada por un basamento continental de tipo ígneo-metamórfico, cortado en el área Chiapas-Tabasco, en la Plataforma de Yucatán y en Belice, presentando un rango en edades del Precámbrico Tardío al Pérmico. El origen del basamento se relaciona a la etapa compresiva asociada a la formación de la Pangea durante el Precámbrico.

La historia geodinámica de la Subcuenca del Sureste muestra que durante la fase "drift"; es decir, durante la apertura del Golfo de México, se depositó la sal dentro de la subcuenca (SALVADOR, A., 1991). Posteriormente, durante la edad Bathonense se establece una rampa que presenta una inclinación hacia el Occidente y hacia el Norte. El Pozo Tres Pueblos-1A se localiza en el extremo occidental de la sección donde cortaron sedimentos fluviales y lacustres en la base cubierta por sedimentos que representan el proceso de invasión marina. En el extremo oriental de la sección se localiza el Pozo Xicalango-101, que se caracteriza por presentar una secuencia terrígena oxidada (Fm. Todos Santos), con un conjunto palinológico determinado que, representa el cambio gradual de condiciones continentales a marinas, con gran influencia terrígena. Durante la edad Calloviense y comienzos de la Oxfordense, las condiciones marinas fueron avanzando progresivamente a través de gran parte de la subcuenca, representadas por

dolomías e intercalaciones de anhidritas; sin embargo, hacia el Oriente de la sección, prevalecen los depósitos de sedimentos con influencia continental.

Durante el Kimmeridgiano, la transgresión marina continuó permitiendo el establecimiento de bancos oolíticos parcialmente dolomitizados con capas de dolomías y anhidritas. Estos bancos oolíticos constituyen uno de los principales objetivos de exploración en el área de Chiapas-Tabasco. Durante el Tithoniano ocurre el mayor evento transgresivo del Jurásico y queda caracterizado por alta concentración de sedimentos ricos en materia orgánica y por la presencia de pirita diseminada que indica condiciones reductoras. Las condiciones de depósito durante el Tithoniano muy posiblemente tuvieron lugar en depresiones equivalentes a las intraplatafórmicas y por consecuencia bajo condiciones anóxicas.

Durante el Cretácico Temprano, se establece la fase de cuenca extensa y poco profunda, representada por carbonatos de plataforma que sobreyacen a los sedimentos de la rampa. Hacia la Sierra de Chiapas localizada al Sur de la sección en estudio, la plataforma carbonatada se encuentra constituida por secuencias tipo sabkha caracterizadas por secuencias evaporíticas y capas de carbonatos ricos en materia orgánica, representando condiciones de restringidas de plataforma interna. Lo anterior permite considerar que hacia el área donde se localiza la sección de estudio las secuencias sedimentarias sugieren condiciones equivalentes de mar abierto a lagunoso.

Condiciones muy similares ocurrieron durante el Cretácico Medio; sin embargo, posiblemente las condiciones lagunosas fueron emergidas ya que permitió la alteración diagenética de las secuencias carbonatadas. Lo anterior permite interpretar una discordancia y concuerda con la interrupción encontrada en el residuo palinológico del Pozo Xicalango-101, marcada por una completa carbonización de la materia orgánica (RUEDA-GAXIOLA, J. y M. A. DUENAS, 1990). Cabe aclarar, que estas rocas, constituyen las rocas almacén más importantes del Mesozoico en el área de estudio.

Durante el Cretácico Tardío los carbonatos de plataforma experimentaron un ahogamiento, quedando representadas en el área de Chiapas-Tabasco por margas y sedimentos turbidíticos acumulados posiblemente en condiciones batiales. Sin embargo, en el área que constituye la sección de estudio, las condiciones variaban sensiblemente, de condiciones de mar abierto hacia el Occidente de la sección, mientras que en la parte oriental prevalecían las condiciones marinas someras con poca influencia continental.

Durante el Terciario Temprano el cambio en el régimen sedimentario, es marcado por el contraste litológico entre rocas carbonatadas del periodo Cretácico y las rocas terrígenas del Terciario representa la inestabilidad tectónica que experimentaba el área de Chiapas-Tabasco. La alta tasa de sedimentación representada por margas y sedimentos turbidíticos acumulados posiblemente en condiciones de aguas profundas y una moderada relación de subsidencia relacionada a una atenuación de la subsidencia trae consigo el depósito de sedimentos en condiciones de aguas someras.

El establecimiento de margen pasivo se encuentra representado por los potentes espesores de los sedimentos Terciarios. Durante el Terciario Tardío la cuenca sufrió un proceso de azolvamiento que permitió el desarrollo de secuencias progradantes constituidas por lutitas y arenas, estableciéndose las condiciones marinas deltáicas.

ESTRATIGRAFÍA DE SECUENCIAS

Con el método de estratigrafía de secuencias es posible establecer modelos de depósitos sucesivos que constituyen un método de análisis de las series sedimentarias; mediante el estudio de secuencias con base en los datos de las curvas de los registros eléctricos de pozos, es posible reconstruir la evolución litológica que ha sufrido el área en sentido vertical, tomando en cuenta la transición que existe entre una electrosecuencia y otra, con el objetivo de entender la evolución de las formaciones sedimentarias a través del tiempo geológico.

Con base en los datos de las curvas de los registros eléctricos de pozos se definieron dos gigasecuencias las cuales forman parte de las secuencias de 6º y 7º orden, según la escala tipológica de las secuencias sedimentarias establecida por DELFAUD, J. (1974) relacionándose con fenómenos de relevancia global.

La Gigasecuencia I, representa la etapa del proceso transgresivo y se caracteriza por presentar secuencias granodecrescentes o secuencias positivas y tiende a ser estratocreciente hacia los márgenes de la sección en estudio; es decir, presenta los mayores espesores hacia el Pozo Tres Pueblos-1A, localizado al Occidente de la sección y hacia el Pozo Xicalanago-101, localizado al Oriente de la sección en estudio. La Gigasecuencia representa un periodo de 65 M.a. hacia los márgenes de la sección, que comprende desde el Bathoniano al Cretácico Medio y de 52 M.a. hacia el centro de la sección, comprendiendo desde el Kimmeridgiano al Cretácico Medio.

La Gigasecuencia II, representa la etapa del proceso regresivo y se caracteriza por presentar secuencias granocrecientes o negativas; sin embargo, existe una gran cantidad de secuencias granodecrescentes dentro de la gigasecuencia. De forma contraria a la Gigasecuencia anteriormente citada, la Gigasecuencia II presenta las secuencias estratocrecientes hacia el centro de la sección y las secuencias estratodecrescientes hacia los márgenes de la sección en estudio. La Gigasecuencia II, representa un periodo de tiempo de 92 M.a. y comprende desde la base del Cretácico Temprano hasta el Reciente.

El relleno sedimentario representado en los pozos que constituyen la sección en estudio, ha sido dividido en 7 megasecuencias, se estableció con base en el análisis de electrosecuencias, así como en los atributos litológicos; posteriormente cada megasecuencia se dividió en mesosecuencias, con base en los mismos criterios para la delimitación de megasecuencias.

Cada una de estas megasecuencias representa distintas etapas del proceso de evolución estratigráfica que ha sufrido la cuenca y cada una constituye un ambiente de depósito.

Las siete megasecuencias definidas son:

La Megasecuencia A representada por la serie Jurásico Superior (Kimmeridgiano y Tithoniano) y constituye facies de rampa de plataforma.

La Megasecuencia B representada por la serie Cretácico inferior, Cretácico Medio y Cretácico Superior, constituyen ambientes de mar abierto representados por facies de talud a cuenca.

La Megasecuencia C representada por parte superior de la serie Cretácico Superior, Paleoceno, Eoceno y en algunos pozos alcanza hasta el Oligoceno, estas megasecuencias constituyen ambientes profundos representados por facies de planicie de cuenca.

La Megasecuencia D representada por la serie Mioceno Inferior, Medio y en algunos pozos alcanza hasta el Mioceno Superior, constituyen ambientes profundos representados por facies de lóbulos de abanico distal hasta facies de abanico de canal interno.

