



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Estudio sísmico estratigráfico del play
Paleoceno-Eoceno del área de Chilam,
plataforma continental de las costas de
Campeche.**

PROYECTO TERMINAL

QUE PARA OBTENER EL DIPLOMA DE:

ESPECIALISTA EN ESTRATIGRAFÍA

P R E S E N T A :

APOLINAR HERNÁNDEZ HERNÁNDEZ

ASESOR: DR. MARTÍN CÁRDENAS SOTO



CIUDAD UNIVERSITARIA

ABRIL DE 2011



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

Se agradece a las autoridades de Pemex Exploración y Producción la oportunidad brindada para efectuar los estudios de Estratigrafía. En especial al M.C. José Alberto Aquino López por las facilidades brindadas. Al M.C. Alfredo Guzmán Baldizán por su interés y apoyo en que el personal técnico mejore sus conocimientos. Al Ing. Marco Flores Flores por sus comentarios y apoyo técnico. Al Dr. Jaime Barceló Duarte por su dirección en la elaboración de este proyecto. A las autoridades de la Universidad Nacional Autónoma de México especialmente al M.C. Víctor Dávila Alcocer por su dinamismo en la coordinación de la Especialidad. Así también a la Cía. Schlumberger y a su personal que estuvo en la mejor disposición de colaborar en este proyecto.

Un especial agradecimiento a todos los profesores, de los cuales recibí lo mejor de sus conocimientos. En mi Activo al personal de la Coordinación de Incorporación de Reservas así como al personal de Sistemas gracias por su valiosa ayuda.

A mi esposa Beba

Gracias por tu ánimo y apoyo

A mis padres

Por sus consejos

A mis hijos Karla y Luis

Como un ejemplo para ellos

A mis sobrinos Alex, Iván, Nano y Eric

Es el camino a seguir en la vida

Índice

Resumen

CAPITULO I. INTRODUCCIÓN

- I.1. Ubicación del área de estudio
- I.2. Justificación del estudio.
- I.3. Objetivos.
- I.4. Método de trabajo.

CAPITULO II. ANTECEDENTES.

- II.1. Geológicos.
- II.2. Sismología.
- II.3. Gravimétricos.
- II.4. Magnetométricos.
- II.5. Trabajos operacionales.
- II.6. Interpretación.
- II.7. Geoquímicos.
- II.8. Económico petroleros.

CAPITULO III. ESTRATIGRAFIA.

- III.1. Estratigrafía.
- III.2. Paleoceno Superior.
- III.3. Eoceno Inferior.
- III.4. Eoceno Medio.
- III.5. Eoceno Superior.

CAPITULO IV. DESARROLLO DEL ESTUDIO.

- IV.1. Análisis y selección de la información geológica, geofísica y geoquímica.
- IV.2. Carga del cubo sísmico en la estación de trabajo.
- IV.3. Carga de registros y curvas de TZ.
- IV.4. Análisis de líneas sísmicas y extrapolación de horizontes de pozos cercanos.
- IV.5. Interpretación sísmica en tiempo sobre líneas en papel.
- IV.6. Interpretación sísmica en tiempo en la estación de trabajo.
- IV.7. Elaboración de mapas de facies.
- IV.8. Análisis de muestras de canal y núcleos de los pozos Chilam-1, Nix-1 y Kukulcan-1.
- IV.9.- Análisis de electrofacies con la curva RG de los pozos Chilam-1, Nix-1 y Kukulcan.
- IV.10. Comparación de facies sísmicas con características de roca almacén, contra áreas propuestas como facies almacenadoras.
- IV.11. Comparación de facies sísmicas con características de roca sello contra facies propuestas como barrera estratigráfica.
- IV.12. Análisis de facies sísmicas.
- IV.13. Configuración en tiempo.
- IV.14. Mapas de isócronas.
- IV.15. Geometría externa.
- IV.16. Proposición de modelos sedimentarios.

CAPITULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

BIBLIOGRAFIA.

CAPITULO I. INTRODUCCION

Como respuesta inmediata a la demanda de gas natural publicada por la Secretaría de Energía, Pemex Exploración-Producción programó dentro de sus actividades incorporar reservas de gas, direccionando su exploración en áreas donde existen rocas del Terciario, comúnmente almacenadoras de gas. La cadena de actividades en la exploración petrolera con este objetivo contempla disponer de personal capacitado para estudiar cuencas terciarias con enfoque en metodologías modernas, como es la Estratigrafía de Secuencias.

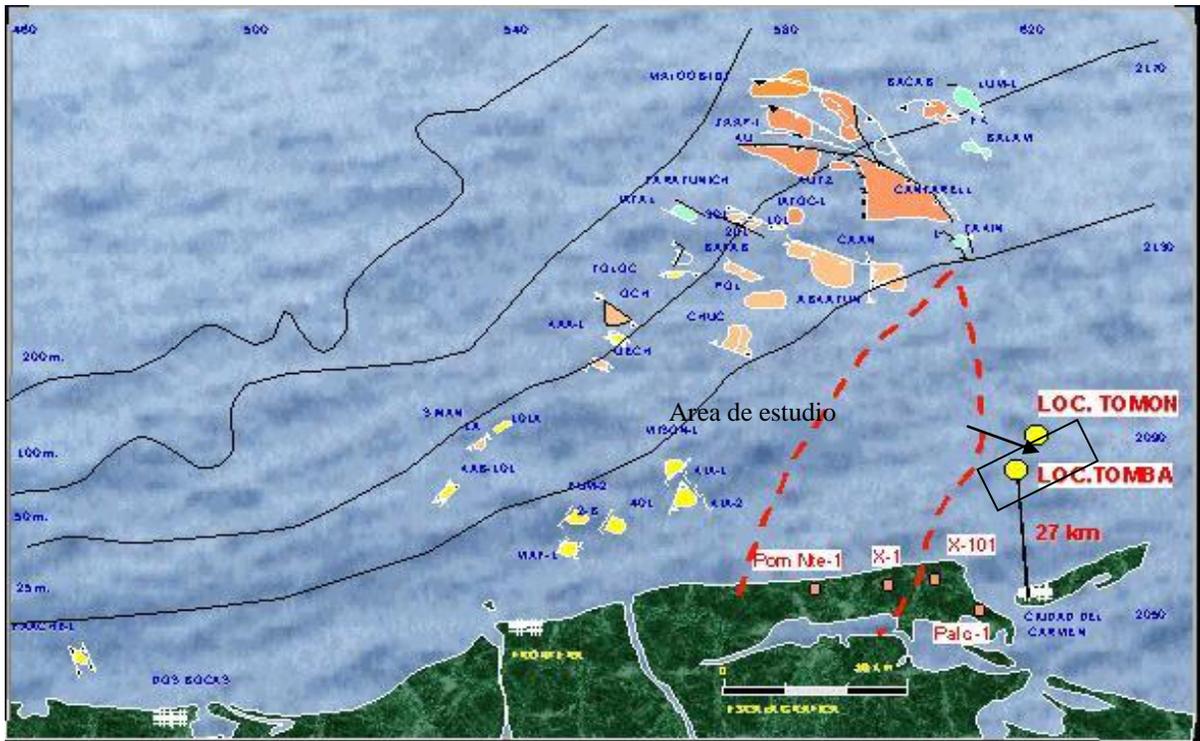
El área cubierta por el cubo sísmico Chilam 3D, localizado en la plataforma continental del Golfo de México, específicamente en el borde oriental de la Fosa de Macuspana y a 27 km al norte de Cd. del Carmen, Campeche, ha sido una de las áreas en las que se ha postulado un gran potencial gasífero.

I.1. Ubicación del área de estudio.

El área de estudio se enmarca en un polígono cuyos vértices corresponden a las siguientes coordenadas UTM y geográficas:

U. T. M			GEOGRÁFICAS	
Vértice	X	Y	Latitud N	Longitud W
1	623 670	2 077 150	18° 47' 00"	-91° 49' 36"
2	644 320	2 087 300	18° 52' 26"	-91° 37' 48"
3	644 070	2 111 050	19° 05' 18"	-91° 37' 50"
4	623 270	2 100 850	18° 59' 52"	-91° 49' 44"

Geológicamente se ubica entre el borde oriental de la Fosa de Macuspana y el occidente de la Plataforma de Yucatán (Figs. I.1.1 Y I.1.2)



a I.1.1. Mapa de localización.

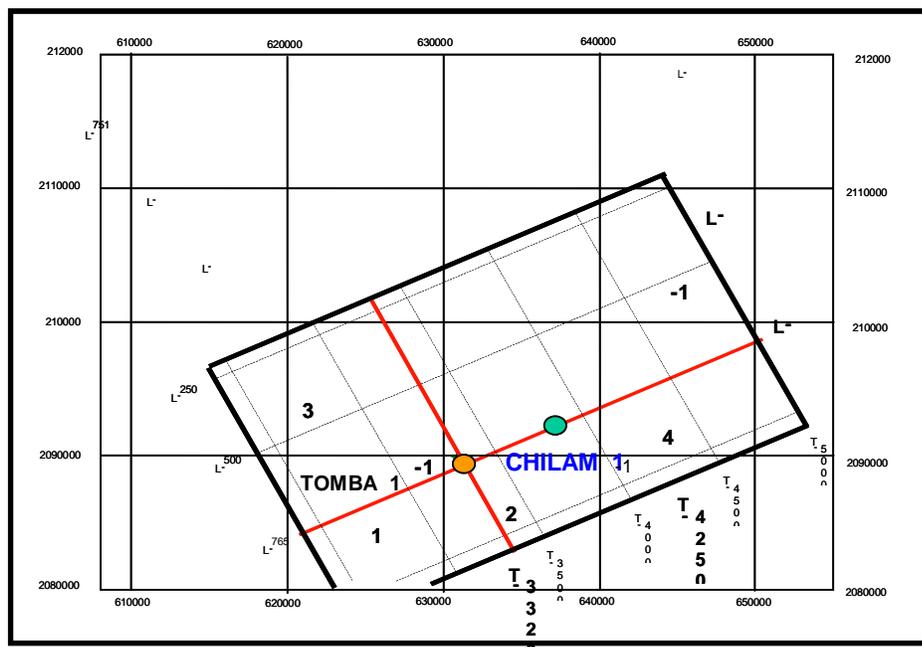


Figura I.1.2. Mapa de localización del cubo sísmico Chilam3D.

I.2. Justificación del estudio.

En los pozos perforados en el campo Cantarell se ha establecido producción de gas y aceite en dos horizontes carbonatados (calcarenitas), uno corresponde al Eoceno Medio y el otro dentro de un rango del Paleoceno Tardío al Eoceno Temprano y en los campos Ku y Zaap se tiene también producción en el Eoceno Medio.

Aunado a ello, se registraron manifestaciones de aceite y gas dentro de calcarenitas del Eoceno Medio en los pozos Kukulcan-1 y Nix-1.

Recientemente en los estudios geoquímicos desarrollados dentro y fuera del área de estudio se reportaron manifestaciones de gas biogénico y termogénico.

1.3. Objetivos.

Los objetivos son:

- a. Aplicar la metodología de Estratigrafía de Secuencias en las rocas del Paleoceno-Eoceno.
- b. Proponer modelos de sedimentación y pronosticar facies de roca almacén.
- c. Identificar áreas donde coincidan las mejores condiciones geológicas para almacenar gas.

I.4. Método de trabajo.

1. Análisis y selección de la información geológica, geofísica y geoquímica.
2. Carga del cubo sísmico en la estación de trabajo.
3. Carga de registros y curvas de TZ.
4. Análisis de líneas sísmicas y extrapolación de horizontes de pozos cercanos.
5. Interpretación sísmica en tiempo sobre líneas en papel.

6. Interpretación sísmica en tiempo en la estación de trabajo.
7. Elaboración de mapas de facies sísmicas.
8. Análisis de muestras de canal y núcleos de los pozos Chilam-1, Nix-1 , Kukulcan-1 y área Cantarell.
9. Análisis de electrofacies con la curva RG de los pozos Chilam-1, Nix-1 y Kukulcan-1.
10. Comparación de facies sísmicas con carácter de yacimiento, contra áreas propuestas como facies almacenadoras.
11. Comparación de facies sísmicas típicas de roca sello contra facies propuestas como facies de barrera estratigráfica.
12. Análisis de facies sísmicas.
13. Configuración en tiempo.
14. Mapas de isócronas.
15. Geometría externa.
16. Proposición de modelos sedimentarios y áreas con roca almacén.

CAPITULO II.- ANTECEDENTES

El área de estudio ha sido explorada en diferentes etapas, con trabajos que incluyen estudios de geología, sismología, gravimetría, magnetometría, de integración geológica-geofísica, geoquímica, paleontológica y con la perforación de un pozo exploratorio.

II.1.- Geológicos.

La información geológica de la columna Terciaria en la porción marina de la Cuenca de Macuspana es escasa, debido a que los objetivos han sido por muchos años los carbonatos del Mesozoico. Esto ocasionó que en los diseños de perforación no se contemplaran núcleos y la recuperación de muestras no fuera continua. La toma de registros geofísicos también fue impactada por los diseños de diámetros de tubería usados dentro de la perforación del Terciario.

El hecho de que los pozos tuvieran como objetivo los carbonatos del Mesozoico, cuando llegaron a atravesar intervalos actualmente de interés, no tenían la posición estructural apropiada y en muchas ocasiones no se llegaron a probar los intervalos que manifestaron gas durante la perforación.

Con base en los resultados positivos del Mesozoico, durante mucho tiempo se consideró a éste como objetivo en las propuestas de localizaciones, sin embargo dadas las manifestaciones observadas en el Terciario, esta secuencia adquirió importancia a partir de la terminación del pozo Ku-10 en 1986, que resulto productor dentro de las calcarenitas del Eoceno Medio, a este le siguió el pozo Cantarell-2196 terminado en 1992 y recientemente en 1995 el pozo Zap-1001.

Dentro del área del cubo sísmico estudiado se perforó el pozo Chilam-1, el cual tuvo manifestaciones de gas dentro del Mioceno, pero no correspondía a un área de interés de acuerdo a los registros eléctricos y a la sísmica; además, la posición estructural no era la adecuada. Las manifestaciones de gas más

notables durante la perforación se presentaron en lutitas del Mioceno, con lecturas de gas en el lodo de 120 000, 400 000 y 336 000 p.p.m.

Al oriente del área analizada y dentro de la Cuenca de Macuspana, se perforó el pozo Pech-1, este terminó a la profundidad de 6342 m dentro de un cuerpo salino después de atravesar el Oligoceno, no se reportaron manifestaciones de gas.

En la parte terrestre de la Cuenca de Macuspana se tiene abundante información sobre producción de hidrocarburos en arenas siliciclásticas del Mioceno Superior y Plio-Pleistoceno, principalmente de gas y condensado, registrándose una producción acumulada de 1,232 MMBPCE hasta enero de 1994.

