

03060

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

14

UNIDAD DE CICLOS PROFESIONALES Y DE POSGRADO

COLEGIO DE CIENCIAS Y HUMANIDADES

POSGRADO EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**DEFORMACION TRANSPRESIVA MIOCENICA Y EL
DESARROLLO DE SISTEMAS DE FRACTURAS EN LA PORCION
NORORIENTAL DE LA SONDA DE CAMPECHE**

TESIS

PARA OBTENER EL GRADO DE

**MAESTRO EN CIENCIAS
(GEOLOGIA)**

PRESENTA

ABACUC CARLOS PACHECO GUTIERREZ

MEXICO, D. F. 2002

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

DEDICATORIA

*A mi padre:
Profr. Eduardo Pacheco Carballido
(Q. E. P. D.)*

Con gran cariño, quien falleció cuando yo era pequeño, aún existen recuerdos de su perseverancia y dedicación al trabajo.

*A mi Madre:
Profra. Natalia Gutiérrez Carrasco
(Q. E. P. D.)*

Dondequiera que se encuentre le dedico este trabajo con cariño y agradecimiento por todo lo que me dio y por la motivación de triunfar en la vida. Con su ejemplo de trabajo y honestidad forjó en mi un espíritu de lucha e integridad.

*A mis hermanos:
Aida, Hugo, Teresa y Livia*

Por el apoyo que siempre me han brindado y la unión que hemos tenido.

*A mi hijo:
Ulises Pacheco Morales*

Con quien he convivido mucho y me ha enseñado a apreciar todo lo que la vida nos da, aprendiendo juntos a vencer obstáculos en el camino en ocasiones muy difíciles.

A María Elena Cepeda González

Con gran cariño por su apoyo en todo momento y porque me ha enseñado a luchar por los objetivos en la vida.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a las autoridades del Instituto Mexicano del Petróleo las facilidades brindadas para llegar a buen término este trabajo de investigación, especialmente a la Dra. Alma América Porres Luna que como Coordinadora de Yacimientos Naturalmente Fracturados siempre tuvo buena disposición en apoyar este trabajo y actualmente como Directora Ejecutiva de Exploración y Producción también me proporcionó el apoyo para culminar esta meta.

De igual manera agradezco al Dr. Esteban Cedillo Pardo Coordinador del Programa de Yacimientos Naturalmente Fracturados, las facilidades que me brindó en la realización de este trabajo para llegar a buen término.

También al Dr. Fernando Castrejón Vácio Ejecutivo de Competencia, por la revisión del manuscrito y sugerencias para mejorarlo, asimismo por la preocupación de integrar este tipo de trabajos a la caracterización de yacimientos.

De una manera especial al Dr. Odranoel Quintero Legorreta (Q. E. P. D.) del Instituto de Geología de la UNAM por la dirección de tesis, lo cual fue importante para definir el trabajo y enmarcarlo en aspectos académicos y de investigación, integrando, discutiendo y complementando varios estudios realizados por el suscrito en la Sonda de Campeche.

Al Dr. Zoltan de Cserna, Dr. Luca Ferrari, Dr. Gustavo Tolson, Dr. Duncan Keppie y Dr. Angel Nieto por haber aceptado ser miembros del jurado, quienes revisaron el texto e hicieron sugerencias para mejor este trabajo.

Finalmente a todos mis compañeros geólogos, geofísicos y petroleros del área de Geociencias y de Ingeniería de Yacimientos del IMP por los comentarios, sugerencias y observaciones que hicieron a este trabajo.

CONTENIDO

	Página
RESUMEN	ix
I.-INTRODUCCION	1
I.1. ANTECEDENTES Y PROBLEMATICA	2
I.2. LOCALIZACION DEL AREA DE ESTUDIO	3
I.3. OBJETIVOS	4
I.4. ESTUDIOS PREVIOS	6
II.-ESTRATIGRAFIA	8
II.1. BASAMENTO	8
II.2. CUBIERTA SEDIMENTARIA	10
II.2.1. Jurásico	11
II.2.2. Cretácico	15
II.2.3. Terciario	17
III.-ANALISIS DE LA DEFORMACION EN LA SONDA DE CAMPECHE	19
III.1. INTRODUCCION	19
III.2. PRESENTACION DEL PROBLEMA	20
III.2.1. Mapas de configuración sísmico-estructurales	22
III.2.2. Perfiles sísmicos	23
III.3. DISCUSION DE LA DEFORMACION	28
III.3.1. Interpretación de configuraciones sísmico-estructurales	28
III.3.2. Interpretación de perfiles sísmicos	35
III.3.3. Estrías de fallas laterales en muestras de núcleo	44
III.4. MODELO DE DEFORMACION TRANSPRESIVA	51
III.5. EDAD DE LA DEFORMACION	59
III.6. LA DEFORMACION TRANSPRESIVA EN EL CONTEXTO DE LA TECTONICA GLOBAL	63

IV.-FRACTURAS ASOCIADAS A LA DEFORMACION TRANSPRESIVA.....	67
IV.1. ANALISIS DE FRACTURAS Y MICROESTRUCTURAS EN NUCLEOS	69
IV.1.1. Metodología empleada	70
IV.1.1.1. Selección de pozos	71
IV.1.1.2. Ubicación cronológica de núcleos	72
IV.1.1.3. Orientación de núcleos	72
IV.1.1.4. Descripción litológica	73
IV.1.1.5. Identificación de estrías de fallamiento	74
IV.1.1.6. Definición de sistemas de fracturas	75
IV.1.1.7. Descripción de fracturas	75
IV.1.1.8. Representación de fracturas en 3D	78
IV.1.1.9. Integración de fracturas y microestructuras con otras disciplinas.	79
IV.1.2. Fracturas verticales con orientación N-S	84
IV.1.3. Fracturas inclinadas 60° a 70° con orientación NNE-SSW	85
V.-CONCLUSIONES	86
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	92

INDICE DE FIGURAS

	Página
Figura I.1	Localización del área de estudio, donde se muestran los principales yacimientos de la Sonda de Campeche 5
Figura II.1	Ubicación de pozos y afloramientos con edades isotópicas de basamento en el sureste de México 10
Figura II.2	Columna estratigráfica representativa del área de estudio construida con base en registros geofísicos de pozo y datos litológicos y paleontológicos obtenidos de muestras de canal y de núcleo 14
Figura III.1	Configuración sísmico-estructural (en tiempo) de la cima de la brecha del Paleoceno-Cretácico del Complejo Cantarell (compilado de Evaluación de Yacimientos IMP, 1997). Localización de secciones A-A' y B-B' 21
Figura III.2	Compilación de configuraciones sísmico-estructurales de la cima de la brecha del Paleoceno-Cretácico Superior de algunos campos en la porción nororiental de la Sonda de Campeche (en tiempo) 24
Figura III.3	Configuración sísmico-estructural (en tiempo) de la cima de la brecha del Paleoceno-Cretácico Superior de la porción nororiental de la Sonda de Campeche (Tomada de Reyes, Sánchez, y Q. C., 1979) 25
Figura III.4	Sección sísmica (A) migrada y convertida a metros con orientación de SW a NE, en la cual se observa, hacia la izquierda la estructura Cantarell y hacia la derecha la deformación es muy leve o no existe 27
Figura III.5	Sección sísmica (B) migrada con orientación de SW a NE, en la que se observa hacia la izquierda la estructura Cantarell y hacia la derecha se manifiesta una leve deformación 27
Figura III.6	Configuración estructural del Campo Tandun al noreste de Java donde se manifiesta el truncamiento de la estructura ocasionado por fallamiento transcurrente (Tomado de Lowell, 1990) 29
Figura III.7	Configuración estructural de la plataforma oriental de la Cuenca de Los Angeles, donde se observa el truncamiento de las curvas de configuración, debido a la Falla Lateral Derecha Whittier (Tomado de Harding, 1974a) 30
Figura III.8	Interpretación de fallas laterales y fallas transpresivas en la configuración sísmico-estructural de la brecha del Paleoceno-Cretácico Superior del Complejo Cantarell (en tiempo). Localización de secciones C-C', D-D' y E-E' 32
Figura III.9	Interpretación de fallas laterales y fallas transpresivas en la configuración sísmico-estructural de la brecha del Paleoceno-Cretácico Superior de algunos campos en la porción nororiental de la Sonda de Campeche (en tiempo) 33
Figura III.10	Interpretación de fallas laterales y fallas transpresivas en la configuración sísmico-estructural de la brecha del Paleoceno-Cretácico Superior en la porción nororiental de la Sonda de Campeche (en tiempo) 34
Figura III.11	Interpretación estructural de la sección C-C' (en tiempo) que corta de SW a NE al Complejo Cantarell, donde se identifican fallas normales e inversas entrelazadas de manera compleja conformando una <i>estructura en flor</i> . BTp – Ks = Brecha Paleoceno-Cretácico Superior; Jst = Jurásico Superior Tithoniano 37

Figura III.12	Figura III.12. Sección C-C' (porción amplificada), donde se muestran las edades obtenidas por paleontología de los pozos que se ubican en la sección, las abreviaturas corresponden a: PT = Profundidad total, Jso = Jurásico Superior Oxfordiano, Jst = Jurásico Superior Tithoniano, Ki = Cretácico inferior, Km = Cretácico medio, Ks = Cretácico superior, BTP-Ks = Brecha Terciario Paleoceno-Cretácico Superior, P = Paleoceno, E = Eoceno, O = Oligoceno, Mi = Mioceno inferior, Mm = Mioceno medio, Ms = Mioceno superior, Ple = Pleistoceno, Re = Reciente	38
Figura III.13	Interpretación estructural de la sección D-D' (en tiempo) que corta al Complejo Cantarell de SW a NE, con distribución compleja de fallas inversas y normales que manifiestan dos vergencias opuestas, formando una <i>estructura en flor</i> . BTP-Ks = Brecha Paleoceno-Cretácico Superior; Jst = Jurásico Superior Tithoniano ..	39
Figura III.14	Figura III.14. Sección D-D' (porción amplificada), donde se muestran las edades obtenidas por paleontología de los pozos que se ubican en la sección, las abreviaturas corresponden a: PT = Profundidad total, Jso = Jurásico Superior Oxfordiano, Jst = Jurásico Superior Tithoniano, Ki = Cretácico inferior, Km = Cretácico medio, Ks = Cretácico superior, BTP-Ks = Brecha Terciario Paleoceno-Cretácico Superior, P = Paleoceno, E = Eoceno, O = Oligoceno, Mi = Mioceno inferior, Mm = Mioceno medio, Ms = Mioceno superior, Pli = Plioceno, Ple = Pleistoceno, Re = Reciente	40
Figura III.15	Interpretación estructural de la sección E-E' (en tiempo) que corta de SW a NE al Complejo Cantarell, donde se identifican fallas normales y un gran cabalgamiento que termina en fallas inversas imbricadas, cuyas relaciones se dan de manera compleja, conformando una <i>estructura en flor</i> . BTP - Ks = Brecha Paleoceno-Cretácico Superior; Jst = Jurásico Superior Tithoniano	41
Figura III.16	Figura III.16. Sección E-E' (porción amplificada), donde se muestran las edades obtenidas por paleontología de los pozos que se ubican en la sección, las abreviaturas corresponden a: PT = Profundidad total, Jso = Jurásico Superior Oxfordiano, Jst = Jurásico Superior Tithoniano, Ki = Cretácico inferior, Km = Cretácico medio, Ks = Cretácico superior, BTP-Ks = Brecha Terciario Paleoceno-Cretácico Superior, P = Paleoceno, E = Eoceno, O = Oligoceno, Mi = Mioceno inferior, Mm = Mioceno medio, Ms = Mioceno superior, Pli = Plioceno, Ple = Pleistoceno, Re = Reciente	42
Figura III.17	Diagrama mostrando transpresión de sentido derecho, con desarrollo de una estructura en flor (Tomado de Lowell, 1990)	43
Figura III.18	Elipse de deformación generada por <i>cizalla simple</i> de sentido derecho, donde se ve la distribución de fallas inversas, normales y laterales, así como la posición de la fractura "P" (Tomado de Lowell, 1990)	53
Figura III.19	Diagrama tridimensional de la Plataforma de Palawan, en el sur de China, donde se observan bloques con deformación transpresiva generando altos y bajos en su evolución (Tomado de Roberts, 1983)	54
Figura III.20	Interpretación de fallas laterales, fallas transpresivas y campo de paleoesfuerzos en la configuración sísmico-estructural de la brecha del Paleoceno - Cretácico Superior de algunos campos en la porción nororiental de la Sonda de Campeche (en tiempo)	57