La Megasecuencia E representada por la serie Micoeno Superior y Plioceno Inferior, constituyen facies transgresivas de delta distal.

La Megasecuencia F representada por la serie Plioceno, constituyen facies transgresivas de delta distal a facies de abanico de canal.

La Megasecuencia G representada por la serie Pleistoceno, constituyen facies de abanico de canal interno a canal de talud proximal.

El comportamiento lateral y vertical de las megasecuencias anteriormente citadas, a través de la sección en estudio, permitió establecer 3 bloques estructurales : Bloque Occidental representado por los Pozos Tres Pueblos-1A; Bloque Central representado por los Pozos Aztlán-1A, Escuintle-1, Luna-101, Tizón-1, Troje-1 y Costero-1 y el Bloque Oriental representado por los Pozos Xicalango-101 y Palancares-1.

Al establecer relaciones entre pozos con base en las megasecuencias establecidas, es posible ver cómo se ha desarrollado la evolución geológica en cada punto de control, e interpretar que el principal factor que controla la sedimentación en el área es la inestabilidad que ha presentado el basamento, y la evacuación de la sal más que los controles euestáticos.

FACIES ORGÁNICAS

La geoquímica del petróleo es una herramienta que complementa a los estudios geológicos y geofísicos empleados en la exploración petrolera,

básicamente; se utilizan principios biológicos y químicos que permiten estudiar el origen, migración, acumulación y alteración del petróleo.

Las facies orgánicas son unidades estratigráficas que se distinguen de otra unidad, con base en las características de sus constituyentes orgánicos, sin considerar los aspectos orgánicos del sedimento.

La interpretación de los datos de pirólisis por "Rock-Eval", así como de carbono orgánico de los nueve pozos que constituyen la sección en estudio permitió conocer la distribución espacial que presentan las facies orgánicas, es decir, el comportamiento vertical y lateral de las facies orgánicas.

Para la determinación de la riqueza orgánica de la materia orgánica, la capacidad de generación que ésta presenta, el grado de evolución térmica de la roca generadora y la calidad de la materia orgánica, se elaboraron una serie de gráficas que sustituyeron a las gráficas de Van Krevelen. Las gráficas utilizadas relacionan directamente al índice de hidrógeno con el índice de oxígeno en función de la profundidad y permiten establecer directamente juicios sobre la calidad de la roca generadora y sobre la riqueza orgánica.

La sensibilidad que presenta la materia orgánica a los cambios sedimentológicos permitió interpretar, mediante el análisis de facies orgánicas, los límites de las megasecuencias, así como las discordancias del Oligoceno Superior-Mioceno Inferior y la del Cretácico Medio.

ANÁLISIS BIOESTRATIGRÁFICO

Con la integración de la información micropaleontológica obtenida a partir de la recopilación de apéndices paleontológicos, de los trabajos operativos de los nueve pozos que constituyen la sección en estudio, fue posible establecer límites biocronoestratigráficos e interpretar condiciones paleoambientales que ayudaron a definir límites de secuencias.

Para el análisis del presente trabajo básicamente se tomó en cuenta a las especies que aparecieron por primera vez en el sentido de la perforación, representando el nivel de extinción evolutiva. El comportamiento paleoambiental y paleobatimétrico que presentan los pozos, con base en la información proporcionada por PEMEX, permite considerar que las condiciones que prevalecieron en los bloques que constituyen la sección en estudio fueron de mar abierto, principalmente de ambientes batiales inferiores y medios, representando profundidades que varían entre -500 y -1000 m. Sin embargo, la información micropaleontológica con las características litológicas, con la determinación de secuencias y con la interpretación del análisis de facies orgánicas se estableció que las condiciones paleoambientales y paleobatimétricas del área no fueron tan profundas como generalmente se consideran. Estableciéndose que prevalecen las condiciones equivalentes de plataforma externa a media y variando en profundidad entre -200 y -100 m, y llegando a establecerse sólo en algunos sitios condiciones ambientales

batiales superiores con profundidades que posiblemente no profundizaron más de -500 m

ANÁLISIS SÍSMICO ESTRATIGRÁFICO

Se abordaron conceptos y términos referentes a los principios básicos de la interpretación sísmica estratigráfica. Con el objetivo de mejorar las perspectivas regionales del subsuelo y conocer con mayor detalle los procesos evolutivos que han dado origen a las subcuencas petroleras en estudio, se interpretaron secciones sísmicas bajo la metodología de estratigrafía sísmica.

Lamentablemente la información sísmica de 2 dimensiones y 3 dimensiones, no fueron conclusivas para definir los límites superiores e inferiores de las secuencias depositacionales, debido a la poca resolución que presenta la información sísmica. Sin embargo, se establecieron correlaciones lógicas desde el punto de vista geológico, permitiendo establecer un comportamiento estratigráfico de las megasecuencias del subsuelo; desafortunadamente la correlación representa un comportamiento más de tipo estructural que de tipo estratigráfico de las megasecuencias involucradas. Hay que aclarar que la dirección de la sección sísmica SW-NE es perpendicular al sentido de la sedimentación (S-N) por lo que es difícil poder distinguir y establecer límites sismoestratigráficos.

Como se mencionó, la poca calidad de la información sísmica y, por consecuencia la pobre resolución sísmica impidió establecer distribuciones regionales de las megasecuencias definidas; sin embargo, se describieron algunas características geométricas externas e internas basados en los parámetros sísmicos.

Se definieron 4 zonas con características sísmicas, las cuales en algunos casos involucraron a una, dos o más megasecuencias. Los límites de las facies sísmicas mostraron variaciones en los patrones externos e internos, representando las variaciones en la estratificación, así como en las características litológicas y depositacionales.

El Modelo geológico, se encuentra representado por 3 bloques estructurales. El bloque Occidental representado por el Pozo Tres Pueblos-1A el cual forma parte del Pilar Reforma-Akal, el bloque central representado por los Pozos Aztlán-1A, Escuitle-1, Luna-101, Tizón-1, Troje-1 y Costero-1 los cuales tienden hacia la Cuenca de Macuspana y el Bloque Oriental, representado por los Pozos Xicalango-101 y Palancares-1, los cuales representan el borde Oeste de la Plataforma de Yucatán.

La interpretación sísmica del transecto regional, permitió comprender la relación estructural regional de la columna mesozoica del Bloque Occidental muy elevada representado por el Pozo Tres Pueblos-1A, con respecto a la relación estructural regional del Bloque Central que se profundiza para volver a levantarse en el Bloque Oriental donde se ubican los pozos Xicalango-101 y Palancares-1. Cabe mencionar que los Pozos Tres Pueblos-1A y Xicalango-

101 alcanzaron a cortar rocas del Bathoniano. El bosquejo permite interpretar que existe un fuerte control del basamento en los Bloques Occidental y Oriental estimándose la profundidad del basamento entre 7.5 y 8.0 Km y en el Bloque Central entre 9.0 y 11 Km de profundidad.

La diferencia de estilo estructural que existe entre el Bloque Occidental y El Bloque Oriental, es que el primero se encuentra relacionado a contracción a través de una falla Inversa que posiblemente tuvo su despegue sobre la sal Jurásica o tal vez más profunda involucrando al basamento generando inversión estructural. Esta deformación posiblemente inició a levantarse a principios del Oligoceno y culminó en el Mioceno Medio-Superior, cuando se estaba levantando la Sierra de Chiapas. Por Otro lado, el Bloque Oriental muestra un estilo estructural extensional, con bloques que van deslizándose hacia NW despegando sobre la sal durante el Oligoceno - Mioceno y desplazando parte de la columna mesozoica hacia el NE (fuera de la sección) en forma de “raft”.