Bañuelos Mendieta (1994) describe las propiedades petrofísicas de las arenas calcáreas del Mioceno y Plio-Pleistoceno, definiendo que son rocas con factibilidad de almacenar hidrocarburos, y asume que el origen es principalmente por erosión y transporte de sedimentos provenientes de la Plataforma de Yucatán. Basado en información de pozos, también interpreta que la Cuenca de Macuspana se desarrolló durante el Mioceno y la Cuenca de Comalcalco durante el Plio-Pleistoceno.

En el año de 1998, la Coordinación de Delimitación de Campos y Caracterización de Yacimientos de la Región Marina Noreste, desarrolló el trabajo "Evaluación de Reservas de las Calcarenitas del Campo Cantarell", en el que se definen dos cuerpos carbonatados originalmente considerados como un solo cuerpo dentro del Eoceno Medio. Uno de los cuerpos definidos en ese estudio corresponde al Eoceno Medio y otro dentro de un rango de edad del Paleoceno Tardío al Eoceno Temprano; ambos están constituidos de bioclastos, intraclastos, exoclastos y ooides que presentan una distribución muy irregular, y son considerados como un complejo de canales arenosos en facies intermedias dentro de un abanico submarino (*basin floor fan*). Estos cuerpos de

calcarenitas fueron evaluados volumétricamente y suman una reserva total de 401 MMBPCE (Fig.II.1.1).

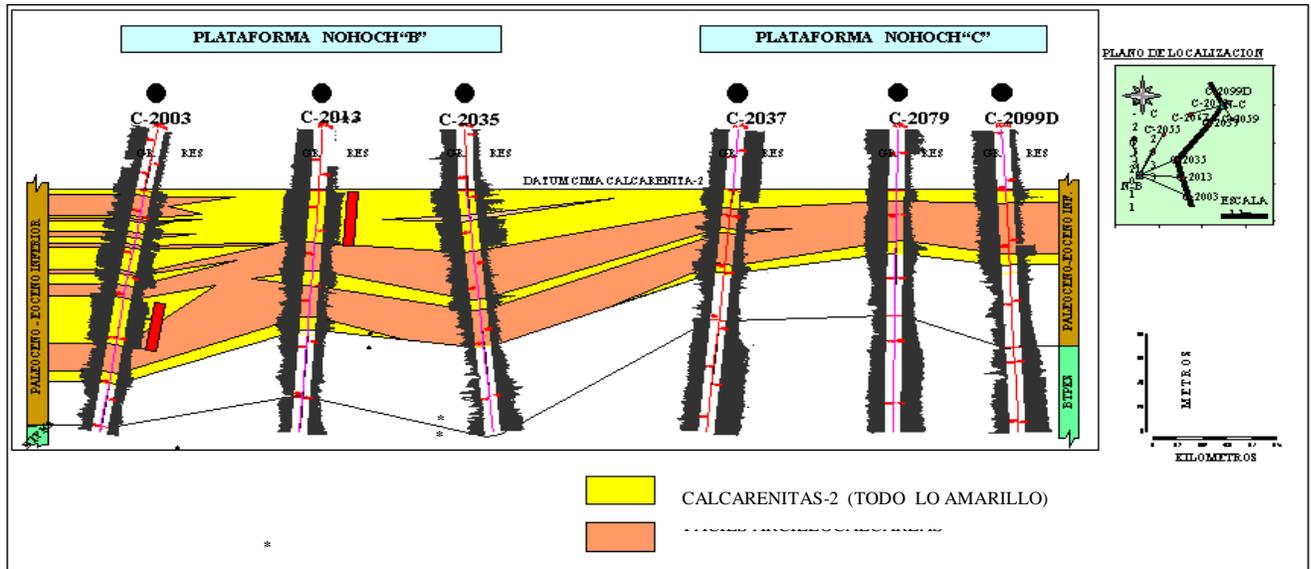


Figura II.1.1.- Sección estratigráfica del área Cantarell donde se muestra los cuerpos calcareníticos lenticulares.

La Coordinación de Incorporación de Reservas de la Región Marina Noreste realizó un estudio de Estratigrafía de Secuencias del Terciario en 1998, con asistencia técnica de las compañías AGI Y Micro-Strat. Se hicieron estudios de bioestratigrafía de alta resolución en muestras de canal de los pozos Balam-101, Ku-40, Bacab-201, Cantarell-1A y Maloob-101 en Houston Texas, y fue revisada e interpretada por los Drs. P.R. Vail y W.W. Wornardt.

La información de este estudio se extrapoló hasta el pozo Chilam-1 por la misma coordinación para analizar los cubos sísmicos Chilam-Nix y generar oportunidades exploratorias en el 2000.

Por su parte, la Coordinación de Evaluación del Potencial realizó el Proyecto "Análisis de la Cuenca de Macuspana" de 1999 al año 2000, donde explican con mayor detalle la geología regional así como la situación actual de la producción de gas en la porción terrestre de la Cuenca de Macuspana.

II.2.- Sismología.

La primera adquisición sísmica que se efectuó en el área de Chilam data de 1976 y proporcionó secciones sísmicas con calidad de regular a mala; sin embargo, con esta información se logró proponer la localización del pozo Chilam-1.

Debido al interés que se tenía en esta área en 1995, se llevó a cabo la adquisición sísmica del prospecto Chilam 3D, cuya información es definida como buena a regular (Fig. II.2.1).

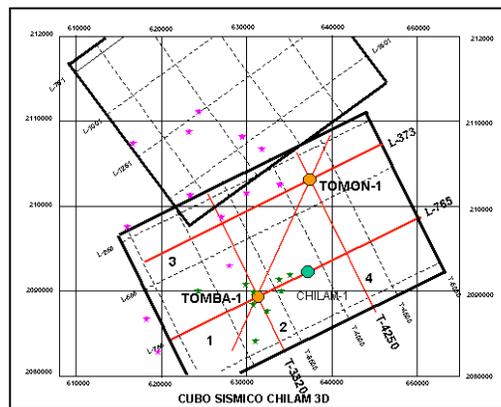


Figura II.2.1.- Se muestran los cubos sísmicos Chilam 3D y Chacmool-Nix.

II.3.- Gravimetría

La información gravimétrica y magnetométrica existente sobre la Sonda de Campeche, corresponde al trabajo operacional denominado "Campeche Marino", efectuado por la Compañía Western Geophysical en el año de 1973. La configuración de la Anomalía de Bouguer (Fig.II.3.1), permite apreciar una distribución de anomalías gravimétricas semicirculares sobre la Plataforma de Yucatán y, hacia el occidente de ésta, una alternancia de máximos y mínimos tentativamente correlacionables a los elementos paleotectónicos definidos en la Sonda de Campeche, destacando, por su magnitud, un alineamiento norte-sur de

mínimos gravimétricos que constituyen la prolongación marina del Mínimo de Xicalango, ubicado en la parte continental.

Este mínimo es la expresión de una columna muy potente de sedimentos terciarios, y corresponde a la prolongación de la cuenca Terciaria de Macuspana. Al oriente de este mínimo, los valores de la gravedad aumentan hasta culminar en un eje de máximos paralelo al mínimo antes mencionado y hacia cuyo extremo sur se localiza el pozo Chilam-1, el cual se encuentra entre dos altos gravimétricos. El máximo ubicado al Noroeste corresponde posiblemente a la expresión de un levantamiento de las rocas del Terciario y Mesozoico (RMNE-IR-006).

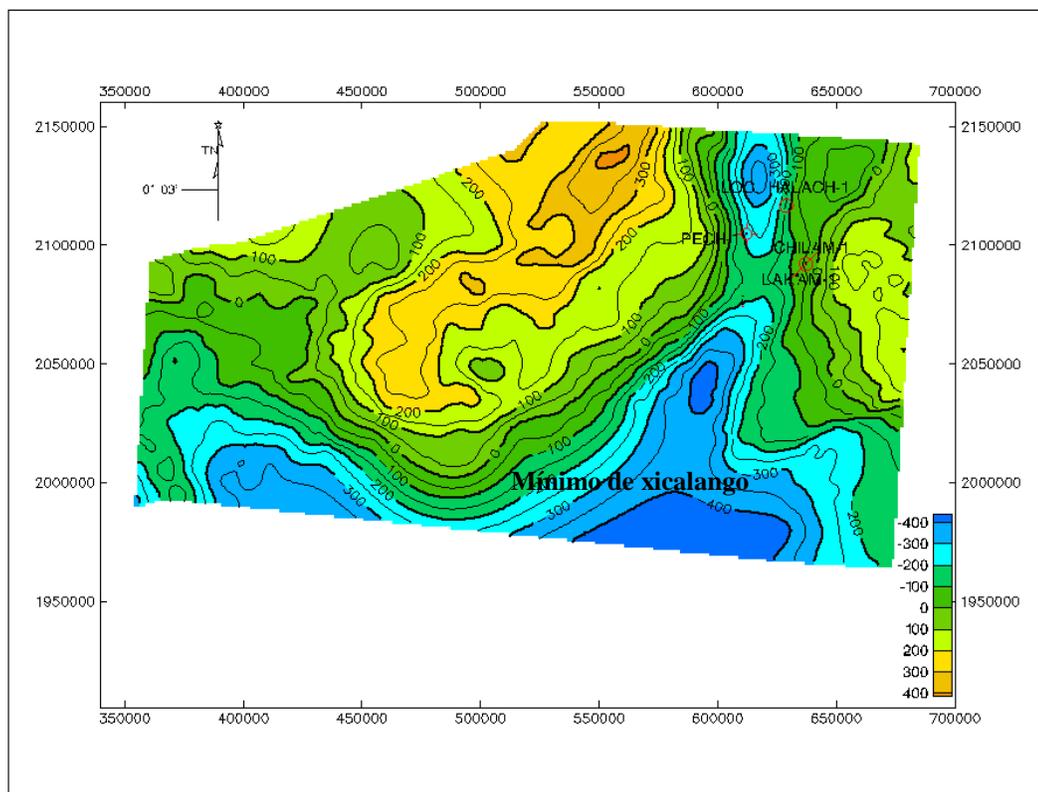


Figura II.3.1.- Mapa de anomalías de Bouguer.

II.4.- Magnetometría

La configuración del Campo Magnético Total sobre el área de estudio, evidencia una anomalía magnética bipolar bien definida por sus características semiregionales y conocida como el "Alto de Chilam" (Fig. II.4.1). Dicha anomalía (RMNE-IR-006), se ubica en el área marina al suroeste de la Plataforma de Yucatán y al sureste del Pilar de Akal. El origen de esta fuente pudiera atribuirse tentativamente a tres hipótesis en términos generales: La primera implica un contraste lateral significativo de susceptibilidad magnética dentro del basamento magnético, sin que se atribuya un levantamiento morfológico del mismo; la segunda considera un alto del basamento preexistente a la depositación y la tercera argumenta un emplazamiento de tipo magmático a profundidad, posterior al depósito de los sedimentos. Del mapa de anomalías magnéticas se puede deducir por el método de Peters, que la profundidad del basamento es del orden de 10 000 a 11 000 m. en esta región.

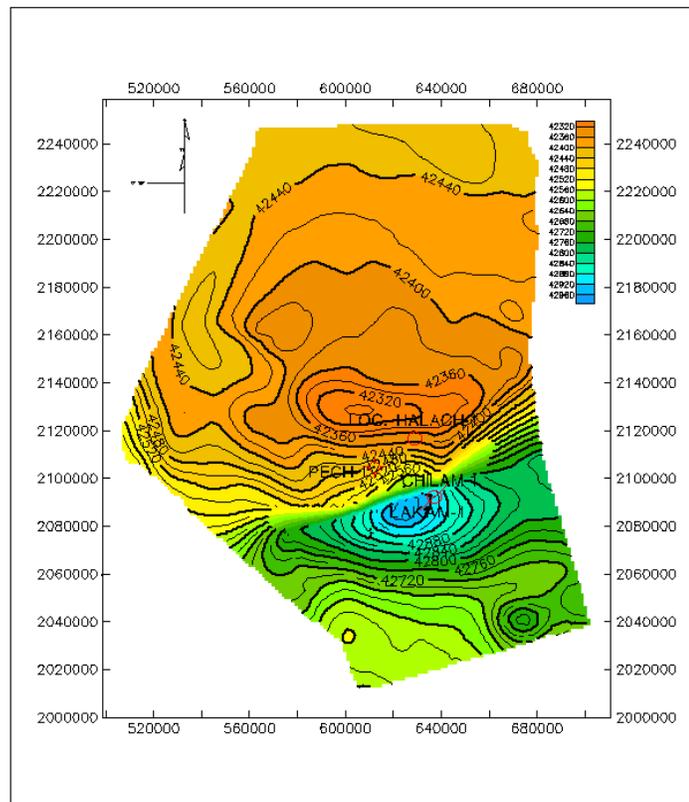


Figura II.4.1.- Mapa de anomalías magnéticas

II.5.- Trabajos operacionales

Los principales trabajos operacionales de adquisición sísmica en los cuales se apoya el presente estudio son los siguientes (informe RMNE-IR-011):

ÁREA	TIPO	FUENTE DE ENERGÍA	APILAMIENTO (%)	TIEMPO DE GRABACIÓN (SEG.)	SERIE	COMPAÑÍA	FECHA
CHILAM	3D	PISTOLA DE AIRE	4 800	8.0	1144-2480	GECO	1995
GOLFO DE CAMPECHE	2D	PISTOLA DE AIRE	3 000	6.2	W-77	WGC	1977
PUERTO CEIBA	2D	PISTOLA DE AIRE	6000	7.168	852 D 6	GSI	1985
DETALLE DE CAMPECHE	2D	PISTOLA DE AIRE	1200	5.120	3000	GSCE	1978
GOLFO DE MÉXICO	2D	PISTOLA DE AIRE	4800	6.0	10300	GSCE	1979

II.6.- Interpretación

Se cuenta con estudios de Interpretación y Evaluación Geológico-Geofísica: el número Z.M.-7 (Z.S. 333) denominado Aguas Territoriales del Golfo de México realizado en 1974, el IGRS-ZS 233 y 234 efectuado en 1974, el RMNE-IR-006/ 98 / (Lakam-1) y el RMNE-IR-0013/ 2000 (Tomba-1).

II.7.- Geoquímicos

Los trabajos geoquímicos regionales en el área marina de Campeche iniciaron en el año de 1982, con la realización del proyecto C-1142 del IMP, denominado “Estudio geoquímico en pozos de exploración en la Sonda de Campeche” (Holguín Q. y Romero I. 1982). Como resultado de este trabajo se estableció que las rocas del Tithoniano son las principales generadoras de los hidrocarburos que se producen en esta área. A este estudio sucedieron varios en los que abordó básicamente la actualización y caracterización mas detallada de las rocas del Tithoniano (Holguín 1986), hasta llegar a utilizar para ello las técnicas de marcadores biológicos. La existencia de rocas generadoras del Oxfordiano fue postulada a raíz del descubrimiento del campo Ek-Balam en 1991 y comprobada mediante correlaciones roca-aceite desarrolladas por Chevron (1992) y Petrobras –IMP-Pemex (Guzmán y Melo, 1994). En 1995 Romero y Maldonado (Pemex), realizaron un estudio denominado “Subsistema Generador Oxfordiano” enfocado a la caracterización y evaluación del riesgo de estas rocas generadoras.