Figura III.21	Interpretación de fallamiento lateral derecho en la compilación de estructuras de las áreas Chiapas-Tabasco y Sonda de Campeche, donde se aprecia la cercanía con la Plataforma de Yucatán	58
Figura III.22	Sección sísmico-estructural, donde se observa la deformación distensiva del Cretácico Temprano y la deformación transpresiva del Mioceno temprano-medio; el Mioceno superior se observa horizontal, debido a que ya no participa en la deformación, este comportamiento se observa en un gran número de secciones (la escala derecha representa tiempo de viaje de las ondas sísmicas)	61
Figura III.23	Sección sísmico-estructural, donde se observa la deformación transpresiva del Mioceno temprano-medio y la deformación distensiva del Mioceno tardío – Plioceno; las fallas inversas llegan solamente al Mioceno medio (MM) y las fallas normales se presentan en el Mioceno superior (UM) y Plioceno (PL-P). Las abreviaturas restantes corresponden a los periodos geológicos: Cretácico Inferior (Ki), Cretácico medio y Superior (K), Eoceno (E), Oligoceno (O), Mioceno inferior (LM) y sal (SALT), la figura fue tomada de Angeles <i>et al.</i> , 1994	62
Figura III.24	Reconstrucción paleotectónica para el Cretácico medio, donde se observa en el sur de Norteamérica, al Bloque Chortis y al protocaribe, aún no iniciaba el desplazamiento izquierdo de Centro América (Tomado de Ross, y Scotese, 1988)	64
Figura III.25	Posición de las placas tectónicas para el Oligoceno, donde se observa el cambio en el régimen de las placas a partir del Eoceno, cuando empezó a moverse el Bloque Chortis hacia el oriente para formar lo que hoy es América Central (Tomado de Ross, y Scotese, 1988)	65
Figura III.26	Reconstrucción paleotectónica en el sur de Norteamérica para el Mioceno superior (8 Ma), observándose la unión de tres placas: Norteamérica, Cocos y Caribe, esta disposición de placas predominó durante el Mioceno inferior y medio cuando se desarrolló la deformación en la Sonda de Campeche (Tomado de Carfantan, 1986)	66
Figura IV.1	Muestra de núcleo donde se observan dos sistemas de fracturas, uno con planos inclinados 60° y otro con planos verticales, los cuales conectan a cavidades de disolución de distinto tamaño	68
Figura IV.2	Etapas en el estudio de fracturas y microestructuras en núcleos, para definir tipo de fallas, origen de fracturas y direcciones preferenciales de flujo	72
Figura IV.3	Sistema de fracturas con planos verticales (izquierda) y sistema de fracturas conjugadas (derecha) con planos inclinados 60° que comunican al yacimiento en dirección principalmente vertical	73
Figura IV.4	Muestra de núcleo de un pozo horizontal, donde se observan estrias de falla lateral, que presentan cierto componente normal, evidenciando desplazamientos laterales de grandes dimensiones	75
Figura IV.5	Caliza con incipiente dolomitización que presenta un sistema de fracturas de cizalla conjugadas con planos verticales rellenos de calcita	77
Figura IV.6	Sistema de fracturas verticales con disolución en los planos, haciendo más grandes los canales de comunicación	78
Figura IV.7	Representación tridimensional de fracturas y fallas en núcleos e interpretación del paleocampo de esfuerzos que les dio origen	79

Figura IV.8	Configuración sísmico-estructural (mbnm) de la brecha (BTp-Ks) de Cantarell, incluyendo datos microestructurales obtenidos de muestras de núcleo, que modifican el tipo de fallas identificadas por sismología. También se muestran pozos con producción superior a 50 000B/día. Interpretación de fallamiento lateral derecho con base en el análisis de información de subsuelo	80
Figura IV.9	Representación estereográfica de fracturas y estratificación, obtenidas del registro FMI (Schlumberger). Se ha interpretado en el estereonet, la dirección e inclinación promedio de las fracturas	82
Figura IV.10	Sistema de fracturas verticales y cavidades de disolución, la abertura de los planos de fractura, así como su tamaño, facilitan el flujo del yacimiento en sentido vertical	83
Figura IV.11	Correlación de varias fuentes de información para definir origen y dirección de fracturas analizando principalmente muestras de núcleo	83

INDICE DE FOTOGRAFIAS

		Página
Foto - 1	Núcleo donde se aprecian <i>estrías</i> de desplazamiento horizontal con escalones remarcados por recristalización de dolomita; la flecha indica el sentido de movimiento del bloque ausente, lo cual define un fallamiento lateral derecho (Microdolomía; J. Sup. Kimmeridgiano).....	47
Foto - 2	Muestra de núcleo donde se observan <i>estrías</i> de falla lateral izquierda con cierto componente normal, cuyo " <i>pitch</i> " (ángulo inclinado formado por una línea horizontal y la línea de <i>estrías</i> de falla) es de 30°; de igual manera que en la foto anterior, la flecha indica el movimiento del bloque ausente (Brecha dolomítica; T. Pal. – K. Sup.)	47
Foto - 3	Lente tectónico que presenta <i>estrías</i> por ambos lados, las que fueron originadas por un movimiento lateral izquierdo. La flecha indica el sentido de movimiento del bloque ausente y en la porción derecha se aprecia la pared del pozo (Brecha dolomitizada; T. Pal. – K. Sup.)	48
Foto - 4	Misma muestra que la foto anterior donde se observan <i>estrías</i> de falla lateral izquierda con <i>pitch</i> de 12°, aquí se puede apreciar la componente principal del movimiento, a la derecha se tiene la vertical del pozo (Brecha dolomitizada; T. Pal. – K. Sup.)	48
Foto - 5	Núcleo con <i>estrías</i> de falla lateral derecha y <i>pitch</i> de 15°, siendo este tipo de movimiento el más claro y frecuente en el área de estudio, cuya dirección es sensiblemente N-S (Microdolomía; J. Sup. Kimmeridgiano)	49
Foto - 6	Muestra de núcleo donde se observan <i>estrías</i> de falla inversa con cierto componente lateral impresas en plano lístrico evidenciando transpresión; este tipo de fallas se observan en varios núcleos, sobre todo en áreas donde la sísmica identifica fallas inversas (Caliza dolomítica; K. Med.)	49
Foto - 7	Muestra de núcleo donde se aprecian <i>estrías</i> de falla lateral con <i>pitch</i> de 35°; esta falla trunca y desplaza a la columna geológica del yacimiento; en el área de estudio es común encontrar <i>estrías</i> de este tipo, evidenciando zonas importantes afectadas por fallas laterales (Brecha calcárea; T. Pal. – K. Sup.)	50

INDICE DE TABLAS

		Página
Tabla III.1	Microestructuras observadas en núcleos estudiados del Campo Cantarell, dentro de las que predominan <i>estrías</i> de desplazamiento lateral	45
Tabla III.2	Microestructuras observadas en núcleos estudiados del Campo Caan, dentro de las que predominan <i>estrías</i> de desplazamiento lateral	46

RESUMEN

Se estableció un modelo de deformación transpresiva miocénica y la generación de fracturas asociadas en la porción nororiental de la Sonda de Campeche. Para ello se analizaron e interpretaron configuraciones sísmico-estructurales a escalas local y regional; se interpretaron rasgos estructurales en perfiles sísmicos; se estudiaron las relaciones espaciales de fracturas, estrías de fallamiento y microestructuras en muestras de núcleo. La realización de este análisis se complementó con información geológica de subsuelo, modelos tectónicos, estructurales y de fracturas. El modelo planteado es congruente con el episodio tectónico que prevaleció en esta región para el tiempo de la deformación.

Las configuraciones sísmico-estructurales y los mapas a diferentes escalas, permitieron destacar características que evidenciaron la presencia de fallas laterales, pliegues escalonados y fallas inversas. En los perfiles sísmicos locales y regionales, se observaron también estos rasgos estructurales entrelazados de tal manera que conforman “estructuras en flor”, producto de una deformación transpresiva. Se analizaron muestras de núcleo en las que se identificaron abundantes estrías horizontales definiendo franjas de fallamiento lateral derecho.

El análisis cinemático permitió definir una zona de falla de desplazamiento lateral derecho de dimensiones regionales con orientación N-S, que se ubica en el extremo occidental del Complejo Estructural Cantarell, el cual se encuentra truncado y una porción desplazada hacia el norte a lo largo de la zona principal de fallamiento lateral derecho, estimándose 15 km de desplazamiento.

Asociadas a la falla principal existen zonas de fallamiento lateral derecho de pequeña dimensión al oriente y nororiental de Cantarell, manifestándose en las estructuras Bacab, Ek y Balam. Asimismo se pueden observar al norte de Cantarell las estructuras anticlinales Ku, Zaap y Maloob con disposición “en echelon” y truncadas en su extremo oriental por la zona principal de fallamiento lateral derecho.

Para establecer los sistemas de fracturas en subsuelo se desarrolló una metodología de análisis en núcleos que incluye diversas etapas, en las que se analizan los atributos de las fracturas en muestras de núcleo y se asocian con microestructuras, se orientan los rasgos microestructurales con redes estereográficas y se relacionan con estratificación y con estructuras mayores identificadas por métodos sísmicos. Para realizar este análisis, se revisaron e interpretaron 218 núcleos de 105 pozos que cubren nueve campos petroleros.