CONCLUSIONES ECÓNOMICAS

La Evaluación Genética de Cuencas através el análisis de la estratigrafía de secuencias, del análisis de registros eléctricos, de las facies orgánicas y la interpretación sísmica permitieron entender la evolución geológica que ha sufrido el área de la sección en sentido vertical y lateral a través del tiempo geológico. Es muy claro, con base en los resultados de los pozos perforados que constituyen la sección en estudio que las principales rocas almacén se encuentran en el mesozoico (“Play” bancos oolíticos del Jurásico, “play” carbonatos dolomitizados del Cretácico Medio y “play” brechas o flujos de escombros del Cretácico Superior) y en el Terciario (“play” flujos turbidíticos). Mediante el análisis de estratigrafía de secuencias fue posible reconocer la variación vertical y lateral del “Play” terciario flujos turbidíticos principalmente entre los pozos Aztlán-1A, Escuintle-1 y Luna- 101 el cual constituye un “play” poco explorado y representa una área de oportunidad importante en el terciario por que constituye una extensión areal grande y el espesor potente de los cuerpos de arena lo que podría representar un volumen importante de reservas de hidrocarburos para Petroleos Mexicanos. Otra factor importante que se analizó en el estudio fue la calidad del hidrocarburo, el cual, varía en su calidad de W a E, en la medida que se profundiza la roca generadora como se observa en el Pozo Costero-1 el hidrocarburo tiende a ser gas y condensado lo que favorece la acumulación de gas húmedo en las secuencias terciarias antes mencionadas.

Un elemento de riesgo representado en la sección sísmica lo constituye el bloque limitado por fallas lítricas, el cual constituye la parte NE de la Subcuenca de Macuspana. Este bloque representa un riesgo debido a la posible ausencia de mesozoico. La ausencia de la secuencia del mesozoico representa principalmente la ausencia de roca generadora.

Finalmente, el Bloque Oriental representa un bloque estable, poco deformado, sin embargo; posiblemente las trampas estratigráficas puedan

representar un área de oportunidad para ésta área en particular. El riesgo principal lo constituye la roca generadora y el grado de madurez que ésta presenta, evidenciado en los pozos estudiados Xicalango-101 y Palancares-1 a nivel de mesozoico, sin embargo, es importante mencionar que en el área existe producción de gas en arenas del terciario lo que constituye un área con potencial exploratorio.

VII.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES METODÓLOGICAS

1.- En el estudio de la Evaluación Genética de Cuencas se integró y analizó las descripciones geológicas, el análisis de secuencias a través de los registros eléctricos de pozos, información geoquímica, paleontológica y sísmica de los 9 pozos que constituyen la sección en estudio y permitió entender la evolución sedimentaria y estructural que ha sufrido la cuenca en sentido vertical y lateral desde el Jurásico Medio al Reciente.

2.- La sección construida comprende tres bloques tectónicos distintos: el bloque occidental denominado Pilar Reforma-Akal, el bloque central en el que se encuentra la Subcuenca de Macuspana y el bloque oriental que constituye el margen occidental de la Plataforma de Yucatán.

3.- El comportamiento que presenta la cubierta sedimentaria permite interpretar que durante las edades Bathonense a Oxfordense se estableció una rampa carbonatada inclinada hacia el Occidente, y hacia el Norte. Durante el Jurásico Tardío ocurre el mayor evento transgresivo representado por secuencias arcillo-calcáreas ricas en materia orgánica depositadas en condiciones equivalentes a las intraplatafórmicas. Durante el Cretácico se establece la fase de cuenca extensa y poco profunda caracterizada por secuencias de carbonatos que representan un período equivalente a una plataforma calcárea subsidente. Durante etapa final del Cretácico y durante el Terciario, las secuencias terrígenas representan la etapa de mayor inestabilidad tectónica.

4.- Se ha determinado que los medios de depósito iniciales de esta cuenca (Jurásico Medio hasta Jurásico Tardío, Tithonense), fueron los de una rampa. Las rampas generalmente no son superficies completamente planas; en esta rampa existieron áreas que fueron sensiblemente positivas controladas por efectos estructurales, como también lo plantea ORTIZ-UBILLA, A., (1996), sobre las que se acumularon las arenas oolíticas del Kimmeridgiano. El proceso de evolución de rampa carbonatada durante la edad Tithonense a condiciones equivalentes de plataforma del Cretácico Temprano y Medio, se origina durante la continuación del proceso transgresivo, controlado por procesos tectónicos y/o sedimentarios que prevalecieron. Este hecho parece explicar el origen de la sedimentación sobre el Pilar Reforma-Akal, donde se ubican los Pozos Tres Pueblos-1A, Aztlán-1A.

CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE ESTRATIGRAFÍA DE SECUENCIAS

1.- Mediante el análisis secuencial, con base en el análisis de las curvas de los registros eléctricos, se definieron dos gigasecuencias, que se relacionan a fenómenos de relevancia global.

2.- Con base en el análisis de electrosecuencias y en los atributos litológicos, el relleno sedimentario de los pozos que constituyen la sección en estudio se dividió en 7 megasecuencias y éstas a su vez en mesosecuencias. Las siete megasecuencias son:

Gigasecuencia I

La Megasecuencia A está representada por la Serie del Jurásico Superior (Kimmeridgiano y Tithoniano)

La Megasecuencia B está representada por la Serie del Cretácico Inferior, Medio y Superior.

Gigasecuencia II

La Megasecuencia C está representada por parte superior de las Series Cretácico Superior, Paleoceno, Eoceno y en algunos pozos hasta el Oligoceno.

La Megasecuencia D está representada por el Mioceno Inferior, Medio y Superior.

La Megasecuencia E está representada por el Mioceno Superior.

La Megasecuencia F está representada por el Plioceno

La Megasecuencia G está representada por el Pleistoceno.

3.- Al relacionar a cada una de las megasecuencias anteriormente citadas con los pozos que constituyen la sección en estudio, fue posible establecer que el basamento y el movimiento y evacuación de la sal jugaron un papel muy importante durante el proceso de evolución de la subcuenca. La inestabilidad que experimentó a través del tiempo geológico se describe a continuación:

La Megasecuencia A presenta el mayor espesor hacia el Pozo Tres Pueblos-1A (es decir hacia el Occidente de la sección en estudio), lo que significa que esta megasecuencia se encontraba inclinada en esa dirección..

La Megasecuencia B de manera general presenta un espesor constante; sin embargo, el Pozo Xicalango-101 y el Palancares-1 (hacia el Oriente), presentan un sensible engrosamiento, lo que significa que el bloque oriental experimentaba un basculamiento.

La Megasecuencia C muestra un comportamiento más particular; es decir, el pozo Tres Pueblos-1A (localizado al Occidente de la sección) se encuentra interrumpido por una discordancia durante el Oligoceno. Lo anterior significa que este pozo experimentó un levantamiento y, por consecuencia, una erosión. La Megasecuencia C del Pozo Aztlán-1A muestra un aumento en el espesor, lo que significa que sufrió un basculamiento hacia el Oriente. El comportamiento que presenta la Megasecuencia C en los pozos del Bloque Central, (Escuintle-1, Luna-101, Tizón-1, Troje-1) es constante; sin embargo, tiende sensiblemente a bascular hacia el Occidente ya que el Pozo Costero-1, muestra un menor espesor que indica que fue levantado durante este basculamiento que experimentó el bloque central. El bloque de los Pozos Xicalango-101 y Palancares-1, muestra un comportamiento muy distinto al de los bloques anteriormente citados experimentado un proceso de relativa "estabilidad" hasta el Eoceno Medio donde cambian las condiciones carbonatadas a terrígenas .

La Megasecuencia D, en general tiene una tendencia a presentar los mayores espesores hacia el centro del bloque central en los Pozos Tizón y Troje-1, ya que hacia los márgenes de este bloque central la megasecuencia es más delgada.

La Megasecuencia E, muestra la inestabilidad que presenta el basamento del bloque central, por medio de un basculamiento hacia el Oriente; ya que el Pozo Costero-1 manifiesta el inicio del proceso de hundimiento del bloque central para dar origen a la Sub-Subcuenca de Macuspana después del proceso erosivo manifestado por la discordancia del Oligoceno-Mioceno Temprano.