Tanto el IMP como la compañía HARC estudiaron en 1998 y 1999 algunos gases de la Cuenca de Macuspana Terrestre, concluyendo que éstos tienen dos orígenes diferentes: termogénico y biogénico.

Recientemente se han realizado estudios geoquímicos de muestreo de fondo marino cuyos análisis determinan que los gases son de origen termogénico y biogénico (Fig. II.7.1).

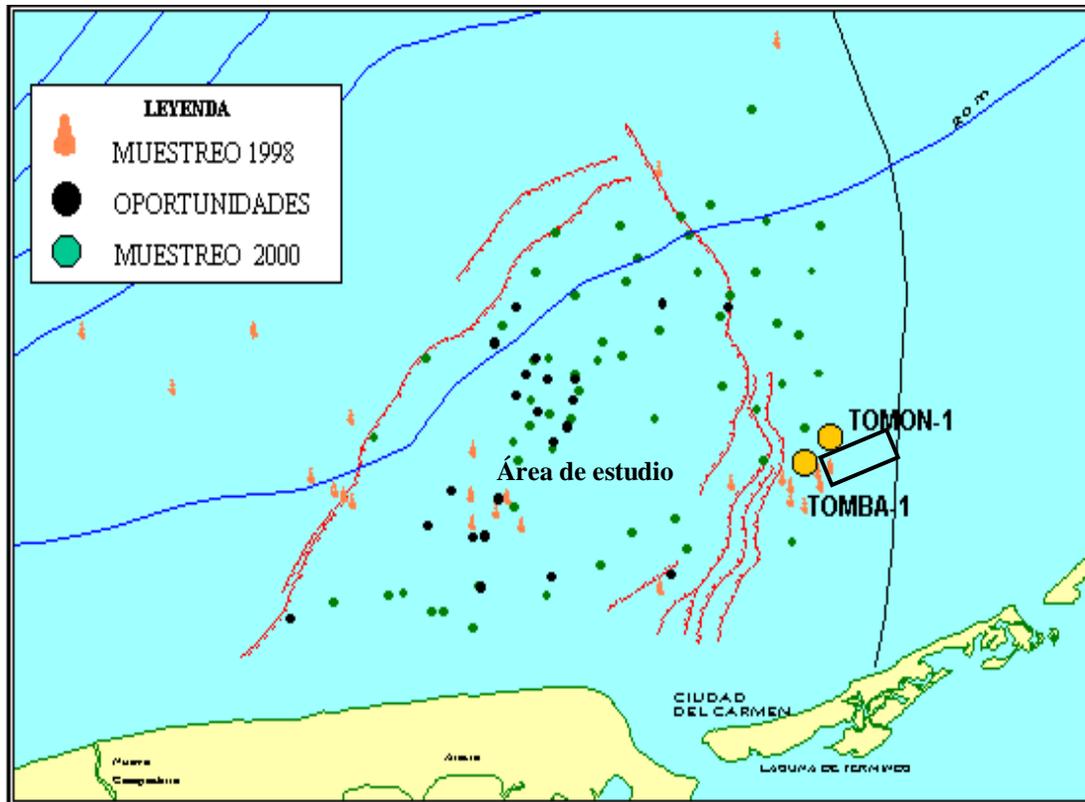


Figura II.7.1.- Muestreo de fondo marino

En el modelado geoquímico realizado en el área de estudio (Medrano y Romero, 2000), Concluyen en la sección estructural de la Figura II.7.2 que la ventana de expulsión del Tithoniano, representado en achurado café y en achurado naranja la ventana de expulsión de hidrocarburos del Oxfordiano, tiene ese alcance y además que los hidrocarburos pueden migrar hacia los horizontes superiores a través de las fallas del sistema distensivo Terciario.

Se esperan acumulaciones en el Terciario de gas termogénico y biogénico así como, de aceite ligero.

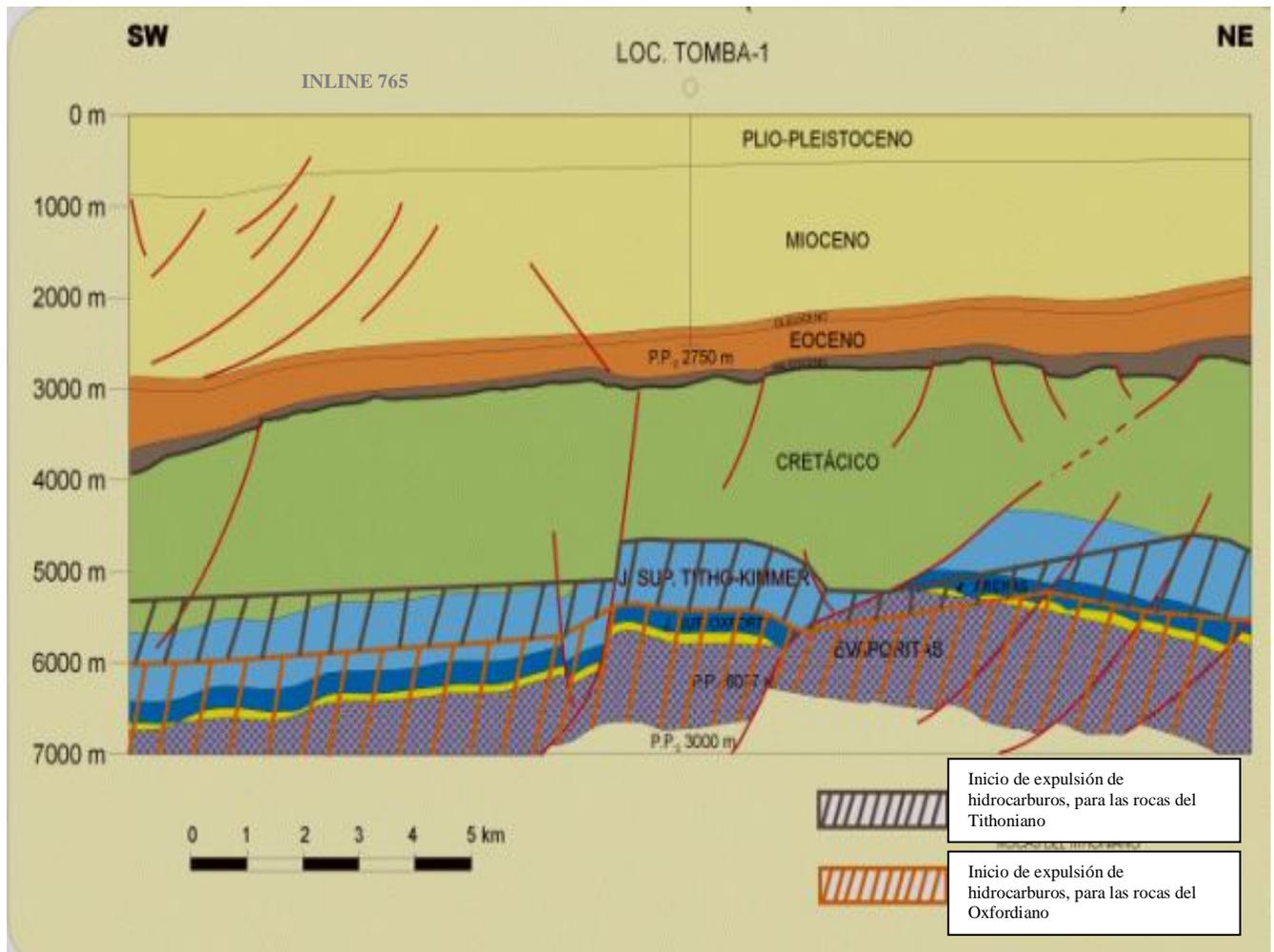


Figura II.7.2.- Expulsión de los hidrocarburos del Tithoniano y Oxfordiano

2.8.- ECONÓMICO-PETROLEROS.

En ausencia de datos de pozos cercanos se muestran en la Tabla-1 como antecedentes de producción, las manifestaciones y resultados más relevantes están detectados en los intervalos de las calcarenitas del Paleoceno y Eoceno, probados con éxito en algunos pozos del campo Cantarell.

POZO	INTERVALO (M)	MANIFESTACIONES	EDAD	OBSERVACIONES
LE-1	1875-1908	GAS 500 000 PPM	PLIO-PLEISTOCENO	
	2570-2588	400 000 PPM	PLIO-PLEISTOCENO	
BALAM-101	1360-1372	FLUJO GAS POR 1/2"	MIOCENO	
EK-BALAM-DL3	1797	G.L. 400 000 PPM	MIOCENO	
	1855	GAS 150 000 PPM	MIOCENO	
	1870	GAS 250 000 PPM	MIOCENO	
	1935	G.L. 210 000 PPM	MIOCENO	
IXIM-1	690-745	GAS 1800 PPM 20-50% FLUOR. AMARILLO CLARO	MIOCENO SUPERIOR	
	1196-1205	GAS 100 PPM 30% FLUOR. AMARILLO CLARO	MIOCENO MEDIO	ASFALTO Y ACEITE RESIDUAL
	1215-1300	GAS 140 PPM 10-40% FLUOR. AMARILLO CLARO	MIOCENO MEDIO	ASFALTO Y ACEITE RESIDUAL
KUKULCAN-1	876	G.L. 300-180; G.C.18-12	MIOCENO MEDIO	
	1279	G.L. 220-26;G.C. 180-0	MIOCENO MEDIO	
	2154	G.L. 76-0; G.C.40-0	MIOCENO INFERIOR	
CHILAM-1	935	G.L. 120 000 PPM	MIOCENO SUPERIOR	
	1080	G.L. 400 000 PPM	MIOCENO MEDIO	
	1462	G.L. 336 000 PPM	MIOCENO INFERIOR	
IB-1	1499	GASIFICACION	PLIO-PLEISTOCENO	BAJO DENSIDAD DEL LODO 1.26 0.9

TABLA 1. Relación de pozos con manifestaciones de gas en arenas del Terciario.

CAPITULO III. ESTRATIGRAFÍA

III.1. ESTRATIGRAFÍA

La columna estratigráfica terciaria, conocida a través de los pozos exploratorios cercanos al área de estudio (Fig. III.1.1), comprende rocas del Paleoceno Tardío al reciente, están constituidos principalmente por lutitas, areniscas, calizas, calcilitas y brechas carbonatadas.

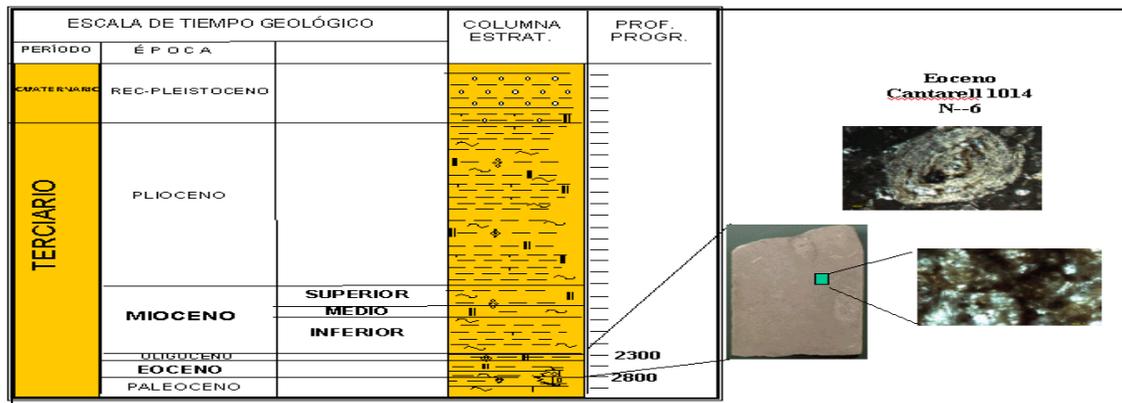


Figura III.1.1 Estratigrafía del Terciario (pozo Cantarell-1014).

Paleoceno Inferior. ausente.

III. 2 .Paleoceno Superior (2155 m.). La litología está representada por lutitas de color gris verdoso, laminar, ligeramente calcárea y arenosa, con intercalaciones de brechas y dolomía gris claro, microcristalina, de aspecto sacaroide. Su cima se fijó con la microfaua índice siguiente: Globorotalia velascoensis, Paleobatimetria: Batial inferior.

Eoceno Inferior (2090-2115 m). Estos sedimentos están representados por lutita gris, gris verdoso, bentonítica. La cima se determinó con Globorotalia aragonensis. Paleobatimetría: Batial inferior (2090-2155 m)

III.3. Eoceno Medio (2015-2090 m). Este paquete de estratos está representado por lutita gris verdoso, laminar, ligeramente calcárea, que alterna con capas delgadas de dolomía gris de aspecto sacaroide. Su cima se fijó paleontológicamente con el siguiente fósil índice: Globorotalia lehneri. Paleobatimetría: Batial inferior.

III.4.Eoceno Superior (1985-2015 m). Está constituido por lutita gris verdoso, ligeramente calcárea, fosilífera y limolítica. Su cima se determinó con: Globorotalia cerroazulensis s.l.

Paleobatimetría: Batial inferior.

CAPITULO IV. DESARROLLO DEL ESTUDIO

IV.1. Análisis y selección de la información geológica, geofísica y geoquímica.

Para el estudio se seleccionó el cubo Sísmico Chilam 3D, el cual se solicitó en cinta y en formato Seg Y se complementó con registros de los pozos Chilam-1, Nix-1 y Kukulcan-1 y con los tiros de velocidades (Check-Shot) y los sismogramas sintéticos obtenidos de los pozos Chilam-1, Nix-1 y Pech-1.

Se revisó también información de muestras de canal de los pozos citados y se usó junto con interpretaciones de registros de pozos tal y como se presentó en el RMNE-IR-0011.

De los informes internos de PEMEX, se dispuso lo relacionado con los antecedentes geológicos y Geoquímicos citados en el capítulo II.

IV.2. Carga del cubo sísmico en la estación de trabajo.

La carga de la información sísmica en el servidor de la UNAM, lo realizó personal de la Compañía Schlumberger en formato Charisma, el proceso duró tres meses, por diferentes motivos incluyendo la capacidad restringida del equipo.

El área del cubo considera desde la línea L-211 hasta la L-1050 y las transversales T-2400 a la T-5000 que representa la mitad del cubo original. Las líneas se cargaron de uno en uno y las transversales cada cuatro trazas.

IV.3. Carga de registros y curvas de TZ

Dentro del área del cubo sísmico solo se ha perforado el pozo Chilam-1, del cual se intentó cargar varias veces los registros eléctricos y las TZ, con resultados negativos, por lo tanto no se tiene control de velocidades en el área. El pozo es importante porque esta dentro del perímetro del cubo sísmico seleccionado para el estudio, y además porque hasta él, se ha extrapolado la información de los horizontes que se establecieron en el estudio de Estratigrafía de Secuencias realizado en el área de Cantarell .

IV.4. Análisis de líneas sísmicas y extrapolación de horizontes estratigráficos de pozos cercanos.