Los sistemas de fracturas que se identificaron en los yacimientos de aceite y gas del área de estudio, fueron originados por la deformación transpresiva del Mioceno temprano-medio y por la deformación extensiva miocénica tardía-pliocénica. En el primer caso, el sistema de fracturas presenta planos verticales de dirección N-S asociado con el desarrollo de fallas laterales; estas fracturas se presentan en ambos lados de las fallas. En el segundo caso, el sistema de fracturas presenta planos inclinados 60° a 70° con orientación NNE-SSW, el cual fue generado por el emplazamiento de fallas normales.

El episodio tectónico más intenso en el área de estudio que dio origen a las estructuras anticlinales, fallas y trampas petroleras más importantes, corresponde a un evento transpresivo que se desarrolló durante el Mioceno temprano-medio, el cual comprimió, giró y desplazó a la secuencia de rocas previamente formadas; el esfuerzo máximo compresivo para este evento es de dirección NE-SW, con rompimiento de las estructuras a través de la "fractura P" de dirección N-S. Otro episodio también importante fue el evento distensivo del Mioceno tardío-Plioceno el cual generó fallamiento normal y fracturas asociadas.

Los campos de mayor producción de hidrocarburos se ubican en la zona de fallamiento lateral principal o cercanos a ella, debido a que se conjugan varios factores que influyeron en la maduración, migración y acumulación de hidrocarburos, factores que fueron favorecidos por la generación de fracturas principalmente verticales que facilitaron la comunicación.

Con base en las evidencias encontradas en el análisis de la deformación, se considera que en el área estudiada se localizan las mejores zonas de acumulación de hidrocarburos de la Región Marina; sobre todo en la franja principal de fallamiento lateral derecho o contiguas a ella, debido a que en esta área se identificó un estilo estructural de "Wrench tectonics assemblage" que es de los ambientes tectónicos de mayor acumulación de hidrocarburos a escala mundial.

CAPITULO I

INTRODUCCION

Los grandes yacimientos de hidrocarburos en México, se encuentran en rocas carbonatadas con alta porosidad secundaria y gran permeabilidad, debido a la presencia de cavidades de disolución y a la abundancia de fracturas; por este motivo es de primordial importancia el estudio detallado de estos rasgos secundarios, para definir el comportamiento de los yacimientos fracturados de México.

Las fracturas en las rocas no son elementos distribuidos casualmente, sino rasgos estructurales con orden y distribución bien definidos, ya que su existencia responde a esfuerzos que se generan en la corteza terrestre, cuyo origen es principalmente tectónico. A escala regional, los esfuerzos producen en las rocas rasgos particulares manifestados como estructuras mayores; por ello para conocer el origen de las fracturas es necesario definir y caracterizar el tipo de estructuras presentes; asimismo, conocer la evolución estructural para llegar a establecer un modelo de deformación congruente con la información geológica.

Los estudios de microestructuras en geología superficial realizados por diversos autores han sido de mucha utilidad porque han resultado congruentes con las estructuras mayores; estudios que también el suscrito ha realizado principalmente en la porción norte del País. En el subsuelo de México no se había trabajado con estas herramientas; sin embargo, se considera necesario realizar este tipo de análisis en rocas carbonatadas y complementarlo con el análisis de fracturas en muestras de núcleos, lo cual dará pauta para entender y establecer el modelo de deformación para la porción nororiental de la Sonda de Campeche.

La información geológica de subsuelo en esta área es abundante por lo que se considera debe analizarse de manera sistemática, poniendo énfasis en lo referente a macroestructuras y microestructuras; en el ámbito de esta última debe realizarse un análisis en muestras de núcleo existentes en la columna mesozoica del área, lo cual permitirá definir el tipo de fallas y su cinemática, debido a que las microestructuras y, específicamente, los planos de falla estriados constituyen rasgos cinemáticos que indican movimiento de bloques de diverso tamaño.

El análisis de la estratigrafía y la caracterización litológica del basamento y de los niveles estratigráficos más importantes, se realizará con la finalidad de entender con mayor claridad el arreglo estructural y el comportamiento de la deformación frágil y dúctil en el área de estudio.

I.1. ANTECEDENTES Y PROBLEMATICA

La mayor producción de hidrocarburos en la República Mexicana proviene de yacimientos con abundantes fracturas naturales, ubicados en la Sonda de Campeche, cuyas rocas son del Jurásico Superior al Paleoceno inferior. Los yacimientos de esta región no están caracterizados en cuanto a las fracturas; tampoco se conoce su relación de este con las estructuras mayores que conforman las trampas petroleras. Asimismo, la deformación que se ha planteado por varios autores (Rosillo y Escalante, 1986; Angeles *et al.*, 1994; Bally *et al.*, 1994; Namson *et al.*, 1995), como una cizalla pura, no está apoyada en rasgos estructurales que se analizaron, ya que estos muestran algo muy diferente.

Los yacimientos con abundantes fracturas como lo menciona Nelson (1985), en general, son más difíciles de evaluar que los yacimientos convencionales, ya que en estos es necesario conocer la densidad y la conexión de las fracturas, aspectos

relacionados directamente con su origen. Estos datos son de primordial importancia en la caracterización de yacimientos petroleros que se encuentran en formaciones afectadas por fracturas naturales, como es el caso de los campos ubicados en el área de estudio.

Las estructuras que se presentan en la porción nororiental de la Sonda de Campeche, en general, son complejas y en muchos casos es difícil establecer correlación entre un yacimiento y otro; también es común encontrar eventos tectónicos sobrepuestos que enmascaran la evolución estructural del área y en ocasiones se confunden.

Por lo mencionado líneas arriba se considera necesario realizar un análisis estructural y microestructural a escala local y regional que nos lleve a entender la evolución de dichas estructuras en la porción nororiental de la Sonda de Campeche y nos permita establecer un modelo de deformación que mejore el conocimiento de los yacimientos con abundantes fracturas de esta área.

I.2. LOCALIZACION DEL AREA DE ESTUDIO

El área de estudio se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, en la porción sureste de la República Mexicana, al occidente de la Península de Yucatán. Pertenece a la plataforma continental y se ubica en lo que se denomina Sonda de Campeche. Como referencia se encuentra frente a los estados de Campeche y Tabasco, sobre lo que tectónicamente se conoce como Pilar Reforma-Akal (Ayala *et al.*, 1984). Es la región del País más importante desde el punto de vista de producción de hidrocarburos (Fig. I.1)

I.3. OBJETIVOS

Con la necesidad de conocer a detalle aspectos relacionados con la deformación dúctil (plegamiento) y frágil (fracturas y fallas) de los campos ubicados en el área de estudio, se consideró conveniente enfocar el estudio a los siguientes objetivos:

- Definir y caracterizar con mayor precisión los sistemas de fracturas sustentados en su génesis en espacio y tiempo, con base en la deducción del campo de esfuerzos, utilizando para este análisis muestras de núcleos y apoyándose en diversas fuentes de información indirecta que nos permitan establecer un modelo de fracturas para el área de estudio.
- Establecer un modelo de deformación confiable con base en el análisis estructural y microestructural, que explique la complejidad de ciertas estructuras y sus relaciones aún no bien entendidas para mejorar el conocimiento de los yacimientos con fracturas naturales.
- Contribuir a la comprensión de las pruebas de producción de pozos, mediante la caracterización de las fracturas, lo cual influye de manera importante en el comportamiento de los yacimientos. Esto permitirá programar de una manera más adecuada la recuperación primaria, secundaria y mejorada de los yacimientos.

I.4. ESTUDIOS PREVIOS

El inicio de los estudios geofísico-geológicos en la Sonda de Campeche data del año de 1949, cuando se realizaron estudios exploratorios llevados a cabo por Petróleos Mexicanos, en la plataforma continental del Golfo de México, frente a los estados de Tabasco y sur de Veracruz, con los cuales se definieron varios altos estructurales asociados a intrusiones salinas, entre la que se encuentran Tortuguero, Chicozapote Marino y Santa Ana.

El primer pozo productor de aceite en la plataforma continental de esta región del Golfo de México fue el Tortuguero-1 terminado en enero de 1950, el cual fue productor en sedimentos del Mioceno. Posteriormente en 1959, se descubrió el Campo Santa Ana y en el año de 1971 se perforó el pozo Marbella-1 resultando productor de aceite y gas en sedimentos también del Mioceno (Informes inéditos de PEMEX).

Posteriormente, en 1969 y 1970 se realizó un levantamiento de sismología de reflexión abarcando el área antes mencionada, desde Coatzacoalcos, Ver. hasta Frontera, Tab., limitándose al norte por la isobata de 40 m, definiendo algunas estructuras como las de Marbella, Gaviota y Almeja. La información geológica obtenida de los pozos perforados en la Península de Yucatán y norte de Campeche, en los años de 1955 a 1966 y los del área mesozoica de Chiapas-Tabasco, así como los datos geofísicos en la parte continental adyacente al área, permitieron la elaboración de mapas paleogeográficos principalmente del Jurásico y Cretácico, los que mostraron que en la Sonda de Campeche existían condiciones sedimentológicas y estructurales similares a las áreas Chiapas-Tabasco. Esto, aunado a la presencia de manifestaciones de hidrocarburos confirmados en 1971 a 70 km al NW de Ciudad del Carmen, Campeche, dio lugar a que los trabajos sismológicos que se efectuaban frente a las costas de Tabasco en 1972, se extendieran hacia el oeste de las costas

de Campeche, en las que se delinearon 30 estructuras, siendo la de Chac la que mejor definición y características estructurales presentaba.

En junio de 1974 se inició la perforación del Pozo Chac-1, que alcanzó rocas del Jurásico Superior (Oxfordiano), resultando productor de aceite y gas en calizas clásticas del Cretácico Superior - Paleoceno. Posteriormente se descubrieron más estructuras, como son: Akal, Bacab, Abkatún, Nohoch, Kutz, Ku, Maloob, Ek, Ixtoc, Pol, Chuc, Caan, Batab y otras.

Con el descubrimiento de estas estructuras, se realizaron varios trabajos geológicos y geofísicos; los primeros encaminados principalmente a conocer la columna geológica, su espesor y sus cambios de facies; los segundos se enfocaron a detallar altos estructurales con sismología tridimensional.

Trabajos de tipo estructural relacionados con el conocimiento de la deformación y las fracturas no existen o son muy escasos. Angeles *et al.*, en 1994, realizó un trabajo estructural, donde dividió el área marina en seis provincias morfoestructurales, describió los estilos estructurales y aspectos generales de la deformación. Bally *et al.* (1994), Sangree *et al.* (1995), Namson *et al.* (1995) por medio del análisis de estratigrafía de secuencias y apoyándose en secciones balanceadas, caracterizaron los aspectos estructurales a escala regional. Sin embargo, estudios detallados de algún campo en cuanto a las fracturas y microestructuras a escala de pozo, no existen.