La Megasecuencia F y G, de manera general continúa experimentando un basculamiento hacia el Oriente generando minicuenas donde se depositan flujos turbidíticos Mioceno Superior-Plioceno . Por otro lado, el Pozo Aztlán-1A, localizado en el bloque occidental, muestra un basculamiento hacia el Occidente, delimitando dos subcuencas cenozoicas.

4.- El desarrollo de la evolución geológica del bloque occidental (Pozos Tres Pueblos-1A y Aztlán-1A), del bloque central (Pozos Escuintle-1, Luna-101, Tizón-1, Troje-1 y Costero-1) y del bloque oriental (Pozos Xicalango-101 y Palancares-1) se encuentra fuertemente influenciado por la inestabilidad, la subsidencia que ha experimentado el basamento posiblemente por la evacuación de la sal hacia el Norte y por la compactación de los sedimentos, más que por los controles eustáticos.

5.- El análisis de las mesosecuencias a través del espejo del volumen de arcilla permitió observar lo siguiente: los cambios laterales y verticales que sufren las mesosecuencias permitieron interpretar diferentes ambientes sedimentarios profundos, el área con mayor potencialidad de almacenar hidrocarburos se localiza entre los pozos Aztlán-1A, Escuintle-1 y Luna-101 donde el desarrollo de la megasecuencia D alcanza espesores importantes. Cuando analizamos la distribución horizontal que estos cuerpos alcanzan, vemos que es del orden de 20 a 25 Km y si recordamos que el Pozo Luna-301

fue productor de gas en arenas turbidíticas del Mioceno, esta zona adquiere gran importancia económica ya que existen estructuras favorables para almacenar hidrocarburos, roca almacén y un gran cuerpo arcilloso representado por las megasecuencia E que representa la sello.

CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS DE FACIES ORGÁNICAS

1.- En el Bloque Central la nueva megasecuencia C, específicamente la materia orgánica del Paleoceno y Eoceno, muestra la tendencia a perder carbono orgánico. Como se explicó anteriormente, a partir del Cretácico Tardío las secuencias sedimentarias representan un proceso regresivo hasta nuestros días; sin embargo, desde el punto de vista diagráfico las curvas de rayos gamma y sónico de porosidad presentan un comportamiento granodecreciente caracterizando a un proceso transgresivo, más que regresivo. Este comportamiento posiblemente represente la pérdida de carbonatos y las etapas transgresivas debido a los procesos de subsidencia que experimentó la cuenca.

2.- El comportamiento de las gráficas IH-IO en los intervalos correspondientes al Cretácico Superior al Oligoceno, hacen pensar también, que se trata de un proceso de subsidencia transgresiva, ya que la subsidencia que sufre la cuenca no afecta la profundidad del agua. La interpretación que se plantea es que el alta tasa de sedimentación que experimentó el área sobrepasó la velocidad de subsidencia de los bloques del basamento, originando finalmente el azolvamiento de la cuenca, controlando la preservación de la materia orgánica y depositando potentes espesores de sedimentos hacia el área central. Al parecer los cambios del nivel del mar (euestatismo) tuvieron poca influencia en el control de las condiciones sedimentológicas en la zona..

3.- La sensibilidad que presenta la materia orgánica a los cambios sedimentarios, permite interpretar, mediante el análisis de facies orgánicas, los límites de las megasecuencias, así como de las discordancias, tal es el caso de las discordancias del Oligoceno Superior-Mioceno Inferior y la del Cretácico Medio.

4.- Existe una relación muy estrecha entre las zonas dolomitizadas y/o con impregnaciones o manifestaciones de aceite y la temperatura máxima de pirólisis. La temperatura máxima de pirólisis se comporta en estos casos de forma anómala inmadura y posiblemente represente más las condiciones de la roca almacén que la madurez que alcanzó la roca generadora en esas zonas.

5.- La discordancia del Oligoceno Superior-Mioceno Inferior se refleja principalmente en el Bloque Occidental y el Oriental de forma diferente. El Bloque Occidental se observa la ausencia del Oligoceno y parte del Mioceno en el Pozo Tres Pueblos-1A, y en el Bloque Oriental se manifiesta en un cambio en el régimen de sedimentación de condiciones terrígenas a carbonatadas representadas por la Caliza Macuspana, la cual representa un corto intervalo de tiempo geológico de manera "regional". Esto significa que las condiciones fisico-químicas y tectónicas en este bloque fueron favorables para

permitir el desarrollo de la Caliza Macuspana (estabilidad). Este fenómeno discordante se relaciona con el levantamiento que sufre en el sur la Sierra de Chiapas mientras que en la Plataforma de Yucatán experimentaba el proceso regresivo permitiendo condiciones para el desarrollo de carbonatos.

6.- En el bloque central, y específicamente hacia donde se localiza el Pozo Costero-1, la evolución térmica ha alcanzado probablemente a la megasecuencia F, lo cual la hace de interés, como zona potencialmente generadora desde el punto de vista térmico y posiblemente pudiera existir otra roca generadora más joven .

7.- La alta calidad (49° API) de los hidrocarburos producidos en el Cretácico Medio por el Pozo Costero-1, se explica por las condiciones térmicas que presenta la roca generadora (Tithoniano) así como por la calidad de la materia orgánica.

8.- La calidad que presenta la materia orgánica del Eoceno (Megasecuencia C) en el bloque central, es muy alta. Lamentablemente, la temperatura máxima de pirólisis muestra que no entran a la ventana de generación, sin embargo; habría que considerar si en otra parte de la cuenca la megasecuencia es generadora de hidrocarburos. Si bien es cierto, las rocas generadoras mejor estudiadas son la del Tithoniano, lo anterior nos lleva a reflexionar si todo el hidrocarburo que presenta esta zona proviene de ésta o si realmente existen zonas en las que pueda estar generando hidrocarburos de las secuencias paleógenas. La reflexión anterior surge, porque al analizar el potencial que presentan las megasecuencias mesozoicas y terciarias, hacen pensar que la cantidad de hidrocarburos generados posiblemente no sólo corresponda a la roca generadora tithoniana, sino que exista otra fuente de aporte como bien podrían considerarse a las secuencias eocénicas.

CONCLUSIONES SÍSMICO-ESTRATIGRÁFICAS

Es de llamar la atención el nivel estructural que alcanzan las rocas del mesozoico en el bloque donde se localiza el Pozo Tres Pueblos-1A el cual conforma parte del Complejo A. J. Bermudez (Campo Supergigante) con referencia a los otros pozos que conforman la sección en estudio. Así también, llama la atención que sólo en esta parte de la sección se observan reflectores que tienen carácter de basamento el cual internamente muestra algunos reflectores los cuales permiten interpretar que no corresponde a un basamento ígneo. Lo anterior es importante por que muestra la influencia que representa para que este bloque se encuentre estructuralmente muy alto. Hacia el Noreste el basamento ya no se observa, pero se infiere que se profundiza; cabe mencionar que las secciones sísmicas están en tiempo y no convertidas a profundidad. El comportamiento de la sal muestra la influencia que tiene como superficie para que se desarrollen despegues y para la generación de estructuras abortadas, tales el caso de la estructura de Luna y Costero. El mesozoico y el paleógeno en general muestra el basculamiento que sufre la cuenca hacia el E durante el Oligoceno Superior-Mioceno Inferior y la ausencia de mesozoico en la Subcuenca de Macuspana. Hacia el Borde E de la sección

en estudio donde se localiza los pozos Xicalango-101, Palancares-1 el mesozoico se observa semi-rígido, solamente afectado por procesos de extensión antiguos y reactivados durante el Mioceno-Plioceno. La evolución que sufre el Neógeno es muy impresionante ya que se observa el proceso de programación de la cuenca de W a E, siendo las secuencias sísmicas más jóvenes hacia el E culminando el mayor desarrollo en la Subcuenca de Macuspana principalmente en el Mioceno Superior-Plioceno Inferior. En esta sección se observa claramente la gran velocidad en la que se desarrollan los eventos de levantamiento de la Sierra de Chiapas, el gran volumen de sedimentos erosionados y transportados hacia la cuenca y el volumen de sal que tuvo que haberse evacuado para que la Sub-cuenca de Macuspana recibiera toda esa gran cantidad de sedimentos en un periodo muy corto de tiempo casi 2 Ma (Mioceno Superior-Plioceno Inferior) cuando alcanza su mayor desarrollo. Tal vez lo que es más importante, es que secuencias tan jóvenes como las Pliocénicas Inferiores o Medias depositadas en forma de minicuenas almacenen hidrocarburos, lo que habla que el sistema generador se encuentra activo.