En la Región Marina Noreste se imprimió la información que se consideró necesaria para iniciar el estudio del proyecto, por tal razón se dispuso de líneas y trazas transversales en papel, preferentemente las más representativas del área de estudio y algunas ya interpretadas con la información extrapolada de horizontes establecidos en pozos cercanos, ejemplo de esto es la Figura IV.4.1, la cual es una correlación estructural esquemática.

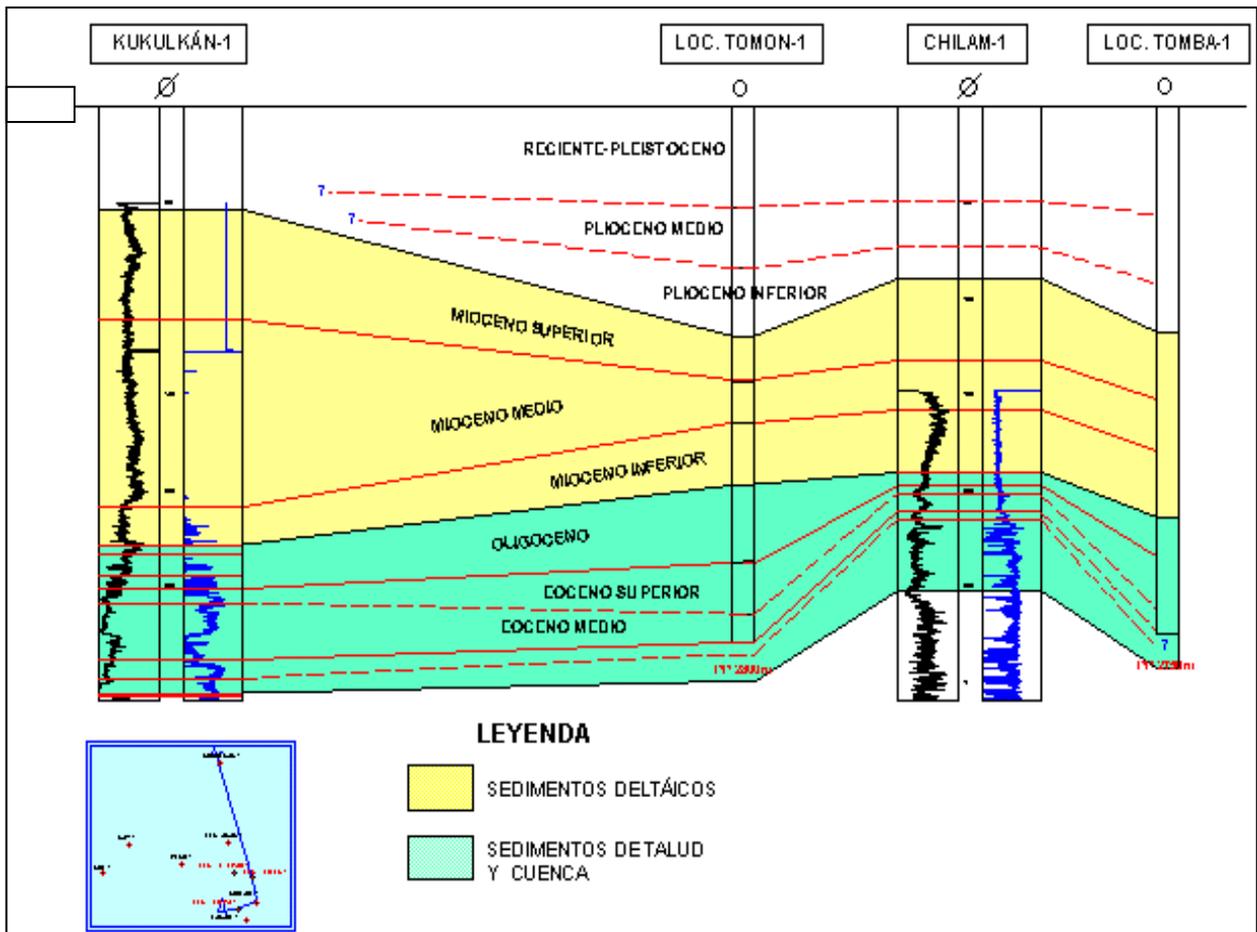


Figura IV.4.1 Correlación apoyada con líneas regionales sísmicas.

V.5. Interpretación sísmica en tiempo sobre líneas en papel.

Se interpreto la información sísmica en papel, marcándose los horizontes Paleoceno-Eoceno inferior, Eoceno Medio y Eoceno Superior, con los alcances actualizados que previamente habían sido extrapolados hasta el pozo Chilam-1. El uso de la misma información obedece a que actualmente no se dispone de mas información paleontológica de alta resolución para hacer mayor detalle.

En la Figura IV.4.1, se muestra una correlación estructural esquemática con las principales superficies erosionales verticales limitando secuencias, estas son representadas provisionalmente por unidades de tiempo. Serán modificadas al disponer de información paleontológica actualizada.

IV.6. Interpretación sísmica en tiempo en la estación de trabajo.

Como ya se mencionó, el software usado para la interpretación sísmica en las estaciones de trabajo en la UNAM fue el Charisma, en éste se interpretó cada 20 líneas y cada 20 trazas.

El primer paso en la identificación de secuencias fue marcar los límites verticales y esto se logró marcando las terminaciones de los reflectores. El objeto fue identificar la secuencia y en segundo término reconocer los diferentes cuerpos dentro de la secuencia (Mitchum, Vail y Thompson, 1997).

Secuencia es una unidad estratigráfica compuesta de una sucesión relativamente concordante de estratos genéticamente relacionados entre sí, y esta limitada en su cima y base por superficies discordantes o por sus relativas concordantes (Mitchum, Vail y Thompson, 1977).

Teniendo como base las líneas interpretadas en papel, se vació la información en cada línea o traza correspondiente en la estación de trabajo de tal manera que, se siguió lateralmente cada horizonte, verificando que no ocurrieran saltos o desajustes Figura IV.6.1.

Se ha mencionado, que se extrapolo información de un trabajo de estratigrafía de secuencias desarrollado en el área Cantarell hasta el pozo Chilam-1. Al extender esta información mas al suroeste dentro del área de estudio, se hace complicado, al grado de que sólo es posible establecer las superficies más importantes y continuas fáciles de seguir, las cuales corresponden a los límites Paleoceno Superior-Eoceno Inferior, Eoceno Medio y Eoceno Superior, con los nuevos alcances paleontológicos definidos en la Región Marina.

Al analizar línea por línea en la estación de trabajo es evidente que en muchas de éstas hay terminaciones de horizontes que bien pueden corresponder a límites de secuencias, sin embargo, por la ausencia de apoyo paleontológico no es posible establecer su correlación, tomando en cuenta su modelo de sedimentación.

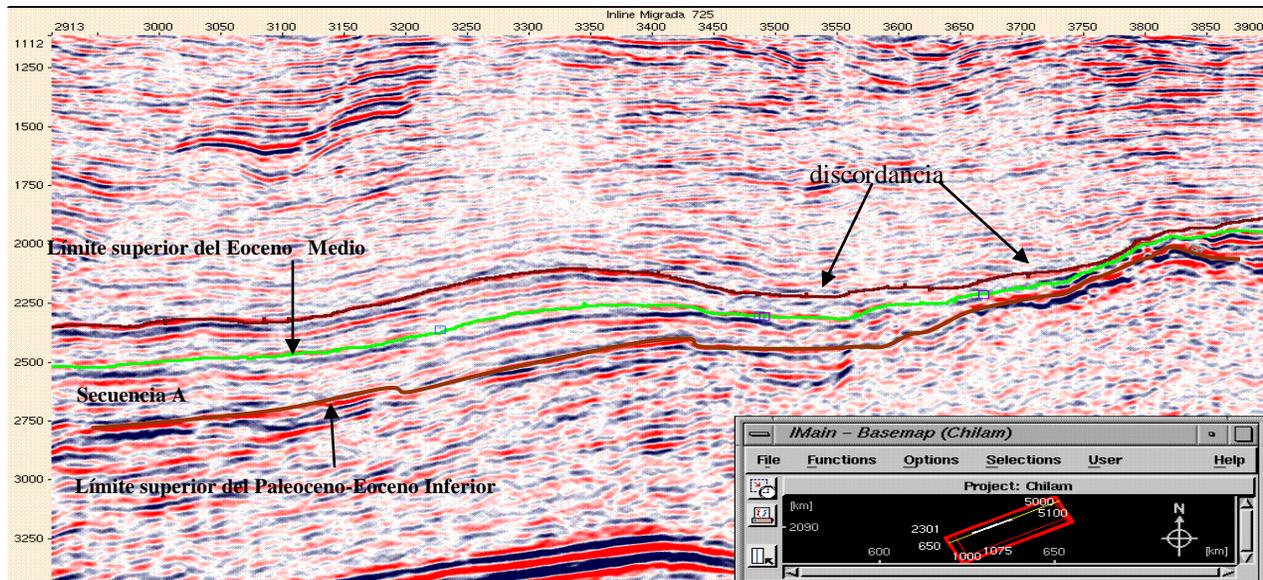


Figura IV.6.1 línea 765 donde en verde esta marcado el contacto Eoceno Medio y en café el Eoceno Superior.

Debido a la limitación de información paleontológica y por encontrarnos en un área fronteriza, no fue posible definir secuencias de tercer orden, ni asignar edades específicas a los límites identificados. Las tres superficies identificadas en el presente estudio son discordancias, por lo que los cuerpos estratigráficos limitados por ellas constituyen secuencias, según la definición citada; sin embargo, sería demasiado especulativo el asignarles algún tipo de jerarquía, por lo que se decidió nombrarlos como secuencia A la inferior y secuencia B a la superior. Se tratará cada uno de estos cuerpos estratigráficos, con más detalle en el inciso de análisis de facies.

Las tres superficies principales son fáciles de seguir como se ve en la Figura IV.6.2.

Los dos paquetes analizados se adelgazan en esta área hacia el sureste.

Por correlación se interpreta que el Eoceno Inferior es muy delgado lo mismo que el Paleoceno Inferior, juntos integran dos reflectores de alta frecuencia y continuidad.

Los dos horizontes superiores son también continuos pero de mediana amplitud.

En el límite superior parte derecha de la Figura IV.6.1 esta presente una superficie discordante que ejerce influencia desde el Eoceno Medio, razón por lo cual sobre esta se ven onlaps de relleno.

Tanto en las trazas como en las líneas se ve que los cuerpos tienen una parte media de mayor desarrollo y se adelgazan hacia el oriente, donde se ubica la plataforma, esto refleja el carácter y dirección del aporte de sedimentos. Se tienen cuerpos análogos de la misma edad en la literatura (ver Fig. IV.6.3), descritos como trampas estratigráficas, de gran potencial en la exploración del petróleo y otros sin rasgo estructural evidente pero, constituyen campos petroleros (Fig. IV.6.4).

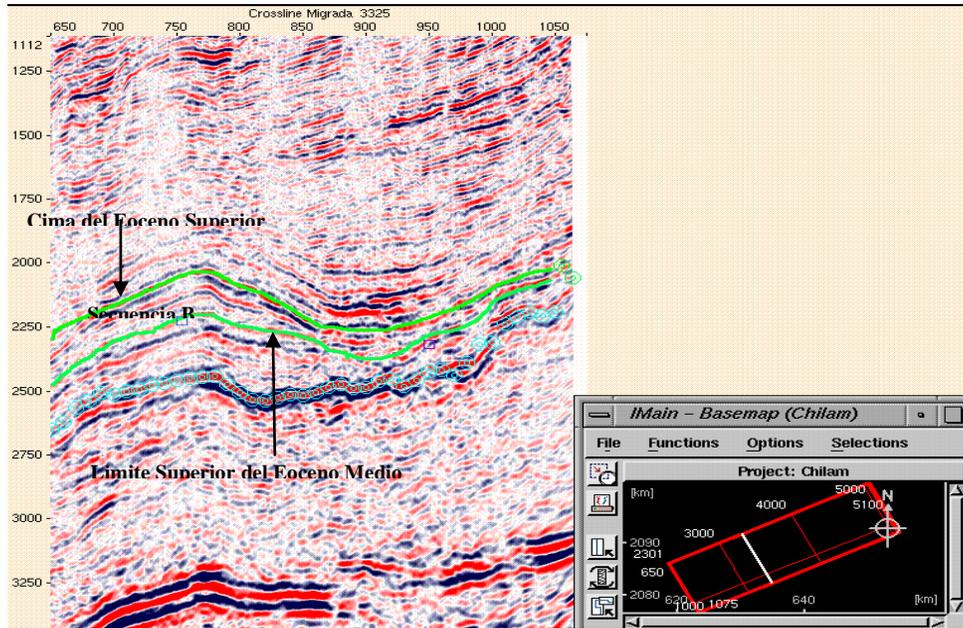


Figura IV.6.2 Traza 3325 donde se muestra la continuidad de los tres horizontes principales.

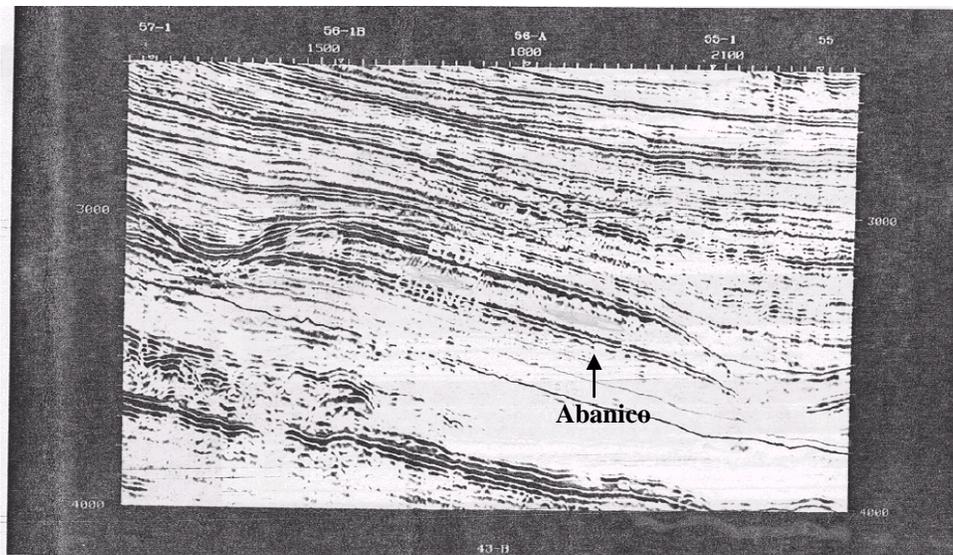


Figura IV.6.3.- En esta figura se muestra un abanico, que presenta una geometría externa similar a la mostrada en el área estudiada (tomada de D. Bradford Macurda, JR.).