Con estos antecedentes y con la producción de aceite de los campos gigantes y supergigantes descubiertos en esta región del País, se sabe que la acumulación de hidrocarburos en la Sonda de Campeche está asociada principalmente a trampas de tipo estructural que manifiestan una compleja distribución de fracturas y presencia de abundantes cavidades de disolución y cavernas, que necesariamente se relacionan con varios eventos de deformación que ha sufrido esta región.

CAPITULO II

ESTRATIGRAFIA

Es importante establecer la caracterización litológica y estratigráfica tanto del basamento como de la cubierta sedimentaria con la finalidad de comprender con mayor claridad el arreglo estructural y el comportamiento mecánico de las diferentes unidades en la deformación tanto frágil como dúctil que se presenta en el área de estudio.

Como se ha mencionado, el área que nos ocupa se ubica en la Sonda de Campeche. En esta región se cuenta con abundante información estratigráfica, sobre todo de la cubierta sedimentaria, debido al gran número de pozos perforados, los cuales han aportado información interesante de la columna geológica; no sucede lo mismo para el basamento, ya que ningún pozo perforado hasta la fecha en la Plataforma de Campeche ha llegado a cortarlo; solamente se puede deducir con base en la correlación de datos cercanos donde se tiene información de dicho basamento.

II.1. BASAMENTO

Los datos de basamento más cercanos al área de estudio de los que se tiene conocimiento, corresponden a información de pozos perforados en el continente, dentro de los que se pueden mencionar están: el Pozo Cobo-301, en el que se encontraron rocas cristalinas determinadas como granito de biotita, el cual fue fechado por el método K-Ar, dando una edad de 312 ± 25 Ma y de 285 ± 23 Ma. (Fig. II.1), edades que corresponden a Carbonífero y Pérmico respectivamente (Mandujano *et al.*, 1992). Otros pozos cercanos al área son: el Villa Allende-1,

donde se reportan esquistos, cuya edad isotópica es de 317 ± 8 Ma (Carbonífero); el Pozo Yucatán-1 penetró una secuencia de capas rojas que sobreyacen a esquistos; estos últimos dieron una edad isotópica de 190 ± 30 Ma. (Viniegra, 1971). Igualmente, en el Pozo Quintana Roo-1 se reporta una diorita cuya edad isotópica corresponde a 583 ± 42 Ma y 285 ± 23 Ma (López, 1979).

En superficie se han reconocido secuencias sedimentarias, volcano-sedimentarias, meta-sedimentarias y metamórficas del Paleozoico superior, como en las Montañas Maya de Belice, donde rocas marinas se interestratifican con pórfidos félsicos del Pensilvánico-Triásico (Hall y Bateson, 1972). En Chiapas en el área de Chicomuselo (Fig. II.1), afloran rocas sedimentarias y metasedimentarias que subyacen en discordancia angular a la Formación Todos Santos (Pacheco y Barba, 1984), cuyas edades obtenidas con base en fusulínidos, corresponden al Pérmico (Malpica, 1977). Esta secuencia se encuentra intrusionada por cuerpos graníticos y granodioríticos de edad permo-triásica (Pacheco y Barba, *op. cit.*).

Otra localidad donde se conocen datos isotópicos en superficie, se localiza en el Batolito de Chiapas donde se reporta un granito de biotita fechado por el método K-Ar, cuya edad es de $246 \pm$ Ma, así mismo otro granito de 239 ± 5 Ma (Damon *et al.*, 1981); además, existen otros seis fechamientos por el método K-Ar realizados también por Damon. Se tienen otras edades obtenidas por el método K-Ar en el IMP reportadas por Pacheco y Barba (*op. cit.*) como del Permo-Triásico, relacionadas con eventos magmáticos del Paleozoico tardío en el oriente del Cratón de Norteamérica.

De los datos mencionados, se puede considerar que el basamento que soporta a la cubierta sedimentaria mesozoica en el área de estudio, debe corresponder a un basamento muy heterogéneo constituido por una secuencia meta-sedimentaria y metamórfica en la facies esquistos verdes, intrusionada por cuerpos graníticos y granodioríticos del Permo-Triásico y debe tener relación en cuanto a su

origen, con los eventos del oriente y suroriente del Cratón de Norteamérica asociados con una colisión debida al cierre de Pangea.

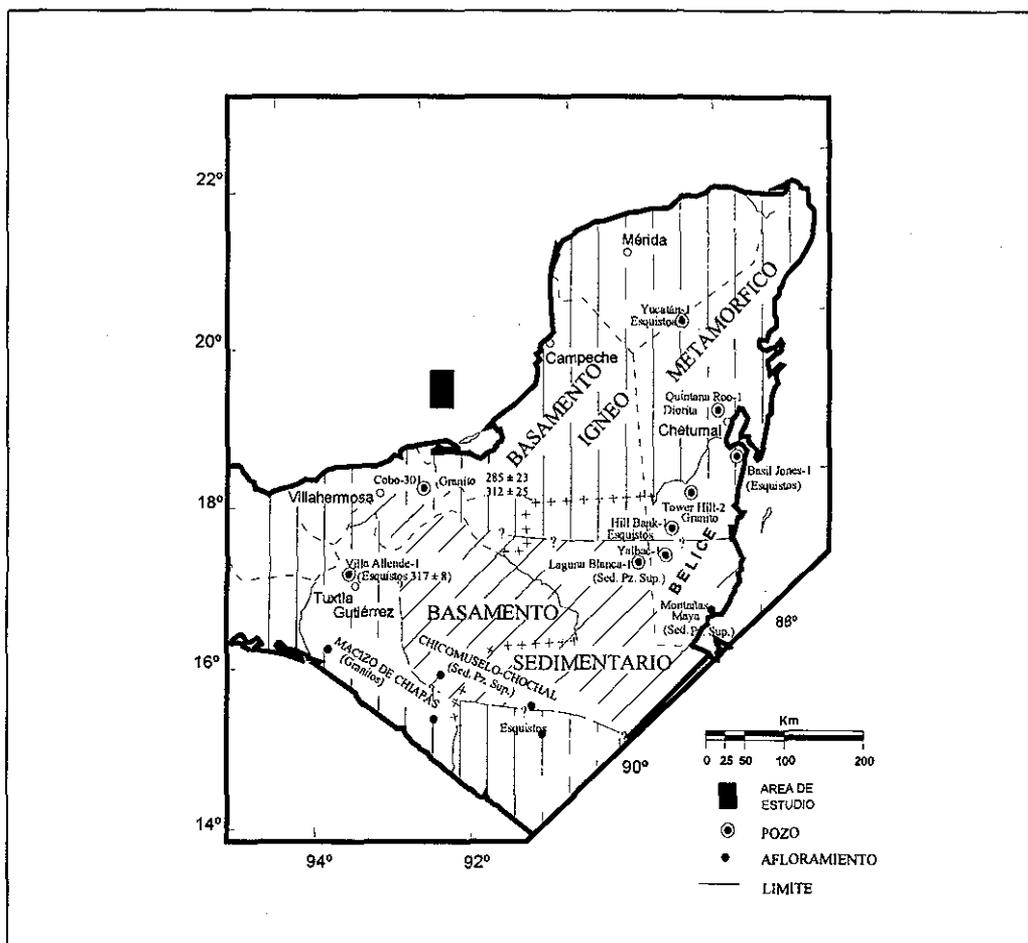


Fig.II.1 Ubicación de pozos y afloramientos con edades isotópicas de basamento en el sureste de México.

II.2. CUBIERTA SEDIMENTARIA

En el área de estudio se cuenta con abundante información relacionada con la cubierta sedimentaria. Esta información corresponde principalmente a muestras de núcleo, muestras de canal y registros geofísicos de pozo, fuentes que proporcionan datos valiosos del subsuelo, apoyando de manera importante el control estratigráfico.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La columna estratigráfica del área se puede dividir en tres sistemas principales que son equivalentes con los periodos Jurásico, Cretácico y Terciario. El Sistema Jurásico está representado principalmente por rocas terrígenas que se intercalan con rocas carbonatadas. El Cretácico está representado por rocas carbonatadas parcialmente dolomitizadas y para el Terciario predominan los terrígenos con algunos niveles de brechas calcáreas y de calcarenitas.

Los depósitos más antiguos que han sido cortados en la perforación de pozos para la Sonda de Campeche corresponden al Oxfordiano; en varias estructuras se ha encontrado sal dentro de la columna mesozoica en forma de intrusiones, de lo que se deduce, existe en el subsuelo y se infiere de edad calloviana con base en la correlación de la Sal Louan del noreste del Golfo de México (Humphris, 1978). A continuación se describe la columna estratigráfica de la porción nororiental de la Sonda de Campeche.

II.2.1. Jurásico

Calloviano. En esta área se ha identificado sal en varios pozos, pero en forma de intrusiones; sin embargo, con información sísmica se ha interpretado que existe sal por los reflectores caóticos que se tienen debajo de la penetración de los pozos. Asumiendo que la Sonda de Campeche está relacionada con la apertura del Golfo de México, deben existir depósitos de sal contemporáneos con la Sal Louan (Humphris, 1978), la cual ha sido considerada como del Calloviano y por eso se considera que la sal en el subsuelo de esta área debe corresponder también a esta edad.

Oxfordiano. Las rocas de edad oxfordiana han sido cortadas por 16 pozos exploratorios en el área, sin haber cortado el espesor total de la unidad. Por otro lado se ha cortado una secuencia que probablemente sea la mas baja estratigráficamente

en toda la Zona Marina, la cual consiste de un *packestone* de peletoides (Angeles, 1996) y se considera de esta edad.

Se han encontrado rocas del Oxfordiano en la mayoría de las estructuras del área de estudio, por lo que se considera que su distribución es amplia en esta porción. Sin embargo, a escala regional la distribución del Oxfordiano se presenta principalmente en la porción oriental de la Sonda de Campeche.