CONCLUSIONES ECONÓMICAS

Mediante la Evaluación Genética de Cuencas a través de transecto estudiado fue posible entender el comportamiento estructural y estratigráfico que conforman los bloques definidos. El análisis permitió observar las variaciones laterales y verticales de las megasecuencias y plantear los ambientes de depósito tanto mesozoicos como terciarios. Adicionalmente, entender el comportamiento de la distribución de las facies orgánicas y la madurez que presentan éstas y relacionarlos a los hidrocarburos encontrados nos permite establecer áreas de oportunidad para “plays” poco explorados, como es caso del “play” de turbiditas en el terciario que pueden alcanzar un área de 20 a 25 km y con espesores que varían entre 100 y 150 m con una calidad de hidrocarburos que tienden a ser ligeros. Al considerar estos factores, el área podría contener recursos potenciales terciarios de gran importancia para Petroleos Mexicanos, ya que se encuentran alrededor de estructuras mesozoicas las cuales cuentan con instalaciones petroleras. Las estructuras mesozoicas resultan ser las más importantes ya que la producción que aportan los carbonatos en comparación con las secuencias terrígenas es mayor así como la continuidad de la trampa. Lo importante, en el análisis del mesozoico es que se puede observar el cambio drástico de una provincia de aceites pesados (23° API) en el bloque cabalgante a una provincia de aceites ligeros a superligeros (43°- 49° API) en el Bloque Central. En el extremo E del Bloque Central se interpreta una sistema de fallas lístricas que profundizan hasta el nivel de despegue de la sal, la importancia económica de esta interpretación es saber que en este bloque existe un gran riesgo exploratorio debido a la ausencia de roca generadora jurásica, por lo que representa un límite para la exploración mesozoica y la cual habría que considerar; por otro lado, podría existir una roca generadora terciaria neógena que entrara a la ventana de generación y que alimentara los yacimientos terrígenos someros. El Bloque Oriental representa un bloque más rígido estructuralmente con ligera deformación extensional la cual ha actuado desde el jurásico. Los valores de

IH-IO y temperatura indican que la materia orgánica se encuentra oxidada e inmadura, sin embargo; habría que realizar un análisis de evaluación genética de cuencas más detallado sobre esta zona para no perder el interés económico-petrolero de esta provincia.

RECOMENDACIONES:

1) Las conclusiones anteriores permiten considerar que el análisis de evaluación genéticas de cuencas ha resultado ser muy útil para conocer las condiciones de evolución de la Cuenca del Sureste; se recomienda continuar trabajando con él, a fin de tener cada vez mayor conocimiento sobre las variaciones verticales y laterales de las secuencias carbonatadas y terrígenas en las subcuencas petroleras.

2) Continuar con la construcción de secciones de pozos regionales y analizarlas bajo la técnica de análisis secuencial incluyendo las curvas de volumen de arcilla a fin de hacer más resolutivo la presencia de cuerpos arenosos y arcillosos con el propósito de entender regionalmente la distribución lateral y vertical de las secuencias terciarias y mesozoicas y las distribución de sus ambientes sedimentarios.

3) El análisis mediante datos proporcionados por el ROCK-EVAL (Carbono Orgánico, S₂, IH, IO, T max. de pirólisis) resultaron de gran ayuda para afinar los límites de secuencias; por tal motivo, se recomienda utilizarlo de forma sistemática en conjunto con la información paleontológica (abundancias de especies), no sólo para determinar condiciones geoquímicas si no para realizar una interpretación integrada que nos permita afinar la interpretación estratigráfica.

4) Integrar la interpretación sísmica y las correlaciones de pozos a fin tener la imagen que nos permita establecer las correlaciones con sentido geológico a través de las líneas tiempo.

5) Si la información sísmica es complejas se recomienda construir bosquejos geológicos "line drawing" con el propósito de filtrar información sísmica y resaltar los eventos más sobresalientes.

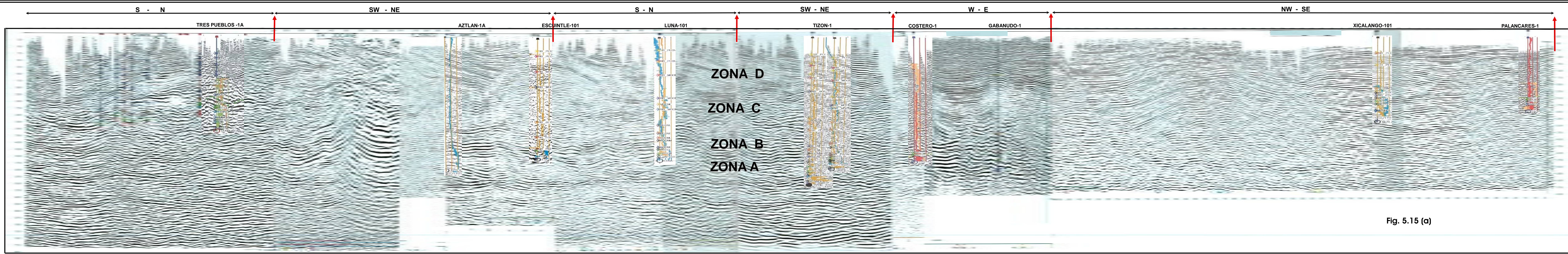


Fig. 5.15 (a)

LONGITUD DE LA SECCION 187.5 KMS.

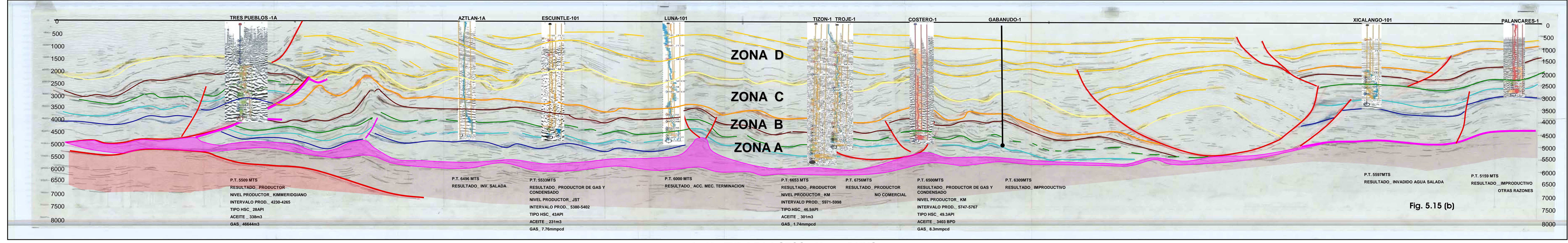


Fig. 5.15 (b)

LONGITUD DE LA SECCION 187.5 KMS.

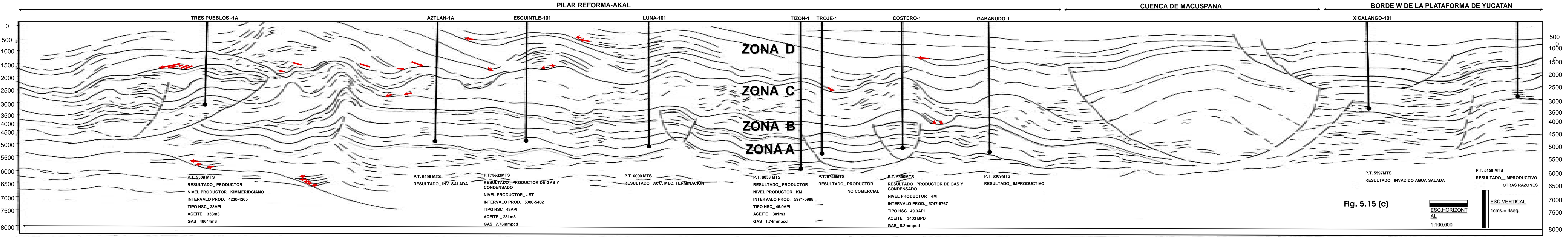


Fig. 5.15 (c)

LONGITUD DE LA SECCION 187.5 KMS.