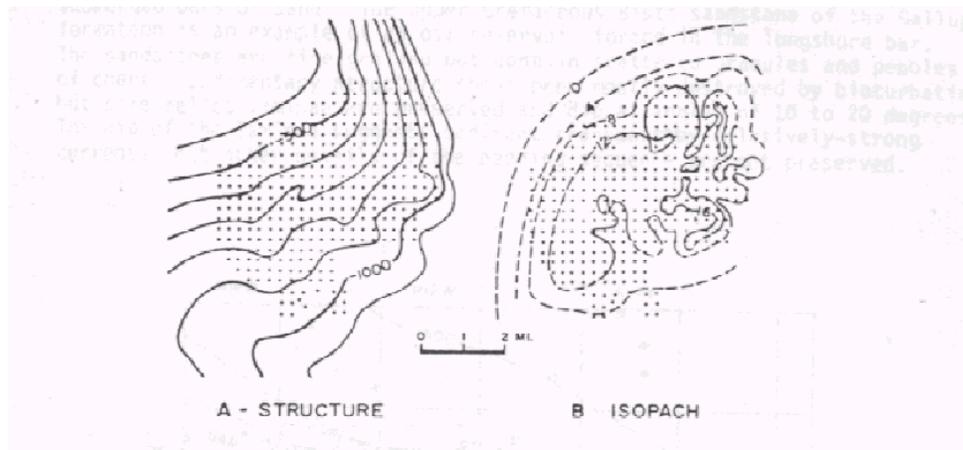


Figura IV.6.4.- Ambos mapas no definen un cierre estructural claro, sin embargo, representan campos productores, la trampa es estratigráfica (tomado de Knutson et, al 1961).In Robert R.B.1978.

IV.10.- Comparación de facies sísmicas con característica de roca yacimiento, contra áreas propuestas como facies almacenadoras.

Se tomó el pozo Kukulcan-1 como ejemplo de facies almacenadoras, porque es un pozo cercano al área de estudio con similitud en las condiciones deposicionales del Paleoceno-Eoceno. En el Subcapítulo IV.8 se describe que dentro del Eoceno en este pozo se definen 3 intervalos con excelentes características como roca almacén constituidos por componentes biógenos e intraclastos, que tienen porosidad cavernosa en el superior, con porosidad intergranular en el medio e intercrystalina en el inferior.

En la Figura IV.10.1 hay una angosta sección sísmica del pozo Kukulcan-1 donde se representa el intervalo de las Brechas hasta el Mioceno, pero lo que interesa en este caso es el Eoceno.

Los reflectores en color rojo (positivo), de la columna del pozo coinciden aproximadamente con los horizontes porosos registrados en el pozo y al compararlo con el intervalo del Eoceno de la línea 765, entre los puntos de tiro 2900 a 3400 tienen mucha similitud entre ellos, aunque sean de diferente escala. Se infiere que el área propuesta en la línea sísmica puede tener características de roca yacimiento.

La distribución de esta característica dentro del área del cubo sísmico estudiado es amplia y esta definida por las facies sísmicas de “mounded” que se citaron en el subcapítulo de “Interpretación de facies”.

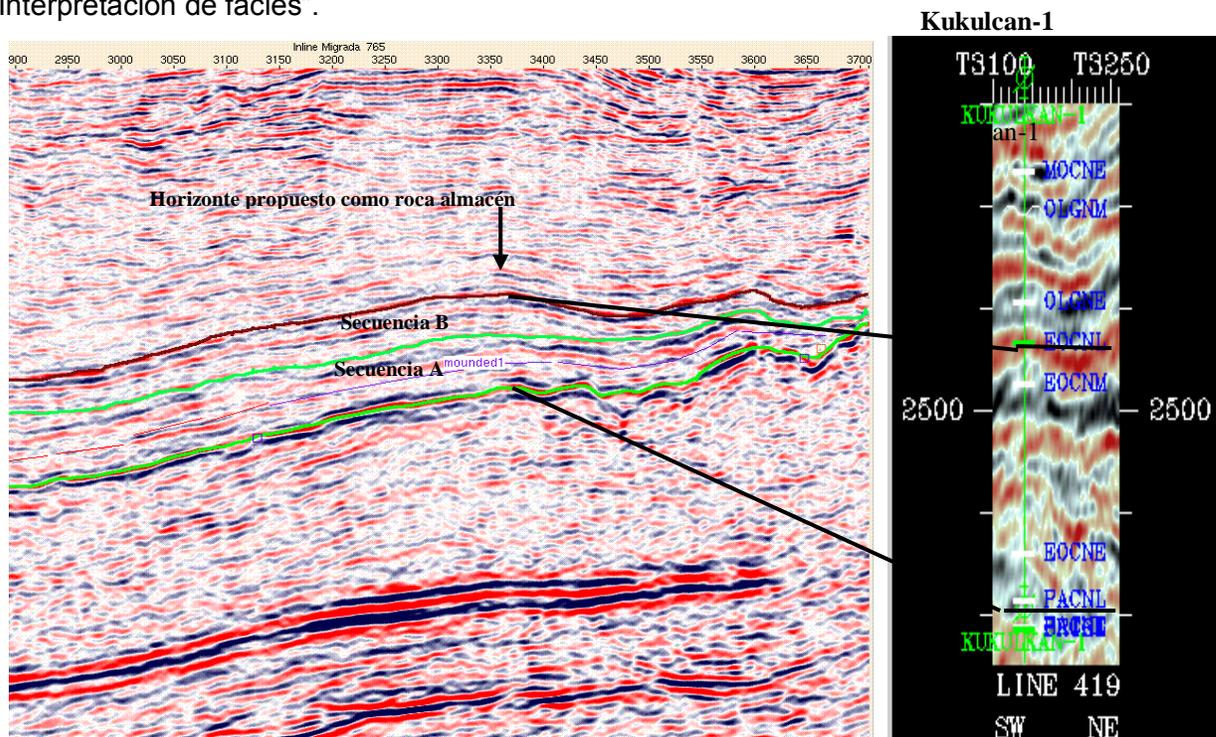


Figura IV.10.1 El pozo Kukulcan-1 se propone como análogo para las facies almacenadoras del Eoceno en el cubo sísmico Chilam3D.

IV.11.- Comparación de facies sísmicas con característica de roca sello, contra áreas propuestas como facies de barrera estratigráfica.

En base a la descripción litológica original y al análisis que se realizó del intervalo del Eoceno del pozo Chilam-1, se seleccionó como representativo de roca sello para comparar con el área estudiada. La columna esta constituida por sedimentos micríticos, y por lutitas bentónicas, ambas de excelente calidad como sello, con amplia distribución regional tanto vertical como horizontal, se identifica en los mapas de facies sísmicas como “facies paralela”(subcapítulo IV.12).

Se reportan espesores hasta de 2200 m en el área de los pozos Chem-Mucuy, 1100 m hacia el área de Yum y de 1400 m en el pozo Caan-1. Además, de acuerdo a las características eminentemente estratigráficas de este *play*, se postulan cambios de facies laterales y verticales que permiten el acomodo de cuerpos arcillosos arriba y debajo de la roca almacén.

En el corte del pozo Chilam-1, (Fig. IV.11.1 parte derecha), prácticamente toda la columna es roca de granulometría fina, por registro eléctrico solo hay delgados horizontes de calcilitas en este intervalo.

La alta amplitud y buena continuidad de la facies sísmicas del Paleoceno-Eoceno del Chilam-1, indican sedimentación normal en ambientes tranquilos comparando con el cuello que se forma en la línea 765, entre el punto de tiro 3500 y 3650 concluimos que tienen mucha similitud con las facies paralelas y así se describe en el subcapítulo de “Interpretación de facies”.

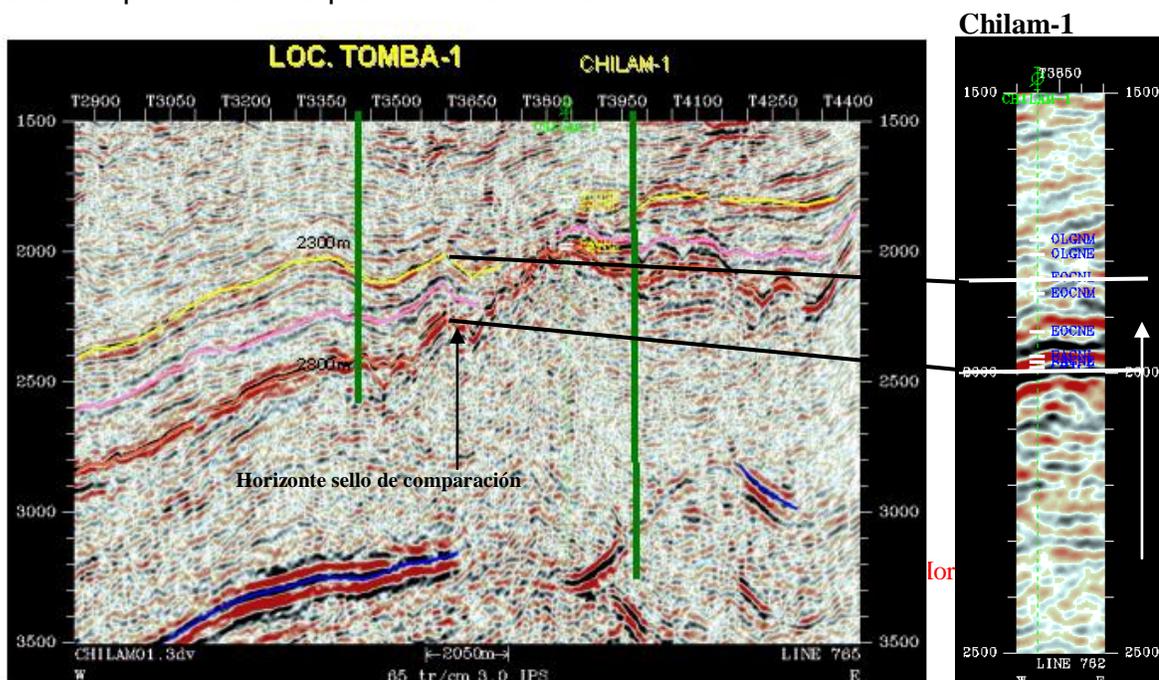


Figura IV.11.1.- línea 765 que muestra la posible trampa estratigráfica.

IV.12.- Análisis de facies sísmicas.

Como ya se citó en capítulos anteriores, los cuerpos analizados en este estudio son: Secuencia A que comprende el Paleoceno Superior al Eoceno Medio. Y la secuencia B que lo integra el Eoceno Superior (Figs. IV.12.1 y IV.12.2).

Las facies identificadas son:

Mounded (Término de R.M.Mitchum, J R. 1977). Longitudinalmente en la sísmica se observan lentes de gran extensión y transversalmente son muy cortos en su posición actual se ven sobre una topografía inclinada y parte de estos están casi en posición que tiende a la horizontal. Su arreglo responden a un acomodo por aporte de flujos continuos, erosionando y sobreponiéndose uno sobre otro.

Su depósito implica alta energía relacionada a flujos sedimentarios provenientes de la plataforma y consecuentemente representan facies de roca almacén .

Subparalela La segunda facies más importante, está distribuida en la parte oriental y en una posición estructural más alta de acuerdo a la inclinación que se ve en la información sísmica.

Este tipo de facies representan una sedimentación normal, en donde los estratos guardan una cierta simetría en su depósito, esto implica una sedimentación sin cambios en cuanto a su energía ó patrones de flujo. Puede interpretarse como una subsidencia uniforme y en su defecto corresponde a un depósito de sedimentos finos.

Esta característica es importante, porque de acuerdo a la posición estructural, esta facies funcionaría como sello para la facies de mounded.

Paralela. Es una facies con características y origen similar a la subparalela, puede convencionalmente considerarse como lo mismo.

Hummocky (R.M.Mitchum, J R. 1977). Se describen como clinoformas con reflectores paralelos internos a subparalelos discontinuos. Se forman concavidades hacia arriba con un arreglo irregular, uniéndose y separándose continuamente. En general son el producto del depósito de alta energía y en este estudio están asociadas a lentes de arenas carbonatadas en la terminación inferior del talud.

Las facies mounded y hummocky están relacionadas a depósitos de alta energía, en estrecha asociación con pendientes topográficas altas, forman sucesión de abanicos de aporte continuo que en ocasiones llegan a erosionar los depósitos preexistentes.

La facies paralela puede corresponder a la acumulación de sedimentos fuera de la influencia de alta energía, al final de los flujos o bien alejado de la parte central de transporte.

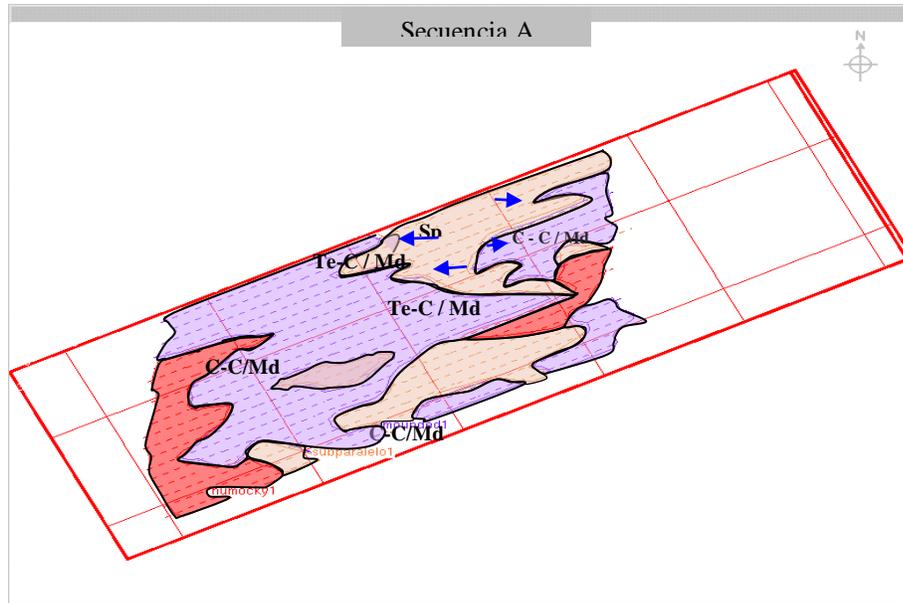


Figura IV.12.1.- La facies mounded (Md) representa la roca almacén y la facies subparalela (Sp) el sello.