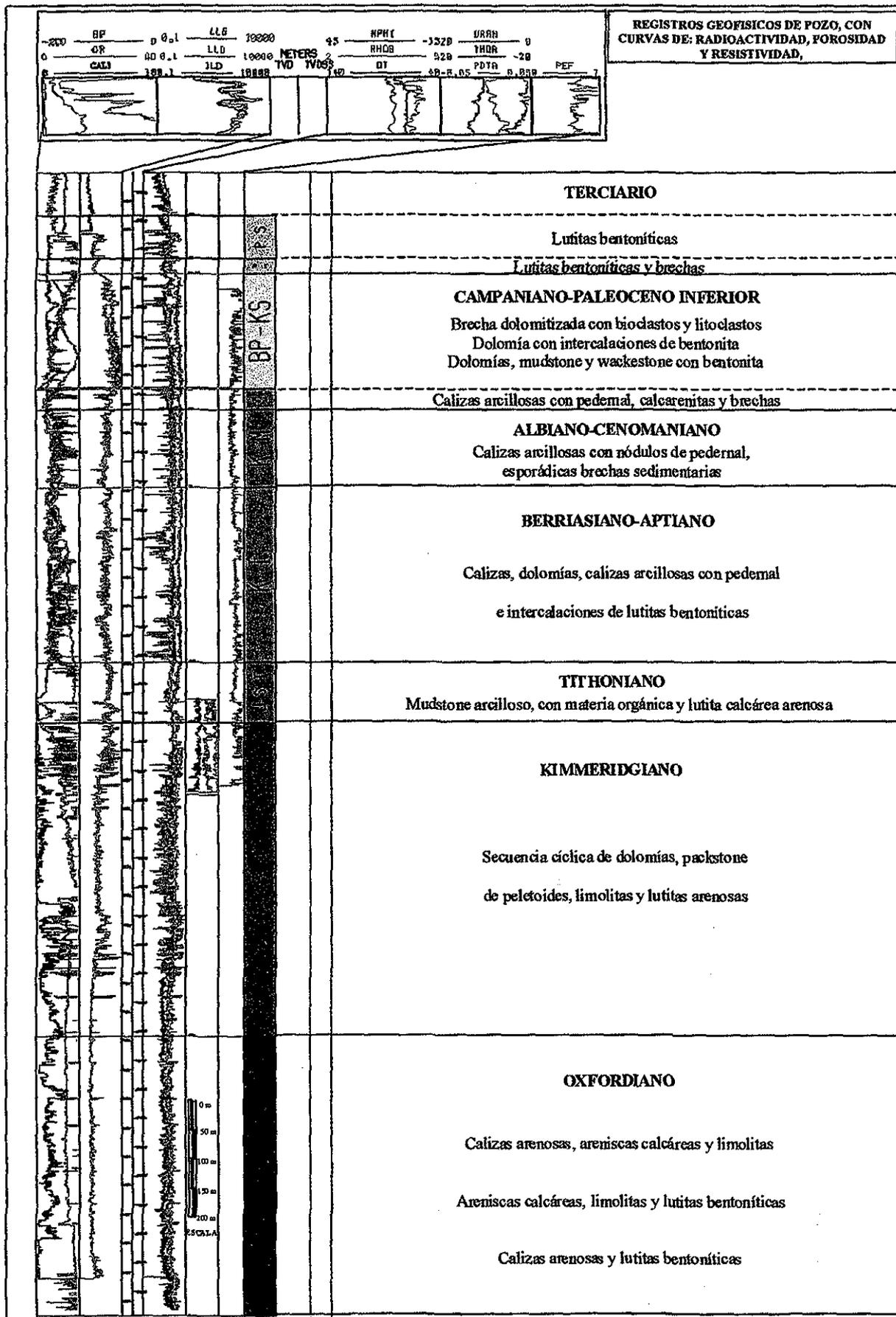
Litológicamente la parte inferior está constituida por calizas arenosas con *pelets* que gradúa hacia arriba a lutitas bentoníticas (Fig. II.2); en la parte media del Oxfordiano, se encuentra una alternancia de areniscas calcáreas, limolitas y lutitas bentoníticas y en la parte superior se presenta una secuencia de calizas arenosas que cambian hacia la cima a areniscas calcáreas y limolitas con anhidrita; no se conoce su base y su relación estratigráfica con las rocas sobreyacentes es concordante. El espesor que se ha penetrado en esta secuencia varía de 57 m a 440 m, sin lograr atravesarla. La edad que se ha determinado para esta unidad está basada en microfósiles como *Caucasella oxfordiana* y *Globuligerina oxfordiana* que la ubican en el Oxfordiano tardío (Lugo, 1976; Ornelas *et al.*, 1993; Angeles, *op. cit.*).

Kimmeridgiano. En la Región Marina se tienen reportados 50 pozos que han perforado rocas de esta edad, de los cuales 18 han atravesado la secuencia completa. Estas rocas se distribuyen ampliamente en el área de estudio y están constituidas principalmente por una secuencia cíclica de dolomías, *packestone* de peletoides, limolitas y lutitas arenosas; el contacto inferior es concordante con la unidad oxfordiana (Fig. II.2) y el superior es también concordante con rocas de edad tithoniana. El espesor cortado es variable, sin embargo, se considera como promedio 454 m. La edad determinada para esta unidad está dada por amonitas encontradas en núcleos que son *Nebrodités* y *Taramelliceras*, así como por microfauna como *Rhaxella sorbyana* que corresponden al Kimmeridgiano (Cantú, 1992; Angeles, *op. cit.*).

Tithoniano. Las rocas de esta edad se presentan como un horizonte muy importante en el subsuelo del sureste de México debido a varias razones; en primer lugar es el horizonte que mayor contraste ofrece con la secuencia cretácica, lo cual ayuda a reflejar las ondas sísmicas, por lo que se le identifica claramente en las líneas sísmicas de esta región; en los registros geofísicos de pozo es muy fácil identificarlo por la disminución en las lecturas del registro de rayos gama (Fig. II.2 curva azul del carril izquierdo) debido al alto contenido de arcilla y materia orgánica. Además este horizonte tiene una amplia distribución geográfica, lo cual ha sido de utilidad para establecer correlaciones estratigráficas a escala regional.

Litológicamente el Tithoniano está constituido, en la parte inferior, por *mudstone* arcilloso con abundante materia orgánica, ocasionalmente con delgadas intercalaciones de lutita; en la parte media consiste de lutitas calcáreas arenosas, con intercalaciones de margas y calizas arcillosas; hacia la cima se presenta un *mudstone* arcilloso, algunas veces de aspecto cretoso parcialmente dolomitizado. Esta unidad sobreyace en concordancia al Kimmeridgiano y su contacto superior con el Cretácico Inferior es también concordante.

El espesor varía de 100 m a 250 m según datos de pozos de esta área, aunque de manera general son más delgados al oriente y más gruesos al occidente. La edad de esta unidad se determinó por medio de la siguiente microfauna: *Eotrix alpina*, *Lombardia arachnoidea*, *Lombardia angulosa* *Calpionella alpina*, *Crasicollaria massutiniana*, así como con amonoideos *Suarites sp.* *Duranguites sp.*, *Salinites sp.* y *Protoncycloceras sp.*, abarcando del Tithoniano temprano al tardío (Ornelas *et al.*, 1993; Cantú, 1977; Angeles, *op. Cit.*)



TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Figura II.2 Columna estratigráfica representativa del área de estudio construida con base en registros geofísicos de pozo y datos litológicos y paleontológicos obtenidos de muestras de canal y de núcleo

II.2.2. Cretácico

Berriasiano-Aptiano. Las rocas de esta secuencia han sido cortadas por casi todos los pozos exploratorios que se ubican en el área de estudio, por lo cual se consideran de una amplia distribución, correspondiendo a facies de *mar abierto*, mientras que las *facies de plataforma* se ubicarían al oriente hacia la plataforma de Yucatán. Litológicamente esta edad está representada por una secuencia de calizas, dolomías, calizas arcillosas con pedernal y algunas intercalaciones de lutitas bentoníticas; dicha secuencia presenta en ciertos niveles influencia de dolomitización y es ahí donde se registra impregnación de hidrocarburos; en algunos campos petroleros se tiene buena producción de aceite en estos niveles. Sobreyace de manera concordante a rocas del Tithoniano y su contacto superior también es concordante con rocas del Albiano. El espesor es variable, sin embargo, se calcula en 250 m el promedio. La edad se ha determinado por medio de microfauna como *Calpionella alpina*, *Tintinnopsella carpathica*, *Nannocunus bermudezi*, *Nannoconus steinmanni*, *Nannoconus colomi*, *Nannoconus truitti* (Salmerón, 1982).

Albiano-Cenomaniano. Las rocas de esta edad se encuentran distribuidas en toda el área de estudio ya que 57 pozos, principalmente exploratorios, así lo demuestran. La litología está representada principalmente por calizas arcillosas con nódulos de pedernal, en algunos niveles se presentan brechas sedimentarias y en otros, esporádicas calcarenitas con cierta influencia de dolomitización y además existen intercalaciones de lutitas bentoníticas; en algunos campos esta unidad presenta horizontes con abundante porosidad primaria y secundaria, constituyendo buenos niveles productores de hidrocarburos. El contacto inferior es concordante con rocas del Aptiano y su contacto superior corresponde a rocas del Albiano que se encuentran en discordancia debajo de rocas del Turoniano (Salmerón, *op. cit.*). El espesor promedio para esta secuencia corresponde a 160 m. La edad de estas rocas se ha determinado por medio de microfauna como es: *Colomiella recta*, *Nannoconus truitti*, *Nannoconus minutus* (Salmerón, *op. cit.*), la cual corresponde

únicamente al Albiano inferior, lo que define la discordancia con las rocas sobreyacentes.

Turoniano-Maestrichtiano. En el área se encuentra ampliamente distribuida esta secuencia, ya que ha sido cortada por más de 104 pozos, de los cuales la mayoría corresponde a pozos de desarrollo. Litológicamente se puede dividir en dos miembros, el inferior que consiste de calizas arcillosas con pedernal y algunas intercalaciones de calcarenitas y de brechas sedimentarias, cuya edad abarca del Turoniano al Coniaciano y el miembro superior denominado Brecha del Paleoceno-Cretácico Superior.

En el Campaniano-Maestrichtiano-Paleoceno inferior, se ubican las rocas de mayor importancia desde el punto de vista económico-petrolero, ya que algunos pozos perforados en esta unidad, durante su vida productiva han alcanzado producciones superiores a los 50 000 barriles por día (BPD); esta unidad consiste de una brecha sedimentaria dolomitizada con intercalaciones esporádicas de arcilla.

La denominada Brecha del Paleoceno-Cretácico Superior, se puede dividir en tres litologías principales que son: la parte inferior representada por una secuencia de dolomías de textura fina y *mudstone* y *wackestone* dolomíticos, con intercalaciones de horizontes delgados de bentonita, lutita calcárea y nódulos de pedernal; la parte media consiste de una dolomía de textura fina a gruesa con clastos líticos y biógenos y algunas intercalaciones de horizontes bentoníticos y arcillo-calcáreos; la parte superior consiste de una brecha dolomitizada con bioclastos y litoclastos principalmente de calizas y dolomías, con ausencia de estratificación; el ambiente de depósito que se le ha definido (por personal de PEMEX. Informes inéditos) corresponde a un talud externo, ubicado al oeste de la Plataforma de Yucatán; esta brecha alcanza espesores hasta de 200 m, disminuyendo hacia el suroeste, hasta desaparecer fuera del área de estudio.