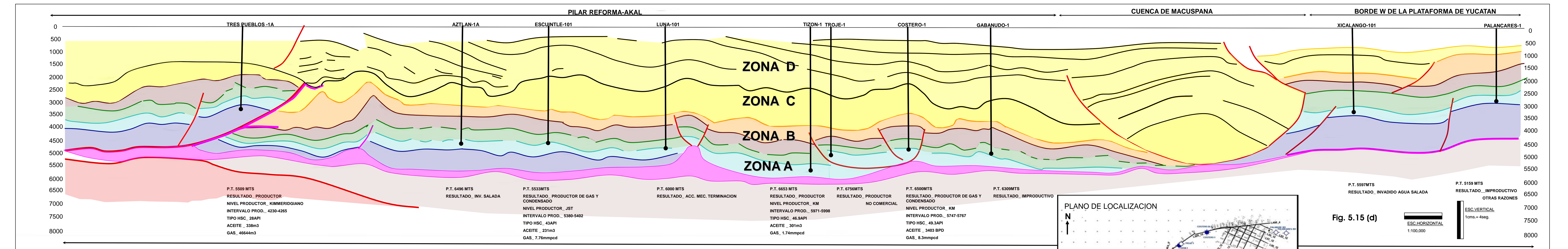
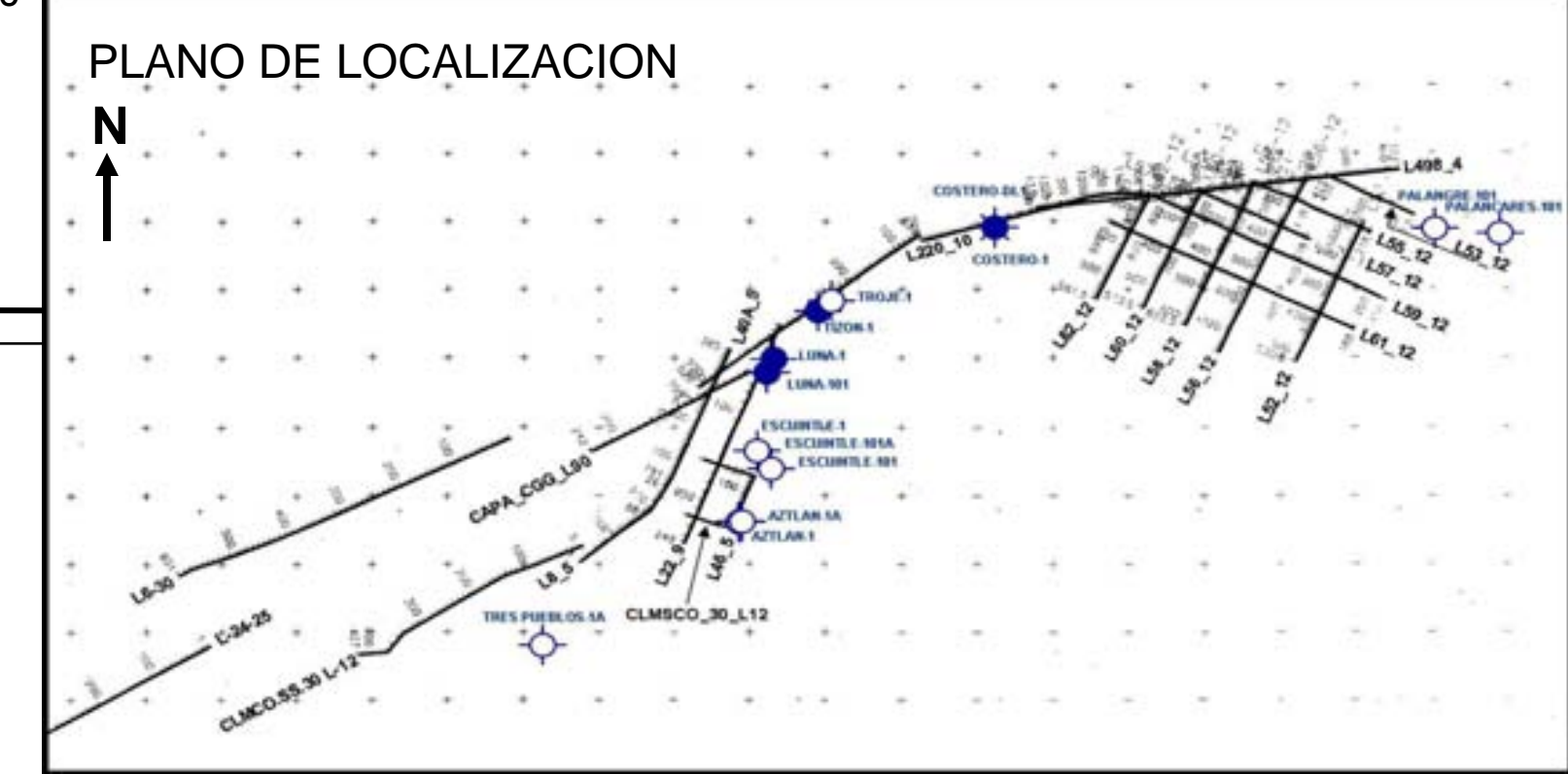


Fig. 5.15 (d)

LONGITUD DE LA SECCION 187.5 KMS.



CAPITULO V	
ANALISIS SISMICO ESTRATIGRAFICO	
Autor: ALEJANDRO S. RUIZ OSORIO	Fig. 5.15 (a,b,c,d)
Dibujo: Arq. Oscar Zurita	Fecha: Abril 2008
Escala:	

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALLEN, A. P and ALLEN, R. J., 1990.- Basin Analysis: Principles and Applications, Blackwell Scientific Publications, first edition, .451 pp.

BATES, L. R. and J. A. JACKSON., 1987 Glossary of Geology, **AGI**, third edition.

BERGGREN, W.A., 1978. Marine Micropaleontology an introduction, *in* HAQ, U. B., and BOERSMA, A., ed., Introduction to Marine Micropaleontology, Elsevier- New York, 376p.

BERTRAND, J.P., BOT, P., CERHELLI, L., MERMEY, P., MOSDITCHIAN, G., PASSERON, J., PIZON, J., SULPICE, L., 1986. Les diagraphies. In: Corps sédimentaires. Exemples sismiques et diagraphiques. **Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Pétrole et du Gas Naturel, Edition Technip.**

BOLLI, H. M., J. B. SAUNDERS and P. K. NIELSEN, 1985.- Plankton Stratigraphy. Cambridge Earth Science Series, Cambridge University Press, Cambridge, U.K, 1006 pp.

BOSENCE, D. W., and ALLISON, P. A., 1995.- A review of marine palaeoenvironmental analysis from fossils. Marine Palaeoenvironmental Analysis form Fossils, Geological Society Special Publication No.83, p.1-5.

BROWN, L. F. and W. L. FISHER, 1977. Seismic-Stratigraphic Interpretation of Depositional System: Examples from Brazilian Rift and Pull-Apart Basins, AAPG, Memoir 26, pp 213-248

BUFFLER, R.T., DOBSON, L.M. y MELLOR, D.A., 1993.- Middle Jurassic Trougj Early Cretaceous Evolution of the Northeastern Gulf of Mexico Basin. **GCSSEPM Foundation 13th Annual Research Conference Proceeding**, pp. 33-50

BRYANT, R. W., LUGO, J., CORDOVA, C., SALVADOR, A., 1991.- The Gulf of Mexico, Physiography and bathymetry. Geol. Soc. of Amer., The Geology of North America, Vol. J, pp.13-30 (*in* SALVADOR, A,1991)

CABRERA-CASTRO, R. y LUGO-RIVERA, J., 1988.- Estratigrafía - Sedimentología de las Cuencas Terciarias, Bol. Aso. Mex. Geol. Pet., Vol. XXXVI, No.2, p.3-55.