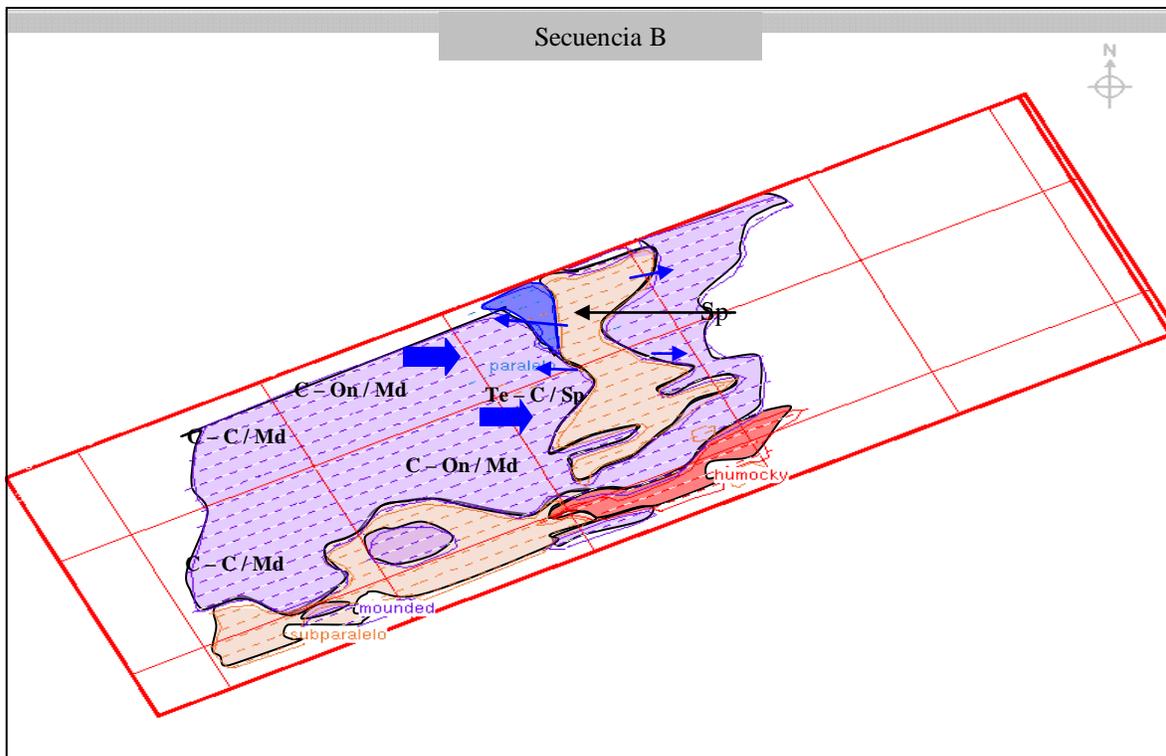


Figura IV.12.2.- La facies mounded (Md) representa la roca almacén y la facies subparalela (Sp) el sello

IV.13.- Configuración en tiempo.

La configuración en tiempo representa profundidades relativas, en este caso en las Figuras. IV.13.1, IV.13.2 y IV.13.3 en las que se configuran las cimas, se muestra la superficie escalonada enmarcada en colores que van de azul a los rojizos, lo que quiere decir que a la izquierda donde está el azul-verdoso significa más profundo ó mayor tiempo lo contrario sucede con los amarillo-rojizos.

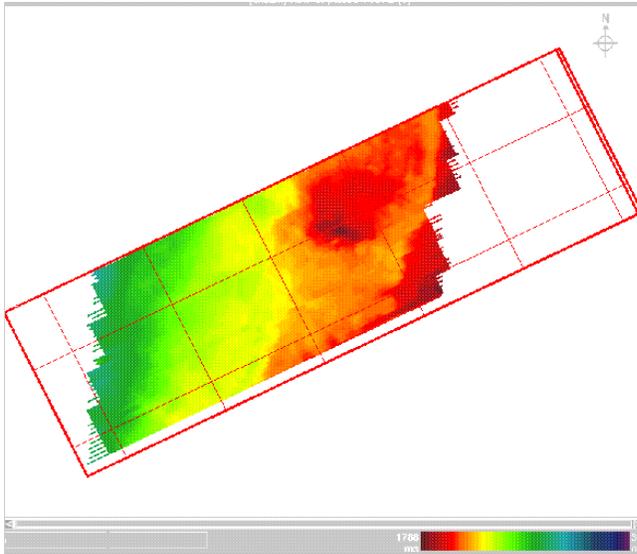


Figura. IV.13.1.- Configuración en tiempo de la cima del Paleoceno, el rojo menor tiempo ó menor profundidad

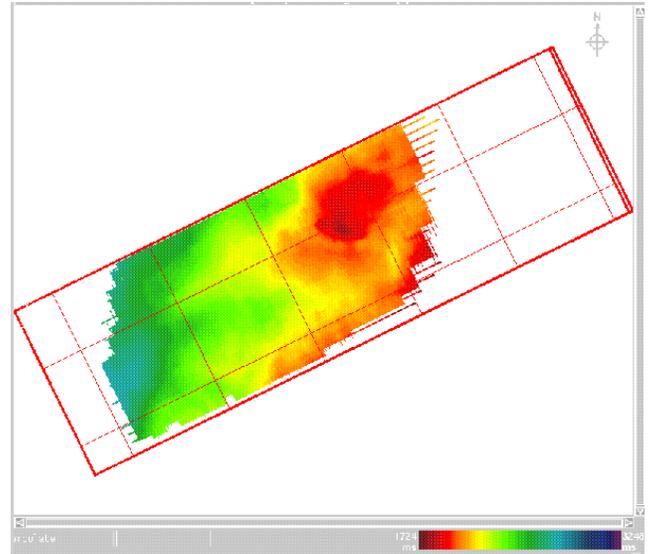


Figura. IV.13.2.- Configuración en tiempo de la cima del Eoceno Medio

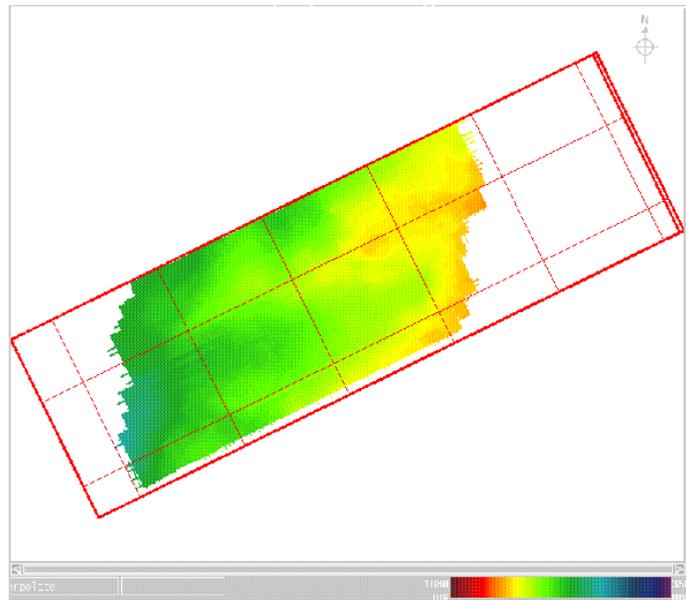


Figura. IV.13.3.- Configuración en tiempo de la cima del Eoceno Superior.

IV.14.- Mapas de isócronas.

Debido a que las trampas postuladas son de tipo estratigráfico y al no presentar cierre estructural, se construyeron planos de isócronas para apoyar la tendencia de depósito e interpretar contornos de facies de roca almacén y la posible relación con la roca sello.

Para mejorar la textura del horizonte sísmico interpretado, se le hizo un barrido de interpolación, el cual consiste en interpretar los espacios sin información, de no realizarlo los límites entre colores estarían reticulados.

En la figura IV.14.1 se delimita en azul el mayor espesor de sedimentos representado en tiempo, tomando la forma de cono ó abanico que se abre en la parte occidental. Los colores verde y amarillo significan menor espacio y el rojo lo mínimo.

Sedimentológicamente se interpreta que el flujo sedimentario es de oriente a poniente posiblemente a través de un cañón submarino y se distribuye con amplitud hacia la izquierda echado abajo en el pie del talud.

El cuerpo más grueso de sedimentos corresponde a la roca almacén, lo rojizo-amarillento a la roca sello.

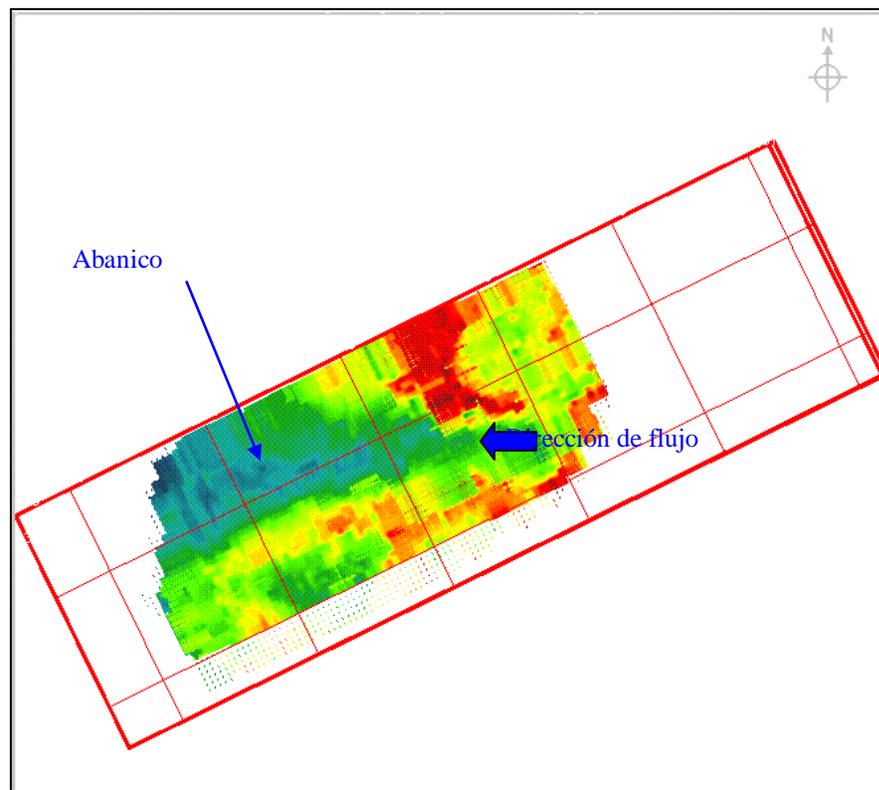


Figura IV.14.1.- Mapa de isócronas de la secuencia A.

En la figura IV.14.2. Parte noroeste se delimita en azul un cuerpo de sedimentos de mayor espacio, que corresponde a una depresión. Hacia el occidente del área, echado abajo se tiene en color verde amarillento y en forma de abanico sedimentos acarreados por flujos, que se hacen de mayor espacio en la misma dirección. En rojo se representa los espacios mínimos. Las facies del abanico (verde) son las probables roca almacén de acuerdo al plano de facies sísmicas. las áreas de coloración rojiza además, de ser de menor espacio son el sello lateral echado arriba.

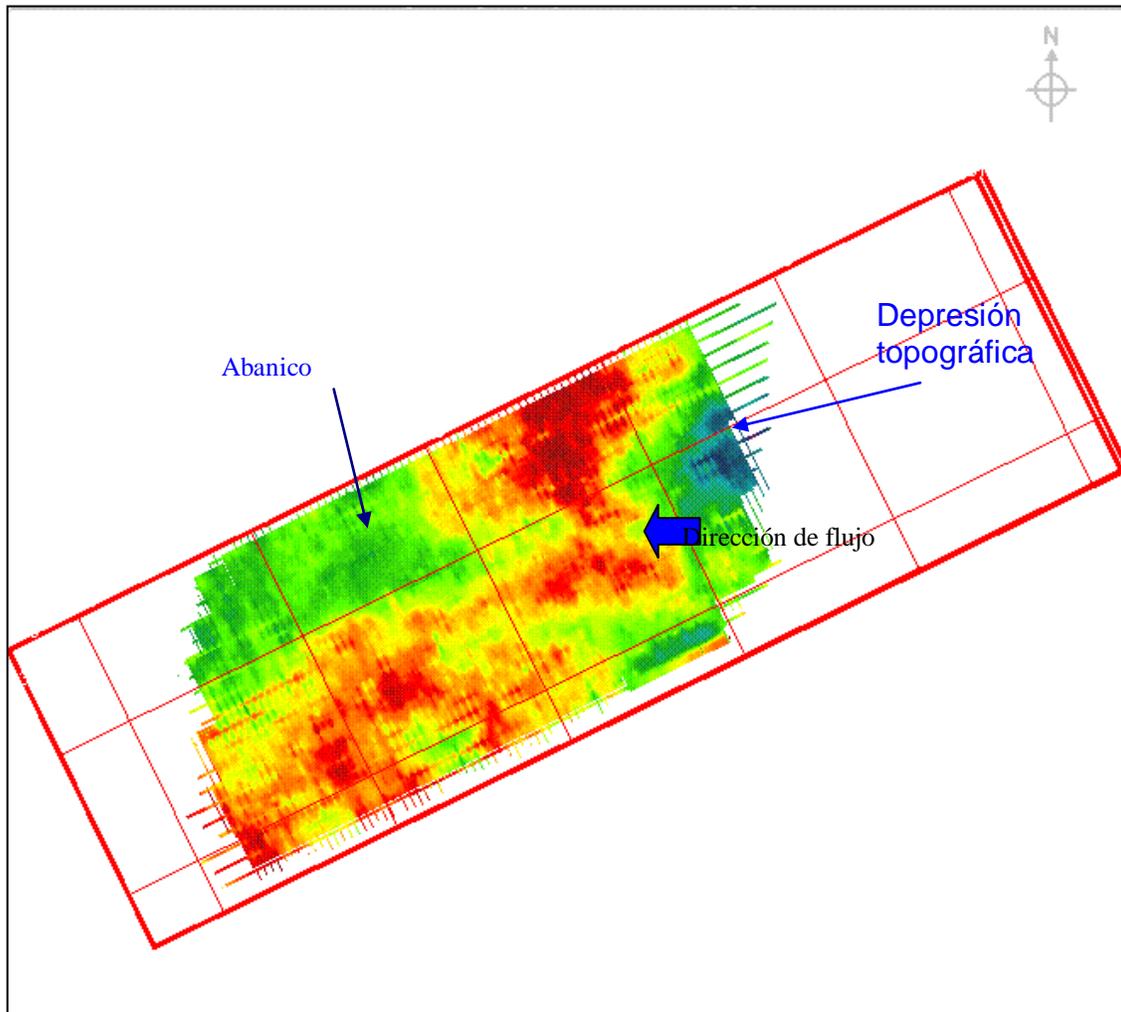


Figura IV.14.2.- Mapa de isócronas de la secuencia B.

IV.15.- Geometría externa.

Basado en la expresión de las isócronas, se define que la geometría externa de ambas secuencias A y B, tiene el mismo comportamiento de abanicos alargados, siendo más evidente el del Paleoceno – cima del Eoceno Medio.

El espesor en ambos esta más desarrollado en la parte central del abanico y disminuye lateralmente. Echado abajo hacia el occidente los abanicos se amplían, en este caso no vemos su terminación porque falta la otra mitad del cubo sísmico.

IV.16.- Proposición de modelos sedimentarios

En la interpretación sísmica de Arroyo, Viveros y Jiménez (1979), definen que la plataforma cretácica es atravesada por un cañón submarino, justo enfrente al pozo Chilam-1 (Fig. IV.16.1), esta información se usó para proponer el modelo sedimentario de las brechas del Cretácico-Paleoceno atravesadas en el pozo citado informe inédito (RMNE-IR-006/98), se supone que estas condiciones paleogeográficas continuaron hasta el Eoceno. En el Capítulo II se mencionó también, la propuesta de abanicos de fondo marino para las calcarenitas del Paleoceno Superior- Eoceno del Campo Cantarell por Gutiérrez et al. (1998).