En estudios recientes realizados por Grajales *et al.* (1993, 1996, 2000) y Cedillo *et al.* (1992, 1994a, 1994b), consideran a esta brecha como el resultado del impacto del meteorito que originó el Cráter del Chicxulub, con base en que han encontrado cuarzo de impacto y material eyectado. Sin embargo, nosotros hemos estado en los afloramientos estudiados por los autores mencionados y en esta secuencia se pueden observar características que sugieren que la brecha tiene influencia tanto paleogeográfica como del impacto del Chicxulub; sobre todo en la porción superior donde se observa una microbrecha con material eyectado.

La brecha productora en la región marina, presenta alta porosidad secundaria por disolución y fracturas cuyos valores alcanzan hasta 20%. La edad de esta brecha ha sido determinada por microfauna encontrada en la matriz y en las intercalaciones arcillosas, la cual corresponde a: *Heterohelix sp.*, *Globo truncana linneiana*, *Chubbina cardenasensis*, *Sulcoperculina globosa*, *Globorotalia trinidadensis* (Salmerón, 1982); dicha fauna ubica a esta unidad en el Campaniano-Paleoceno temprano.

II.2.3. Terciario

El Terciario ha sido cortado por todos los pozos exploratorios, encontrándose ampliamente distribuido en el área de estudio. En la columna sedimentaria el inicio del Cenozoico se caracteriza por un cambio en el tipo de sedimentación que está marcado por un contraste entre los carbonatos del Cretácico y los terrígenos del Paleoceno. La columna terciaria del área, se inicia aún con la presencia de brechas de talud que se intercalan con lutitas bentoníticas; estratigráficamente hacia arriba, esta secuencia se hace progresivamente más terrígena hasta que predomina una secuencia de lutitas bentoníticas y hacia la cima se encuentran algunas intercalaciones de brechas y calcarenitas ubicadas en el Eoceno inferior y medio.

El Oligoceno está caracterizado por la presencia de lutitas bentoníticas. En la parte alta del Mioceno inferior se depositan lutitas, lutitas bentoníticas y areniscas. El Mioceno medio registra etapas muy marcadas de erosión, ocasionando una discordancia regional, con ausencia parcial de sedimentos del Mioceno medio e inferior; localmente existen evidencias de erosión que alcanzó hasta el Eoceno superior y medio. En muchos pozos el Mioceno superior descansa en discordancia sobre el Oligoceno inferior (Salmerón, *op. cit.*) y en otras áreas el Mioceno superior sobre el Eoceno medio. Este evento de erosión se asocia con la deformación que se desarrolló durante el Mioceno temprano y el Mioceno medio, por la actividad compleja en la evolución del punto triple NA-C-A (placas Norteamérica, Cocos y el Caribe); esta deformación fue la responsable de la conformación de las trampas estructurales de esta región. Durante el Mioceno tardío se registra una secuencia arcillo-arenosa que relleno las depresiones contemporáneas con la formación de fallas normales lístricas. Durante el Plioceno continúa el depósito de terrígenos pero ahora representados por areniscas arcillosas, principalmente.

El espesor para la secuencia del Terciario es muy variable, ya que depende de la posición en que se ubique uno con respecto a los altos o bajos estructurales y a las fallas. Las edades referidas del Paleoceno al Plioceno están documentadas en varios trabajos bioestratigráficos realizados en el Instituto Mexicano del Petróleo (Salmerón, 1980 y 1982; Ornelas, 1993; Soto y Zamudio, 1988).

CAPITULO III

ANALISIS DE LA DEFORMACION EN LA SONDA DE CAMPECHE

III.1. INTRODUCCION

La Sonda de Campeche tiene la mayor producción de hidrocarburos en la República Mexicana. Esta región se ha venido estudiando cada vez con mayor detalle debido a su importancia desde el punto de vista económico-petrolero, teniéndose a la fecha un importante acervo de información, en lo referente a registros geofísicos de pozos, muestras de núcleos, datos sísmicos en 3D, así como información relativa al comportamiento dinámico de los yacimientos.

Cantarell fue la primera estructura perforada en la Plataforma Continental de la Sonda de Campeche y es el campo de mayor producción de hidrocarburos en México (Fig. III.1); se ha considerado como un complejo estructural con tres altos estructurales, Akal, Nohoch y Chac (Ayala *et al.*, 1984), o como un anticlinal ligeramente recostado hacia el NE y fallamiento inverso, limitado al occidente por una falla normal (Rosillo y Escalante, 1986); El Complejo Estructural Cantarell se caracteriza por su gran relieve estructural, cuya altitud de la cima en la unidad productora varía de 1,100 a 3,200 mbnm, así como por su potente espesor impregnado de hidrocarburos, baja saturación de agua y alta porosidad y permeabilidad. Estos últimos aspectos son debidos principalmente a las abundantes cavidades de disolución de diverso tamaño que presenta la unidad productora y al gran número de fracturas.

Al igual que la estructura Cantarell, otros yacimientos también presentan importancia en cuanto a la producción de hidrocarburos, tal como Abkatun, Pol, Chuc, Caan, Ku, Zaap y Maloob, entre otros; en total, esta región produce el 78 % de la producción nacional de aceite (PEMEX, 1999), por lo que es de gran importancia el conocimiento detallado de estos yacimientos.

III.2. PRESENTACION DEL PROBLEMA

En la Sonda de Campeche se presentan algunas estructuras con relaciones no bien entendidas, como es el caso del Complejo Estructural Cantarell y estructuras que lo circundan, de las cuales no se tienen estudios detallados desde el punto de vista estructural. En esta región es necesario realizar estudios de caracterización de yacimientos enfocados a los aspectos estructurales, para definir la estructura, tipo de fallas, origen de fracturas y, en general, conocer con detalle sus relaciones genéticas; lo anterior tiene importancia debido a que estos parámetros controlan la acumulación y el flujo de hidrocarburos. Por otro lado, es conveniente relacionar las estructuras presentes en esta área a escala regional, para conocer el origen de la deformación.

Por lo mencionado líneas arriba, se considera conveniente realizar un análisis de la deformación a escala regional, apoyándose en el análisis estructural basado en la interpretación de configuraciones sísmico-estructurales de la cima de la brecha del Paleoceno-Cretácico Superior, con la finalidad de comprender el comportamiento y las relaciones estructurales entre los yacimientos, al ubicarlos en un contexto más grande.

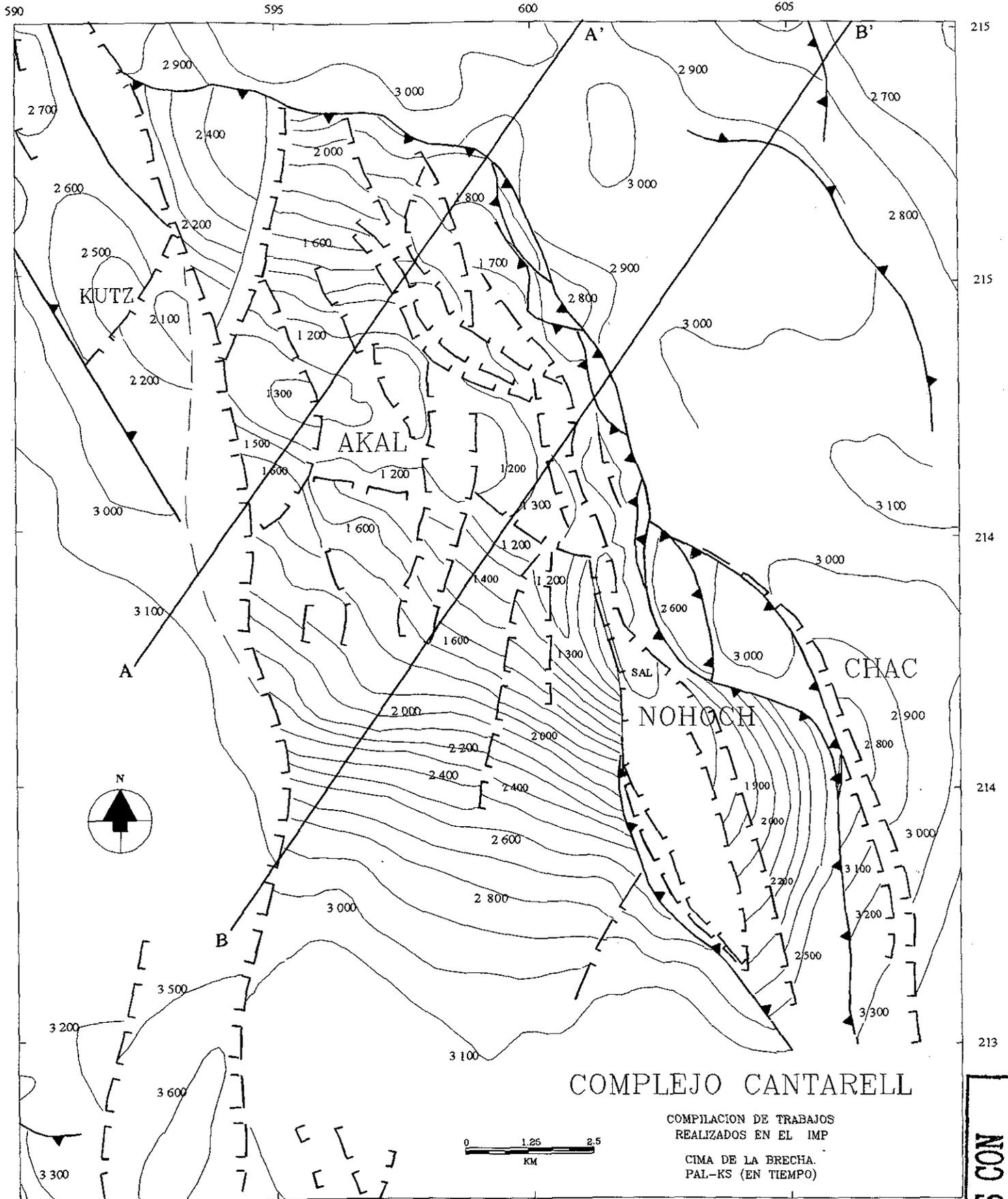


Figura III.1 Configuración sísmico-estructural (en tiempo) de la cima de la brecha del Paleoceno-Cretácico Superior del Complejo Cantarell (compilado de Evaluación de Yacimientos IMP, 1997). Localización de secciones A-A', B-B'

 Falla normal
  Falla inversa
 Las curvas de configuración están acotadas en milisegundos

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Asimismo, es necesario realizar la interpretación de líneas sísmicas, a escalas tanto local como regional, con el apoyo de datos estratigráficos, registros geofísicos e información estructural y tectónica. Finalmente, realizar un análisis microestructural (estructuras de escala decimétrica) en muestras de núcleo, para el conocimiento detallado de los yacimientos y para apoyar al establecimiento del modelo estructural al utilizar los indicadores cinemáticos como son las estrías de fallas.