CLOETINGH, S.,1988.- Intraplate Stresses: A tectonic cause for third-order cycles in apparent sea level?, *in* Wilgus, K. C., Hastings, S.B., Kendall,C.C., Posamentier, W. H., Ross, A.C., Van Wagoner,C.J.,ed., Sea Level Changes - An Integrated Approach, SEPM Special Publication No.42, p.18-29

COLEMAN, M.J.,1982. DELTAS: Processes of Deposition and Models for Exploration, **International Human Resources Development Corporation Boston**, Second edition, p.124.

DELFAUD, J.,1974. Typologie scalaire des séquences sédimentaires en fonction du milieu de dépôt. *B.S.G.F.*, (7), XVI, No. 6

DELFAUD, J., 1986. Organisation Scalaire des Evénements Sédimentaires Majeurs Autor de la Mésogée durant le Jurassique et le Crétacé. Conséquences Pour les Associations Biologiques. Soc.Nat. Elf Aquitaine

DEMAISON G.J. and G.T. MOORE,1980. Anoxic Environments and Oil Bed Genesis. (*In* *HIDROCARBON GENERATION AND SOURCE ROCK EVALUATION : Origin of Petroleum III* reprint series No. 24, Edit. Cluff, M.R. and M.H.Barrows) American Association of Petroleum Geologist Bulletin , V.64, No.8, P.11791209.

DOVETON, J. 1994. Geological Log Interpretation. Society for Sedimentary Geology Short Course Notes No.29, p. 169

DURAND, B.1980. Sedimentary organic matter and kerogen. (*In* *KEROGEN. Insoluble organic matter from sedimentary rocks*. Edit. Durand, B.). Éditions TECHNIP: 13-34.

DURAND B, and J. C. MONIN., 1980. Elemental analysys of kerogeno (C, H, O, S, Fe). (*In* *KEROGENO. Insoluble organic matter from sedimentary rocks*. Edit. Durand, B.). Éditions TECHNIP: 113-142

EINSELE, G., 1992.- Sedimentary Basins. Evolution, Facies and Sediment Budget. **Springer -Verlag Ed.**, Germany, p. 628.

EMERY, D. y MYERS, J.K., 1996.- Sequence Stratigraphy, **Blackwell Science Ed.** London, First Published, p.297.

ESTAVILLO-GARCIA, C., ALVAREZ-H., y SANTIAGO DE LA-CRUZ, H., 1983.- Evolución Tectónica-Sedimentaria y presencia de Hidrocarburos en la Cuenca Salina del Istmo, Campo Bacal, SE de México, **IMP**, Proyecto C-1127, (Inédito)

GARCIA-MOLINA, G., 1994.- Structural Evolution of SE Mexico (Chiapas-Tabasco Campeche) Offshore and Onshore, **RICE University**, Houston Texas, Ph. Doctor Thesis, p.161

GONZALEZ-GARCIA, R., y HOLGIN-QUIÑONES, N., 1991.- Geología de las rocas generadoras en México. **Bol. Asoc. Mex.Geol. Pet.** p. 1-31.

GUZMAN-VEGA, M. 1991. Géodynamique Sédimentaire du Bassin deTampico- uxpan; Est du Mexique: Sedimentation, Subsidence, MatièreOrganique. These Université de Pau. Academie de Bordeaux No.99

HEDBERG, D. H., 1985.- Guia Estratigráfica Internacional, Princenton, N.J., 107 p.

HAQ, B. U. and A. BOERSMA., 1978.- Introduction to marine micropaleontology, Elsevier – New York., First Edition, 355 pp

HAQ, J.U.B., HANDERBOL J. y VAIL P., 1987.- Cronology of Fluctuation sea level since Triassic, Science, Vol. 235, p.1156- 1167.

JERVEY, T.M.,1988. Quantitative Geological Modeling of Siliciclastic Rock Sequences and their Sismic Expression, *in* Wilgus, K. C., Hastings, S.B., Kendall,C.C., Posamentier, W.H., Ross, A.C., Van Wagoner,C.J.,ed., Sea Level Changes - An Integrated Approach, SEPM Special Publication No.42, p.47-69.

JONES, R. W. 1987. Organic Geochemistry in Oil Exploration. American Association of Petroleum Geologist. Pacific Section. Miscellaneous Paper 37. pp.93

KENDALL, C.CHRISTOPHER G. St., 2003. Webpage: (USC) COURSE “Sequence Stratigraphy -Basics” inédito, <http://strata.geol.sc.edu/seqstrat.htm>

KILLOPS, S. D. and V. J. KILLOPS., 1993 An Introduction to Organic Geochemistry, Larginau Scientific & Technical, 265p.

KINGSTONE, D.R., C.P.DISHROOM, y P.A.WILLIAMS., 1983.- Global Basin Classification System, Ame.Ass. of Pet. Geol., Vol. 67, No.12, pp. 2175-2193

LOUTIT, S. T., J. HARDENBOL, P. V. VAIL, and G. R. BAUM, 1988.- Condensed Sections: The key to age de determination and correlation of continental margin sequences, *in* Wilgus, K. C., Hastings, S.B., Kendall,C.C., Posamentier, W.H., Ross, A.C., Van Wagoner,C.J.,ed., Sea Level Changes - An Integrated Approach, SEPM Special Publication No.42, p.183-213

MACURDA, B. D., 1995. Seismic Stratigraphic and Facies Analysis of Deep Water Siliciclastic System, Apuntes y Referencias Curso UNAM.

MARTON, G. y BUFFLER, R., 1993.- The Southeastern Gulf of Mexico in theFramework of the Opening of the Gulf of Mexico Basin. GCSSEPM Foundation 13th Annual Research Conference Proceeding, pp. 51-67

MENESES-ROCHA, J., GOMEZ-CHIRINOS, J., GUTIERREZ-M.I., 1987.- Prospecto Sierra de Chiapas, PEMEX, Informe 1031 (inédito),

MITCHUM, R. M. and, P. R. VAIL, 1977. Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Leval, Part 2. Seismic Stratigraphic Interpretation Procedure, AAPG Memoir 26, pp. 135-143.

MITCHUM, R. M., P.R. VAIL, and J.B. SANGREE, 1977 Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Leval, Part 6. Stratigraphic interpretation of

Seismic Reflection Patterns in Depositional Sequences, AAPG, Memoir 26, pp. 117-133

MITCHUM, R. M., P.R. VAIL, and S.THOMPSON, III. 1977 Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level, Part 2. The Depositional Sequence as a Basic Unit for Stratigraphic Analysis, AAPG, Memoir 26, pp. 53-62

ORTIZ-UBILLA, A. 1996.- Modelado Dinámico de la Subsistencia y la Termicidad en un Transecto de la Provincia , Chiapas Tabasco. **UNAM, Div. Est. Posgrado Fac. Ing.**, Tesis Maestría, p. 163 (Inédita)

OVIEDO-PEREZ, A. 1996.- Evolución Neogena de las Cuencas Terciarias del Sureste. **UNAM, Div. Est. Posgrado Fac. Ing.** Tesis Maestría, p. 91. (Inédita)

PETERS, K.E., 1986. Guidelines for Evaluating Petroleum Source Rock Using Programmed Pyrolysis. (*In GEOCHEMISTRY* . Treatise of Petroleum Geology Reprint Series No.8. Edit. Beaumont, E.A. & Foster, N.H.). American Association of Petroleum Geologists: 392-404

PETERS, K. E., and M. R .CASSA, 1994. Applied Source Rock Geochemistry (*In THE PETROLUEM SYSTEM-FROM SOURCE TO TRAP*: Edit. Magoon B.L. and W.G.Dow) American Association of Petroleum Geology, Memoir 60.