En éste estudio se considera que la definición del modelo sedimentario es tema de gran importancia, ya que de esto depende el direccionamiento de la exploración. En este punto se integran la sísmica, mapas de facies sísmicas, mapas de isócronas, características litológicas y descripción de morfología externa, para proponer finalmente el modelo de sedimentación.

Basándose en la información elaborada, vemos que los mapas de facies sísmicas, la geometría interna interpretada sugiere flujos lenticulares sobrepuestos, provenientes de la plataforma y la forma externa de los cuerpos es de tipo monticular, lo que apoya el modelo de abanicos de talud y piso de cuenca para las dos secuencias analizadas.

Los sedimentos se depositaron en los frentes de los cañones como abanicos de formas semitriangulares, o bien, como aprones por aporte lineal discontinuo hacia la base del talud y en el piso de la cuenca; Esto se definió con el análisis de un mapa de isócronas (Fig.IV.16.2A) y de un mapa de amplitud a partir de un horizonte aplanado (Fig. IV.16.2B). Las Figuras IV.16.3 y IV.16.4, muestran transporte y depósito de sedimentos arenosos ricos en lodo típicos de estos ambientes, en general se ha interpretado en gran parte del borde de la plataforma (RMNE-IR-0013), un ambiente sedimentario de complejo de abanicos de talud y fondo marino (Fig. IV.16.5).

La paleobatimetría para el depósito de estos abanicos y aprones es interpretada en los estudios de los pozos de la Región Marina Noreste como batial inferior y superior (Fig. IV.16.6). Lo apoyan las condiciones reportadas en la Región Suroeste, Coatzacoalcos y en Veracruz.

Con base en el análisis de las facies almacenadoras postuladas, se infiere que a partir del Paleoceno Medio-Tardío prevaleció un periodo de *highstand* tardío, durante el cual el nivel del mar oscilaba con tendencia regresiva y dejaba periódicamente al descubierto la Plataforma de Yucatán. En muestras superficiales se ha descrito *Microcodium* característico de exposición subaérea (*comunicación verbal del Dr. Berlanga*). La característica ambiental debió continuar hasta el Eoceno Tardío, lo que permitió la erosión de la plataforma y el transporte de los sedimentos resultantes hacia la cuenca como flujos de detritos a lo largo de cañones submarinos (Fig. IV.16.1, IV.16.2A, IV.16.2B y IV.16.3), que erosionaron el borde escarpado de ésta.

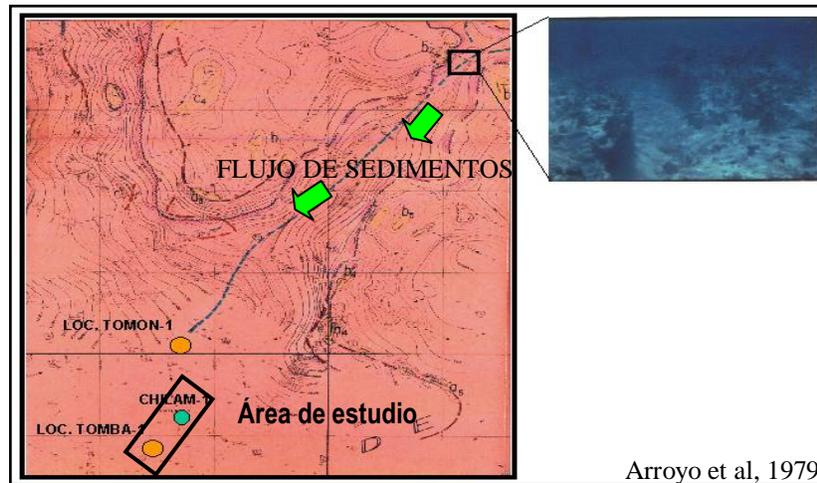


Figura IV.16.1.- Configuración del Paleoceno que muestra un cañón submarino.

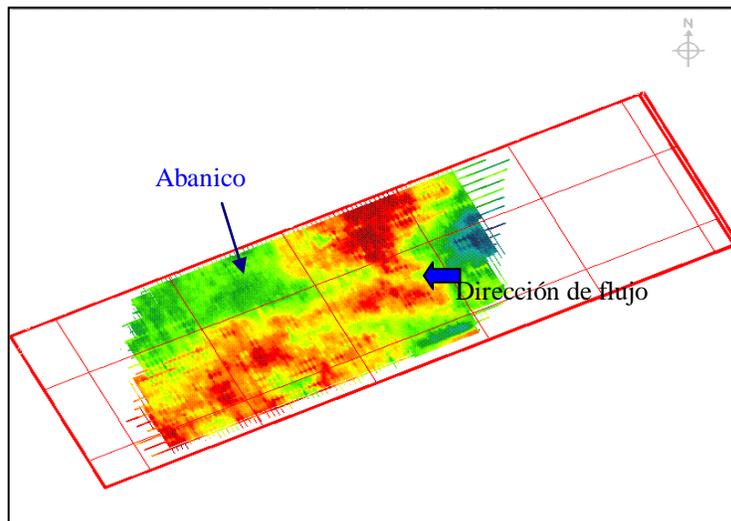


Figura IV.16.2A.- Mapa de isócronas de la secuencia B

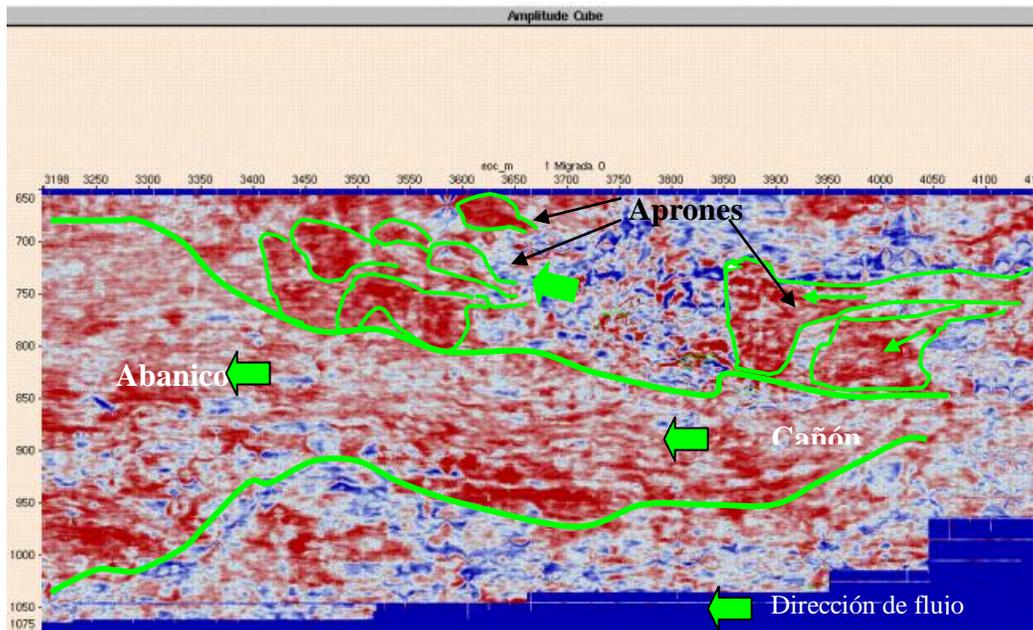


Figura IV.16.2B.- Transporte y acumulación de sedimentos al frente de un cañón y distribución de aprones en el talud y piso de cuenca (mapa de amplitud a partir de horizonte aplanado).

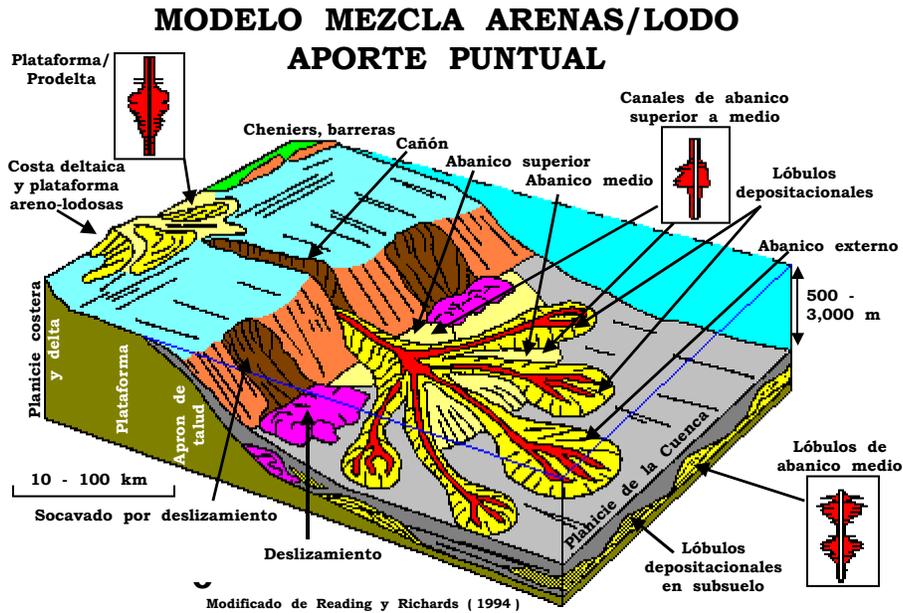


Figura IV.16.3 Transporte y acumulación de sedimentos dentro y al frente de un cañón.

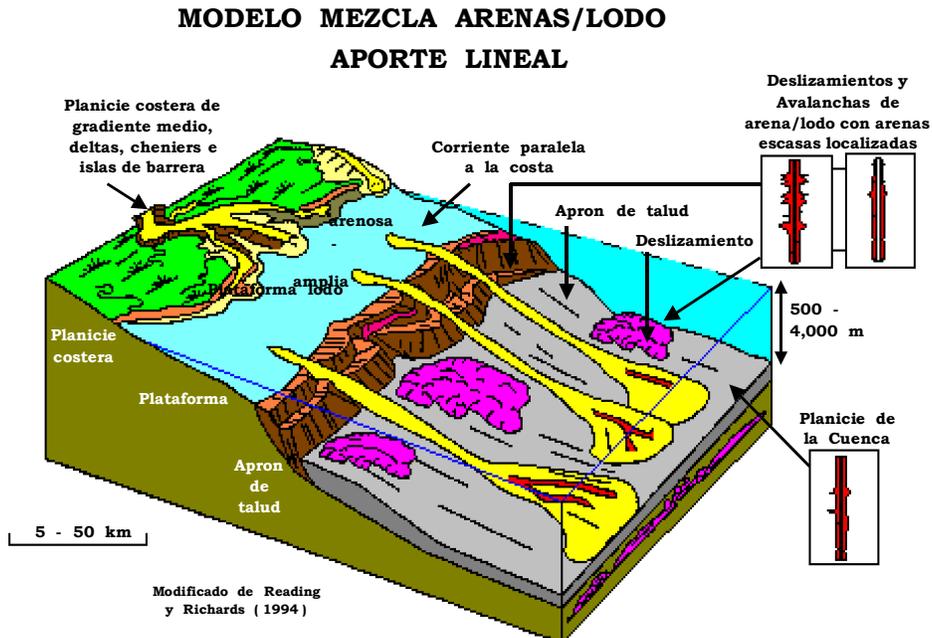


Figura IV.16.4 Aprones por aporte lineal.

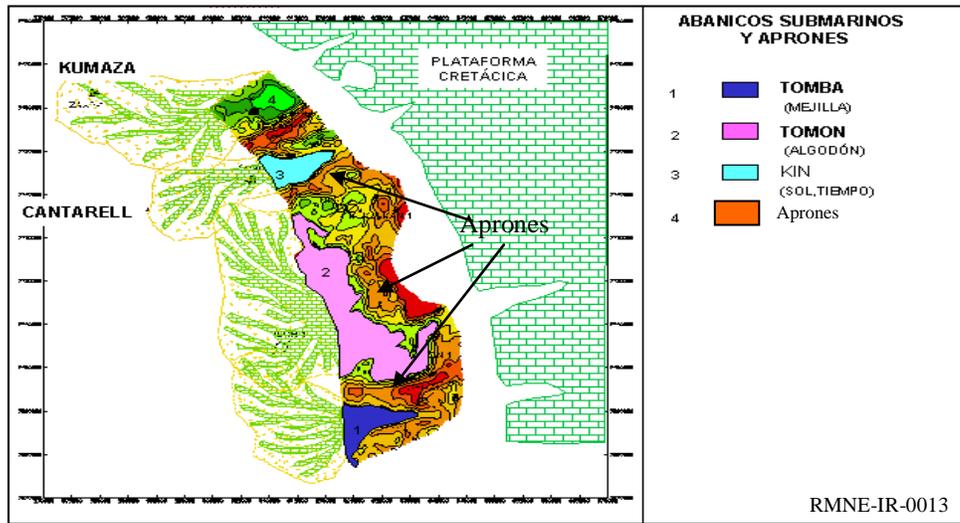
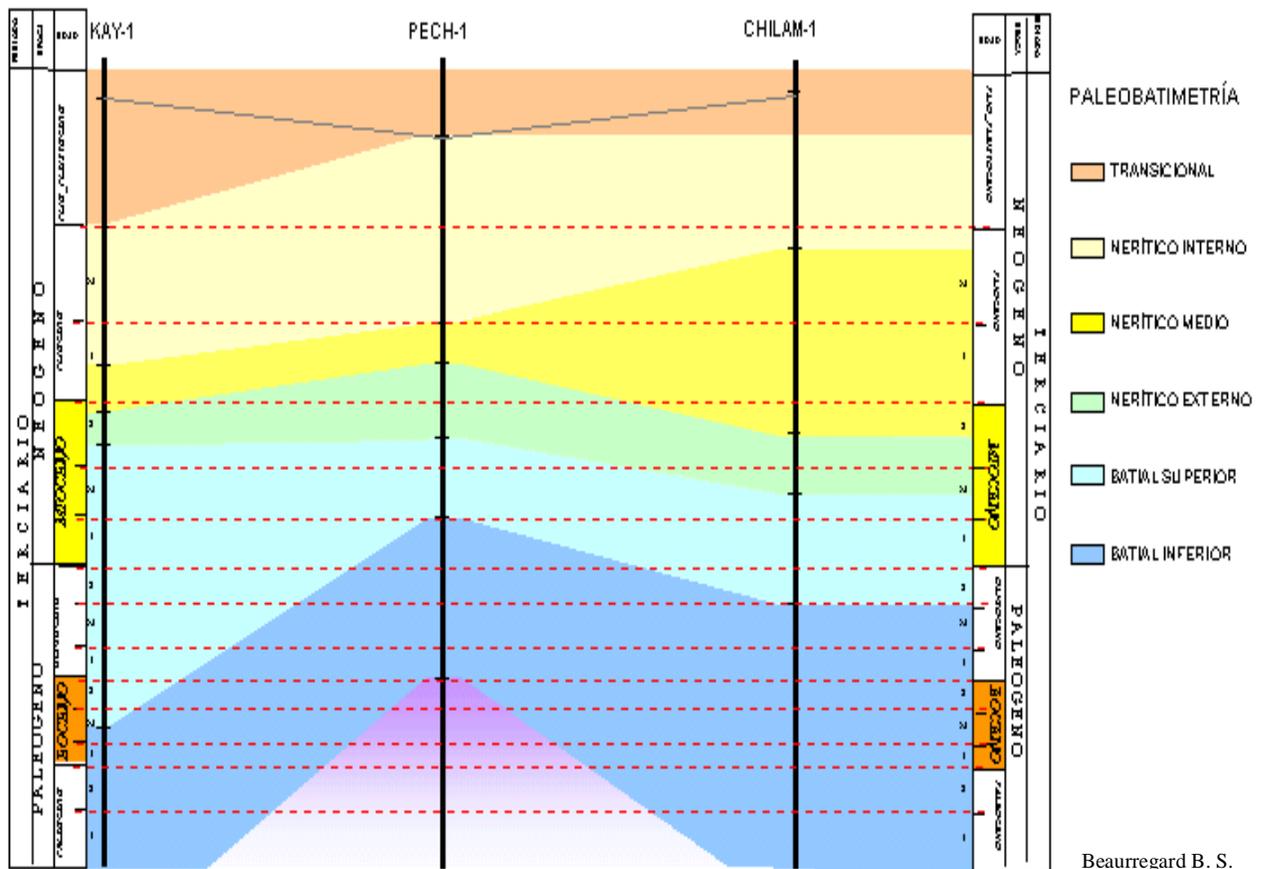


Figura IV.16.5 .- Plano regional del borde de la plataforma



Beauregard B. S.