III.2.1. Mapas de configuración sísmico-estructurales

Complejo Estructural Cantarell. Al analizar la configuración sísmico-estructural de la cima de la brecha del Paleoceno Cretácico Superior en el Complejo Estructural Cantarell (Fig. III.1), realizada por geofísicos de Evaluación de Yacimientos del IMP (1997), se puede observar una estructura conformada por tres bloques, Akal, Nohoch y Chac. El primero ocupa la porción norte y oeste, donde se encuentra la culminación de la estructura. Hacia la porción sureste del Complejo se encuentra el bloque Nohoch que corresponde a un anticlinal muy apretado, más bajo estructuralmente que el Bloque Akal, dando la apariencia (en planta) de un lente. El límite occidental del bloque Nohoch, se da con el bloque Akal; dicho límite se ha interpretado por geólogos y geofísicos de PEMEX e IMP, como una falla inversa con vergencia al oeste. Su límite oriental lo constituye una cabalgadura con vergencia al este, que lo ponen en contacto con el bloque Chac. Este último constituye un bloque cabalgado y por consecuencia se encuentra más bajo estructuralmente que los anteriores. El Complejo Estructural Cantarell, en general, se observa como si fuera la mitad de un anticlinal, de dirección NW-SE con su flanco noreste cabalgando y su porción oeste truncada abruptamente por una falla (Fig. III.1 y Fig. III.2).

En el extremo occidental del Complejo Estructural Cantarell se observa claramente el truncamiento de las curvas de configuración, debido a una discontinuidad (zona de falla) de dirección N-S y hacia el oeste, aparece un área sin relieve estructural, lo que nos indica que no se trata de una falla normal como se

había interpretado por técnicos de PEMEX e IMP (Fig. III.2). En la porción oriente y suroriente del Complejo, donde el bloque Akal queda separado del bloque Nohoch por un accidente tectónico NNW-SSE, ha sido interpretado por personal de PEMEX como falla inversa con vergencia al oeste. Otra falla con dirección semejante a la anterior, la han interpretado como falla inversa de vergencia al oriente que separa al bloque Nohoch del bloque Chac, este último ubicado al oriente.

Al observar la Figura III.2 que corresponde a una integración de configuraciones sísmico-estructurales de la cima de la brecha, podemos distinguir la existencia de anticlinales con un arreglo “en échelon” en la porción noroeste, que están representados por las estructuras Ku, Zaap y Maloob. Estas estructuras están truncadas en su porción oriental debido a una falla de dirección NNW.SSE, e inmediatamente al oriente desaparece su contraparte, para dar paso a estructuras más amplias y con ejes de pliegues de diferente dirección.

El truncamiento occidental del Complejo Estructura Cantarell y el oriental de los anticlinales Ku, Zaap y Maloob coinciden con una fosa tectónica (graben) que en mapas de configuración sísmico-estructurales, personal de PEMEX identifica como zona de reflejos múltiples con dirección sensiblemente NS (Fig.III.3). También se pueden observar al oriente de Takín estructuras truncadas por discontinuidades, las que han sido, hasta la fecha, interpretadas como fallas inversas.

III.2.2. Perfiles sísmicos

En la porción nororiental de la Sonda de Campeche se tienen diversas interpretaciones estructurales de un mismo perfil sísmico, debido principalmente a que existe una zona de reflejos múltiples (graben) que enmascara a los verdaderos reflectores, ocasionando interpretaciones erróneas porque no son congruentes con el contexto estructural regional. Este problema se presenta en la mencionada zona y áreas adyacentes.

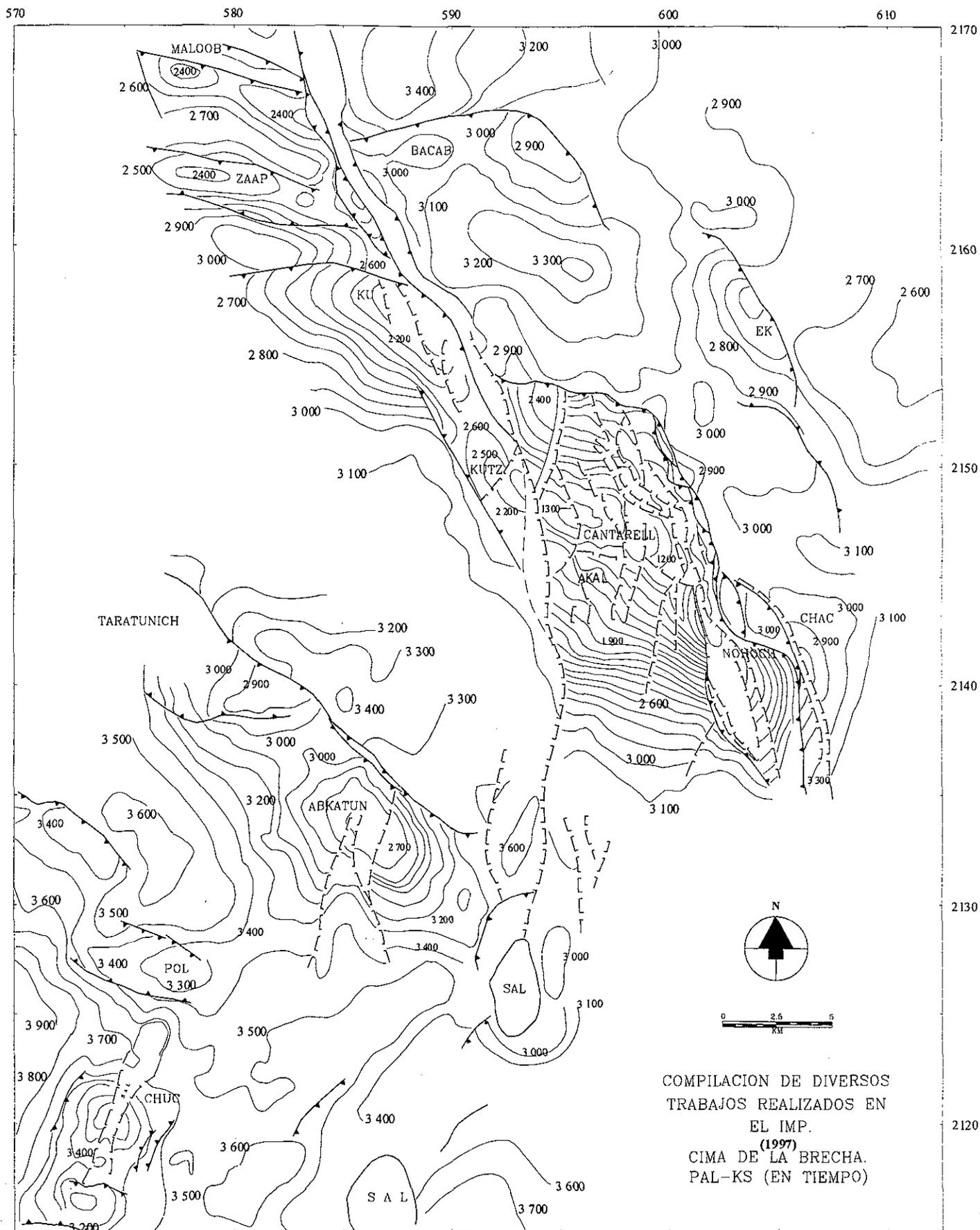


Figura III.2 Compilación de configuraciones sísmico-estructurales de la cima de la brecha del Paleoceno-Cretácico Superior de algunos campos en la porción nororiental de la Sonda de Campeche (en tiempo)

Falla normal

Falla inversa

Las curvas de configuración están acotadas en milisegundos

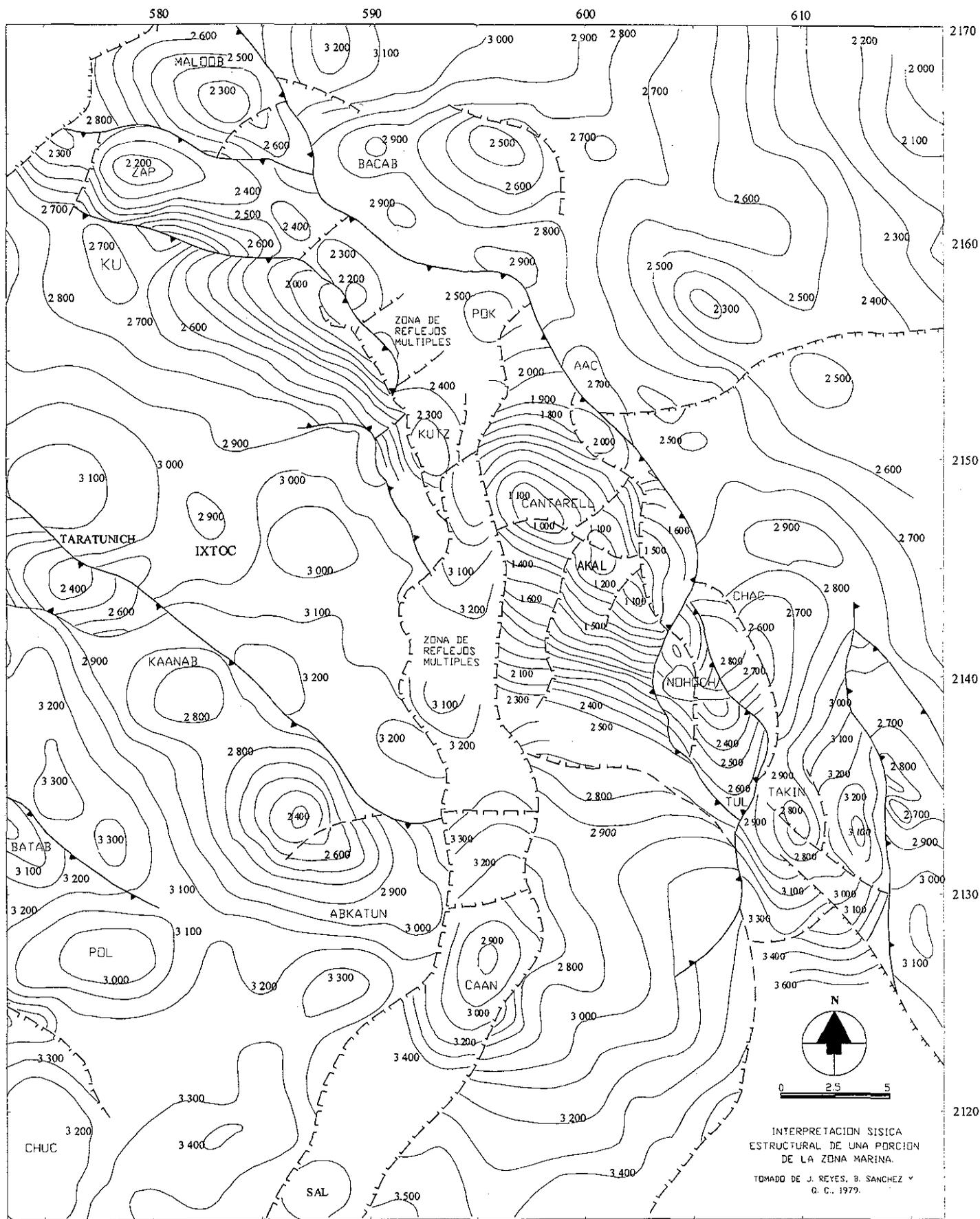


Figura III.3 Configuración sísmico-estructural (en tiempo) de la cima de la brecha del Paleoceno-Cretácico Superior de la porción nororiental de la Sonda de Campeche (Tomado de Reyes, Sánchez y Q. C., 1979)