PILGER-R.H., 1981.- The Opening of the Gulf of Mexico: Implication for the tectonics evolution of the Norther Gulf Coast, **Trans. Gulf Coast Asso. of Geological Societes**, Vol. XXX1, p. 377-381

PINDELL, J.L., CANDE, S.C., PITMAN, W.C., ROWLEY, D.B., DEWEY, J., LABRECQUE , J. y HAXBY, W., 1988.- A plate Kinematic framwork for model of Caribbean Evolution, **Tectonophysics**, Vol. 15., No.5, p.121-138.

POSAMENTIER, W.H., JERVEY, T.M., VAIL, R.P., 1988.- Eustatic Control on Clastic Deposition I - Conceptual Framework, *in* Wilgus, K. C., Hastings, S.B., Kendall,C.C., Posamentier, W.H., Ross, A.C., Van Wagoner,C.J.,ed.,Sea Level Changes - An Integrated Approach, **SEPM Special Publication No.42**, p. 109-124

POSAMENTIER, W. H., R. P. VAIL., 1988.- Eustatic Control on Clastic Deposition II- Sequence and Systems Tract Models, *in* Wilgus, K. C., Hastings, S.B., Kendall,C.C., Posamentier,W. H., Ross, A. C., Van Wagoner,C. J. ,ed., Sea Level Changes - An Integrated Approach, **SEPM Special Publication No.42**, p. 125-154

READING, H. G., 1978. Sedimentary Enviroments: Processes, Facies and Stratigraphy, **Blackwell Science**, Third Edition.

RICOY-SALDAÑA, U. J., 1991, Tertiary Terrigenous Depositional System of the Mexican Isthmus Basins, Thesis Ph.D. Texas University, pp 65.

RODRIGUEZ-LICEA, F. 1983 y 1984.- Prospecto Artesa-Mundo Nuevo, **PEMEX**, Informe VH-011(inédito), p.24

ROSS, M. I. and SCOTese, C. R., 1988, A Hierarchical Tectonic Model of the Gulf of Mexico and Caribbean Regions. **Tectonophysics**, Vol.135, pp.139-168

RUEDA-GAXIOLA, J. y DUEÑAS, M.A., 1990.- La Palinoestratigrafía de la secuencia cortada por el Pozo Xicalango-101 es básica para el conocimiento de la Evolución del Golfo de México. **Investigaciones Recientes en Paleobotánica y Palinología, INAH. Cuaderno de Trabajo No.42**, p.11-51

RUIZ-MARIN, J. 1991.-Prospecto Pedregal, **PEMEX**, Inédito

SALVADOR, A., 1991(a). The Gulf of Mexico, Introduction. **Geol. Soc. of America.**, The Geology of North America, Vol. J, pp.131-180

SALVADOR, A., 1991 (b).The Gulf of Mexico, Triassic-Jurassic. **Geol. Soc. of Ame.**, The Geology of North America, Vol. J, pp.131-180

SANGREE, J. B. and J. M. WIDMIER, 1979. Interpretation of Depositional Facies from Seismic Data, **Journal of Geophysics**, V..44, No. 2. pp 131-160.

SANTIAGO-ACEVEDO, J., CARRILLO-BRAVO, J., MARTELL, A. B., 1984.- Geología Petrolera de México, Evaluación de Formaciones en México, **Schlumberger**, pp1-36

SARG, F. J., 1988. Carbonate Sequence Stratigraphy, *in* Wilgus, K. C., Hastings, S.B., Kendall,C.C., Posamentier, W. H., Ross, A.C., Van Wagoner,C.J., ed., Sea Level Changes - An Integrated Approach, **SEPM Special Publication** No.42, p. 155-181

SERRA O., 1989. Sedimentary Environments From Wireline Logs, ed. **SCHLUMBERGER**

SERRA, O., and H.T.ABBOTT, 1982. The Contribution of Logging Data to Sedimentology and Stratigraphy. 55 th Ann. Fall Techn. conf. SPE of AIME.

SHERIFF, R. E., 1985. Aspects of Seismic Resolution (In SEISMIC STRATIGRAPHY II: An Integrated Approach to Hydrocarbon Exploration, Edit. O.R.Berg and D.G. Woolverton), **AAPG**, Memoir 39, pp.1-10.

SLOSS, L.L., W.C.KRUMBEIN and E.C.DAPPLES, 1949. Integrated facies analysis, *in* Longwell, C.R. ed., Sedimentary facies in geology history: **GSA** Memoir 39, p.91-124

SOSA-PATRON, A y J. HEGRE, 1994.- Modelado en GENEX de 36 pozos de las Cuencas del Sureste, México. **PEMEX**, Informe (inédito).

STACH, E., MACKOWSKY, M. T., TEICHMULLER, M., TAYLOR, G.H., CHANDRA, D. AND TEICHMULLER, R., 1975. Stach's Textbook of Coal Petrology, Gebruder Borntraeger. 428p.

STAPLIN, F.L., 1969. Sedimentary Organic Matter, Organic Metamorphism, and Oil and gas occurrence. Bulletin of Canadian Petroleum Geology. XVII (1), p. 47-66

TISSOT, B. B. DURAND, J. ESPITALIÉ, and A. COMBAZ, 1974. Influence of Nature and Diagenesis of Organic Matter in Formation of Petroleum. (*In* HIDROCARBON GENERATION AND SOURCE ROCK EVALUATION: Origin of Petroleum III reprint series No. 24, Edit. Cluff, M.R. and M.H.Barrows) American Association of Petroleum Geologist Bulletin, V.58, No.3, p. 499-506

TISSOT B.P. and D.H. WELTE, 1978. Petroleum Formation and Occurrence: A new Approach to Oil and Gas Exploration, Springer-Verlag, Berlin, 538p

VAIL, P. R., R.M.MITCHUM, Jr. and S. THOMPSON. III (1977). Seismic stratigraphy and global changes of sea level from coastal onlap. In: Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration (Ed. Payton, C. E.) Mem. Am. Assoc. Petrol. Geol. 26, 63-81

VASSOYEVICH, N. B., KARCHAGINA, I. Y, LOPATIN, N. V. and CHERNYSHEV, V. V., 1969. Principal phase of oil formation (*In* PETROLEUM GEOCHEMISTRY, GENESIS AND MIGRATION: International Geology Review, 1968-1981. Edit. HAEDBERG, D.H. and MASON.J.F.) AGI Reprint Series: VI. p.30-50

VAN WAGONER, J. C., H. W. POSAMENTIER, , R. M. MITCHUM, R P. VAIL, J. F. SARG, T. S. Loutit, & J. Hardenbol, 1988 An overview of the fundamental of sequence stratigraphy and key definitions. (*In* SEE-LEVEL CHANGES: An Integrated Approach. Edit. C.K Wilgus, B.S.Hastings, C.G.St.C.Kendall, H.W. Posamentier, C.A.Ross & J.C.Van Wagoner) Special Publication, Society of Economic Paleontologists and Mineralogist, Tulsa, 42, 39-45

VINIEGRA-OSORIO, F. 1981.- Great Carbonate Bank of Yucatán, Southern México, Journal of Petrol. Geol., Vol.3, No.3, pp 247-278.

WALKER, R.G., 1976. Facies Models. Turbidites and associated coarse clastic deposits. Geoscience Canada, 3, p.25-36

WALKER, R.G. and N.P.JAMES, 1992. Facies Models: Response to Sea Level Change. Geological Association of Canada, first edition, p.409.

WATTS, B. A., 1982.- Tectonic subsidence, flexure and global changes of sea level, Nature, Vol. 297, p.469-474

WILLIAMS, F. D., 1988. Evidence for and Against Sea-Level Changes from the Stable Isotopic Record of the Cenozoic, *in* Wilgus, K. C., Hastings, S.B.,

Kendall, C.C., Posamentier, W.H., Ross, A.C., Van Wagoner, C.J., ed., Sea Level Changes - An Integrated Approach, SEPM Special Publication No.42, p. 31-36

WORNARDT, W. W., W. J. ZHANG, R. P. VAIL, 1992.- Three Component Sequence Stratigraphy, Gulf Coast Association of Geological Societies, Vol. XLII, p.363-380.