Figura IV.16.6.- Paleobatimetría del área estudiada

CAPITULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se realizaron análisis de facies sísmicas en el cubo sísmico Chilam 3D. Resultaron tres horizontes principales (Paleoceno-Eoceno Inferior, Eoceno medio y Eoceno Superior) y dos secuencias.

Las dos secuencias están definidas entre las cimas del Paleoceno – Eoceno Medio una y la segunda entre las cimas del Eoceno Medio- Eoceno Superior.

A partir del análisis de facies se proponen áreas de interés petrolero mostrada en los planos de facies como “Mounded” coincide con el área propuesta en el estudio RMNE-IR-0013/ 2000 donde se propone la localización exploratoria Tomba-1 con objetivo Eoceno.

En el área estudiada se propone la existencia de una trampa estratigráfica para alojar hidrocarburos.

El modelo geológico en ambas secuencias corresponde a abanicos de talud al frente de un cañón submarino y también como aprones al pie del talud con aporte lineal de sedimentos.

Se recomienda la perforación de localizaciones exploratorias en trampas puramente estratigráfica con la finalidad de abrir nuevos plays productores.

Para disminuir la incertidumbre del sistema petrolero se sugiere un modelado de prospectos (Paleokitch) en esta área, el cual consiste en definir trampas, volúmenes generados, rutas de migración, volumen cargado en las trampas y tipo de hidrocarburos.

Para apoyar la determinación del potencial petrolero en el Terciario, se recomienda realizar estudios de Caracterización Petrofísica con el software Inverlog, el cual ha dado buenos resultados en la Cuenca de Burgos.

Se recomienda continuar con la especialidad en estratigrafía previa actualización de los programas de estudios.

RESUMEN

Como respuesta de la Administración de Proyectos de Exploración de la Región Marina Noreste a las expectativas de demanda de gas natural, se programó realizar estudios exploratorios en áreas donde históricamente existen horizontes estratigráficos almacenadores de gas. Para esto, se pretende usar las metodologías más actualizadas en Estratigrafía de Secuencias y en software.

Al área estudiada se limitó a la mitad del cubo sísmico Chilam 3D, ubicado al oriente de la Cuenca de Macuspana y a 27 km al norte de la Cd., del Carmen, Campeche.

La columna estratigráfica del Terciario comprende desde el Paleoceno Inferior al Reciente, y está constituida por micritas, lutitas bentoníticas y horizontes arenosos de composición principalmente carbonatada.

Se usó Charisma en la interpretación de tres horizontes sísmicos : Paleoceno, Eoceno Medio y Eoceno superior.

Se establecieron los límites verticales principales, resultando dos secuencias sísmicas.

Se elaboraron mapas de facies sísmicas los cuales representan los ambientes de sedimentación.

El proceso continuó con la elaboración de mapas de Isócronas que representan espacios amplios y mínimos.

El paso siguiente fue comparar facies de roca almacén y sello probadas, contra facies del área estudiada.

La metodología considera construir y usar entre otras cosas, el análisis de mapas de amplitud de un horizonte aplanado.

En el Paleoceno - Eoceno Medio y Eoceno Superior se estableció un modelo sedimentario de complejo de abanicos de talud y piso de cuenca con aporte por cañón submarino. También se definió la existencia de Aprones con aporte lineal discontinuo.

La trampa definida es tipo estratigráfico para los dos horizontes con objetivo Paleoceno- Eoceno Superior, el sello, consiste de rocas micríticas y arcillosas del Terciario, las cuales forman una excelente barrera para el entrapamiento de los hidrocarburos.

Del análisis sísmico-estructural de trabajos realizados en los alrededores del área, se concluye que existen vías de migración en las márgenes de la Cuenca de Macuspana, las cuales tienen una estrecha relación con los focos generadores activos y los horizontes objetivos del Eoceno. No se descarta la posibilidad de que estas pueden ser cargadas con hidrocarburos expulsados por rocas generadoras activas del Tithoniano y Mioceno más profundas dentro de la Cuenca de Macuspana.

Como resultado de este estudio se apoya la propuesta de localización existente en el área (Tomba-1), considerando que del análisis de facies se definen propiedades sísmicas de roca almacén y de sello al comparar ésta con facies comprobadas.

BIBLIOGRAFIA.

Ángeles, Aquino, F. J., 1986. Estudio estratigráfico–sedimentológico del Jurásico Superior en la Sonda de Campeche. Prosp. Jurásico. Coord. Ejec., de Exploración. Suptcia. General de Exploración. Depto de Evaluación Geológica Regional Zona Marina y Geología Regional, Petróleos Mexicanos (Inédito).

Arroyo P.A., Viveros Z.J.G., Jiménez. S. L., Eguía H.A., 1979. Estudio de interpretación geofísica. Prospecto: Oeste de Champotón, Geofísica, S. A. Petróleos Mexicanos. Superintendencia General de exploración, Zona Sur (inédito).

Berlanga, J. A. 1997, Macroforaminíferos del Terciario Inferior Área de Yucatán (tesis doctoral).

Bañuelos, Mendieta O., 1994. Roca almacén del Mioceno-Plio-Pleistoceno en la Sonda de Campeche. Petróleos Mexicanos (Inédito).

Brown, L. F., JR. and Fisher W. L. 1977. Seismic Stratigraphic Interpretation and Petroleum Exploration (Continuing Education Course Note Series # 16).

Brown, L. F., JR. and Fisher W. L. 1979. Principles of Seismic Stratigraphic Interpretation.

Caballero, E., Callejón, A., Holguín, Q. N., and Elrod, L., 1998. Geochemical Correlation of Natural Gases from Macuspana Basin, Mexico. Pemex-Harc (Inédito).

Cia., Chevron 1992. Estudio Geoquímico-Estructural del Sureste de México, (Inédito).

Cias., IMP, HARC., 1998 y 1999. Estudio Geoquímico de la Cuenca de Macuspana Terrestre,(Inédito).

Cia., Wester Geophysical 1973. Trabajo operacional de Gravimetría y Magnetometría “Campeche Marino”, (Inédito).

Cia., Wester Geophysical 1974. Área NW de Campeche (Z.M. 7- Z. S. 333), (Inédito).

Comesa 1979. Interpretación gravimétrica (IGR-ZS 233 y 234), (Inédito).

Coordinación de Delimitación de Campos y caracterización de Yacimientos, RMNE, PEP., 1998. Evaluación de Reservas de las Calcarenitas del Campo Cantarell. APE/CDCCY/RMNE/TEC-004 (Inédito).

Coordinación de Evaluación del Potencial, RMNE, PEP., 2000. Estudio de Interpretación Geológica Geofísica. Análisis de Cuencas. RMNE-EP-006 (Inédito).

Coordinación de Incorporación de Reservas, RMNE, PEP., 1998. Estudio de Interpretación Geofísica Geológica del Área Chilam. RMNE-IR-006 (Inédito).

Coordinación de Incorporación de Reservas, RMNE, PEP., 1997. Estudio Sureste de Nix. RMNE-IR-001 (Inédito).

Digicon Geophysical / Geofísica, S.A., 1979. Interpretación Sismológica Marina (Inédito).

Dunham, R.J., 1962. Classification of carbonate rocks according to depositional texture, in classification of carbonate rocks. W.E. Ham ed., Mem. AAPG, P. 108-121.

Folk, R.L., 1959. Petrology OF Sedimentary Rocks Hemphill Pub. Com., Austin, Texas, 182 p.

Galloway, W.E. D.K. Obday 1983. Terrigenous Clastic Depositional Systems: Applications to Petroleum, coal, and Uranium Exploration. Springer-Verlag, N.Y.

Guzmán V.M. and Mello, R.M., 1994. The habitat of petroleum of Mexican Southeastern Basins: A biological marker approach. Imp-Petrobras .

Holguín Quiñones, N., 1987. Evaluación Geoquímica del Sureste de México, Prospecto IGQ-ZSE-923, Petróleos Mexicanos, p. 9 a 57 (inédito).

Holguín Q. N. y Romero I., M. A. 1982. (Inédito). Estudio Geoquímico en pozos de Exploración en la Sonda de Campeche" (IMP-C-1142), (inédito).

James, N.P., y R.N. Ginsburg 1979. El margen costero de la barrera de Belice y arrecifes de atolón: Publicación especial 3, Asociación Internacional de Sedimentólogos, 191 pp.

Macurda D. B. JR. 1995. Seismic facies ad Sequence Analysis of Terrestrial and Shallow Water Siliciclastics.

Medrano, M. L., Romero, I.M. y Maldonado, V.R., 1996. Los Subsistemas Generadores de la Sonda de Campeche. In Memorias del V Congreso Latinoamericano de Geoquímica Orgánica.

Mitchum, R. M., Jr., 1977. Seismic stratigraphy and global changes in sea level, Part II: Glossary of terms used in seismic stratigraphy, in Seismic stratigraphy Applications to hydrocarbon exploration, CTE. Payton, ed.: p. 205-212. AAPG Mem. 26, Tulsa, Oklahoma, 516 p.

Mitchum, and P. R. Vail, Seismic stratigraphy and global changes of sea level, par; 7: cedure, Seismic stratigraphic interpretation pro-in Seismic stratigraphy-- Applications to hydrocarbon explorati3n, C. E. Payton, ed.: 516 p., 1977, p. 135-143. AAPG Mem. 26, Tulsa, Oklahoma,

P. R. Vail, and J. B. Sangree, 1977. Seismic stratigraphy and global changes of sea level, part 6: Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences, stratigraphy--Applications to hydrocarbon exploration in Seismic C. E. Payton, ed.: AAPG Mem. 26, Tulsa, Oklahoma, 516 p., 1977, p. 117-133.

P. R. Vail, and S. Thompson, III, 1977. Seismic stratigraphy and global changes in sea level, part 2: The depositional sequence as a basic unit for seismic stratigraphic analyses, in Seismic stratigraphy--Applications to hydrocarbon exploration; C. E. Payton, ed.: AAPG Mem. 26, Tulsa, Oklahoma, 516 p., 1977, p. 53-62.

Navarro H. R., Méndez C. C., De Jesús Castro L. T., Zea M. L., Medina V. C. Vail P.R., y Wornardt W.W. 1998. Estudio Estratigráfico del Terciario, Área Cantarell (inédito).

Peters L. J. 1975. Técnicas analíticas basadas en la teoría de potencial, (Introducción a la Prospección Geofísica, Milton B. Dobrin.), p 346

Pozo Cantarell-2239 1984. Estudio paleontológico realizado en muestras de canal y núcleos, (inédito).

Ramsayer G. R., Exxon Production Research Co., 1979. Seismic Stratigraphy, a Fundamental Exploration Tools. Reprinted, Offshore, Technology, Conference.

Romero, I. M. A. y Holguin Q. N., 1984. Estudio Geoquímico en Muestras de Aceite y Roca de los Campos de la Cuenca Salina del Istmo, p. 24 a 26 (IMP-C-1158), (inédito).

Romero, I. M. A. y Maldonado, V. R., 1995. Subsistema generador Oxfordiano; Pemex Exploración-Producción (inédito).

Romero, I. M., Hegre, J. y Maldonado, V. R., 1995. Modelado 1D Genex en el Area Marina de Campeche. Pemex-Total. *in* Memorias del V Congreso Latinoamericano de Geoquímica Orgánica.

Robert R.B., 1978. Exploration for Sanstone Stratigraphy trap.

Sangree P. R. Widmier J. M., 1977. Seismic Stratigraphy and Global Changes of Sea Level, Part 9: Seismic Interpretation of Clastic Depositional Facies, in Seismic Stratigraphy Applications to Hydrocarbon exploration, C. E. Payton, ed. : AAPG MEM. 26, Tulsa, Oklahoma, 516 p., p.165-184.

Santiago , A. J. 1984. Los Campos Petroleros Gigantes del Sureste de México: Conferencia Publicada en el Boletín de la Subdirección Técnica Administrativa, Petróleos Mexicanos, p. 3 a 9, Figs. 1 a 5.

Sloss L. L., 1963. Sequences in Cratonic interior of North America : Geol. Soc. American Bull., v74.p 93-113.

Read J, F., 1985. Carbonate platform facies models. Bulletin, v69, n1, p 1-21.

Rohr G. M., 1991. Exploración Potencial of Trinidad and Tobago. *Journal and Petroleum Geology*, v14(3), p34.

Villamil t., Arango C., Weimer, P., Waterman A., Rowan M. G., Vernai P., Pulham A. J., and Crews J. R., 1998. Biostratigraphic Techniques for Analyzing benthic Biofacies, Stratigraphic condensation, and Key Surface Identification, Pliocene and Pleistocene Sediment, Northern Green Canyon and Ewing Bank (Offshore Louisiana), Northern Gulf and Mexico.

Weimer, P., Bouma A. H. & Perkins B. F., (Eds) 1994. Submarine Fans and turbidite System: GCS-SEPM Foundation 15th Annual Research Conference 440 pp.

Weimer, P., & Link M. H. (Eds), 1991. *Seismic Facies and sedimentary Processes of Submarine Fans and Turbidite System*, 447 pp Springer-Verlag, New York.

Weimer, M. P., Rowan M. G., McBride B. C., & Kligfield R., 1998. Evaluation the Petroleum System of the Northern Deep gulf of Mexico Through Integrated Basin Analysis: An Overview.