 Falla normal

 Falla inversa

Las curvas de configuración están acotadas en milisegundos

Al analizar los perfiles sísmicos de dirección NE-SW que cortan a la estructura Cantarell y zonas adyacentes y en general los perfiles sísmicos de la porción nororiental de la Sonda de Campeche, llama la atención lo aislado de los altos estructurales. La línea sísmica A (Fig. III.4, migrada y convertida a metros, localizada en el mapa de la Fig. III.1) permite observar claramente que la estructura Cantarell (izquierda), se presenta casi aislada con respecto a la porción noreste, donde la secuencia estratigráfica no presenta deformación o la deformación es muy leve. Lo mismo sucede en la línea sísmica B (migrada), la cual se muestra en la figura III.5 y se localiza en el mapa de la Fig. III.1, donde también se puede ver cómo Cantarell corresponde a un alto estructural que permanece aislado, separado del resto de las estructuras por un área sin deformación o pobremente deformada, aspecto muy común que presentan los altos estructurales en la porción noreste de la Sonda de Campeche.

Por otro lado, en los perfiles sísmicos interpretados con anterioridad, no es fácil explicar ciertas cabalgaduras, las cuales se habían considerado de grandes dimensiones y en algunos casos se han llegado a mencionar como *napas* (Rosillo *et al.*, 1991). Sin embargo, no se ha encontrado la raíz, la cual debería existir al suroeste, ya que el sentido aparente de cabalgamiento en la mayoría de las estructuras es hacia el noreste.

Si se utilizan para la interpretación estructural únicamente los perfiles sísmicos, como sucedía antes de la llegada a México (1995) de los equipos de computo que manipulan abundante información sísmica, se tienen problemas en cuanto a la interpretación de fallas con desplazamiento lateral, mucho de lo cual ha ocasionado interpretaciones erróneas.

III.3. DISCUSION DE LA DEFORMACION

Las diferentes interpretaciones que se han realizado de ciertas estructuras en la Sonda de Campeche no son congruentes con el contexto regional e indican que aún existen problemas relacionados con el conocimiento de las estructuras en realidad más complejas. Esto nos lleva a revisar la información existente e interpretar la deformación para establecer un modelo que sea congruente con los nuevos datos proporcionados por los pozos recién perforados en esta región; asimismo, los levantamientos sísmológicos 3D realizados recientemente con mayor resolución horizontal, así como la utilización de equipos de cómputo para el manejo de estos datos, ayudaron a un mejor conocimiento de las estructuras y la relación entre ellas en el subsuelo de la Sonda de Campeche.

El análisis de la deformación se basó principalmente en tres aspectos: a) Compilación, revisión e interpretación de configuraciones sísmico-estructurales de la cima de la Brecha Tp-Ks (Terciario Paleoceno- Cretácico Superior); b) Revisión e interpretación de perfiles sísmicos 3D y c) Revisión, interpretación y escalamiento de datos microestructurales y de fracturamiento en muestras de núcleos.

III.3.1. Interpretación de configuraciones sísmico-estructurales

Después de compilar, analizar y describir las características más importantes de las configuraciones sísmico-estructurales, se han interpretado sobre estas, ciertos rasgos estructurales que corresponden a fallas principalmente de desplazamiento lateral derecho. Algunas de ellas tienen componente inverso o normal como se verá mas adelante en las “estrías” observadas en muestras de núcleo. El fallamiento lateral y el fallamiento transpresivo se marca con líneas rojas interrumpidas (Fig. III.8, Fig. III.9 y Fig. III.10), se discuten estos tipos de fallamiento y se comparan con otras áreas de similar deformación.

También se observa algo similar en la Cuenca de los Angeles (Fig. III.7), donde se evidencia el truncamiento de las curvas de configuración estructural, debido a la Falla lateral derecha Whittier, destacando las diferencias en configuración estructural a uno y otro lado de dicha falla; característica muy común que se manifiesta en los desplazamientos laterales (Harding, 1974a). De igual manera se presentan regiones donde se desarrollan zonas de "Wrench Fault" donde las estructuras se presentan truncadas o fragmentadas, siendo en ocasiones estructuras muy complejas (Crowell, 1974; Harding, 1974a; Reading, 1980).

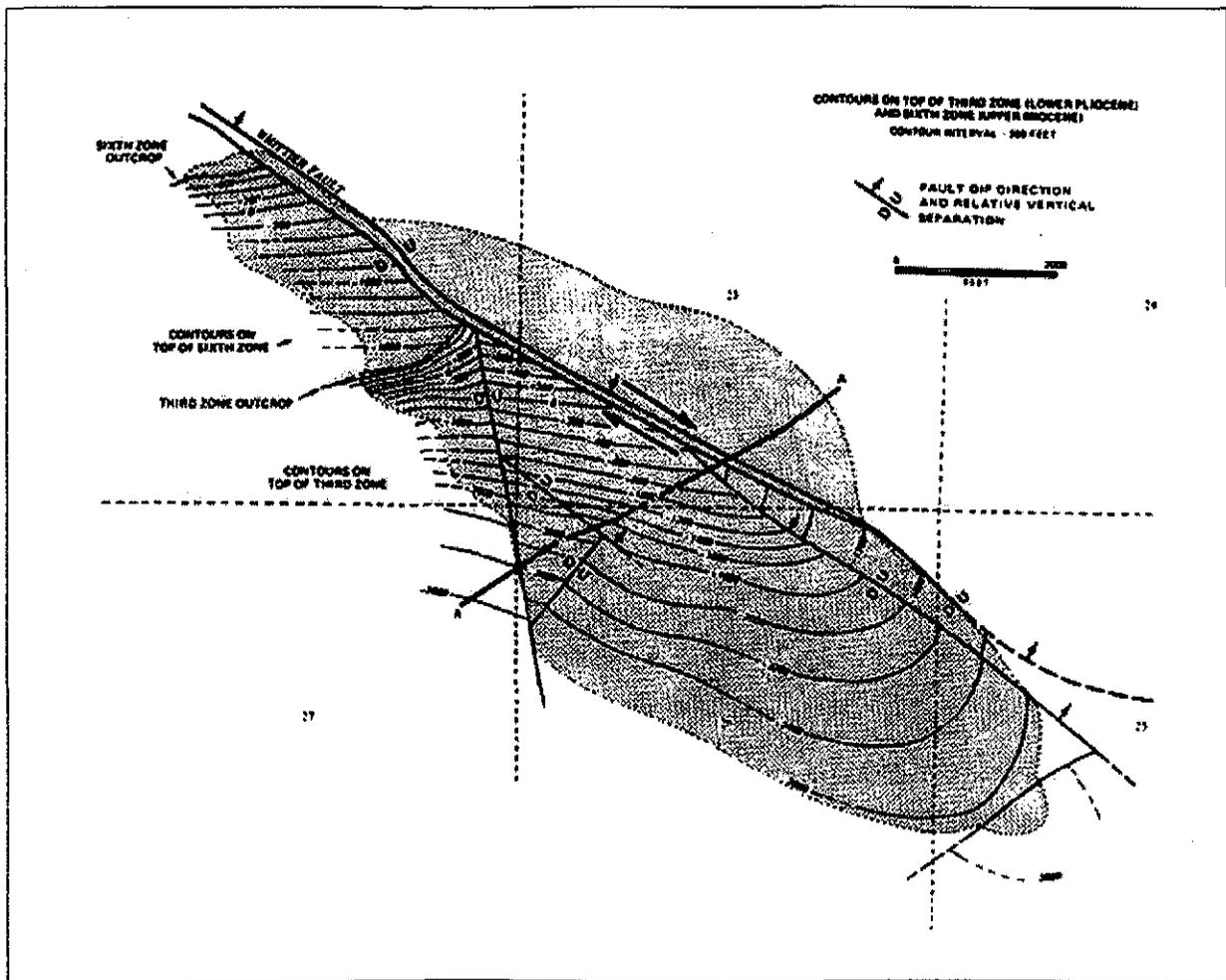


Figura III.7. Configuración estructural de la plataforma oriental de la Cuenca de Los Angeles, donde se observa el truncamiento de las curvas de configuración, debido a la Falla Lateral Derecha Whittier (Tomado de Harding, 1974a).

Las características mencionadas ponen de manifiesto una zona importante de fallamiento lateral derecho (strike-slip) de dirección N-S, con fragmentación y rotación de estructuras, lo cual se interpreta en la Fig. III.8 y III.9 con líneas rojas interrumpidas, cuya traza principal se ubica en el extremo occidental del Complejo Estructural Cantarell y coincide con la zona de "reflejos múltiples". Esta zona de fallamiento se puede seguir desde la porción norte (estructuras Ku, Zaap, Maloob), prolongándose hacia el sur al occidente de Cantarell y en el área de Caan, extendiéndose aún hacia el suroeste (Fig. III.9 y Fig. III.10).

Esta zona de fallamiento lateral con desplazamiento derecho truncó al Complejo Estructural Cantarell en su extremo occidental, desplazando su complemento hacia el norte, que corresponde a la estructura Ku (Fig. III.9 y Fig. III.10). La estructura Kutz ubicada al oeste de Cantarell, corresponde a un pequeño bloque atrapado en la zona de cizalla, el cual es una estructura pequeña aislada, cuya forma es similar a una elipse rotada, con dimensiones de 7 km de largo por 3 km de ancho, que solamente un fallamiento de desplazamiento lateral derecho lo puede originar (Fig. III.9 y Fig. III.10); lo mismo sucede con la estructura Caan que se encuentra al SSE de Cantarell en la zona de "reflejos múltiples".

En la Fig. III.3 se puede observar que los bloques Nohoch y Chac se encuentran desplazados hacia el sur con respecto al bloque Akal, de la misma manera quedan las estructuras Tul y Takín. Esto nos indica que se trata de una zona muy comprimida y cizallada, donde se presenta un fallamiento lateral con cierto componente inverso (fallamiento transpresivo) como lo evidencian las estrías de fallamiento en muestras de núcleo. Esta zona corresponde al mismo sistema de desplazamiento lateral derecho (NNW-SSE), aunque de menor dimensión que la zona occidental (Fig. III.8, Fig. III.9 y Fig. III.10).

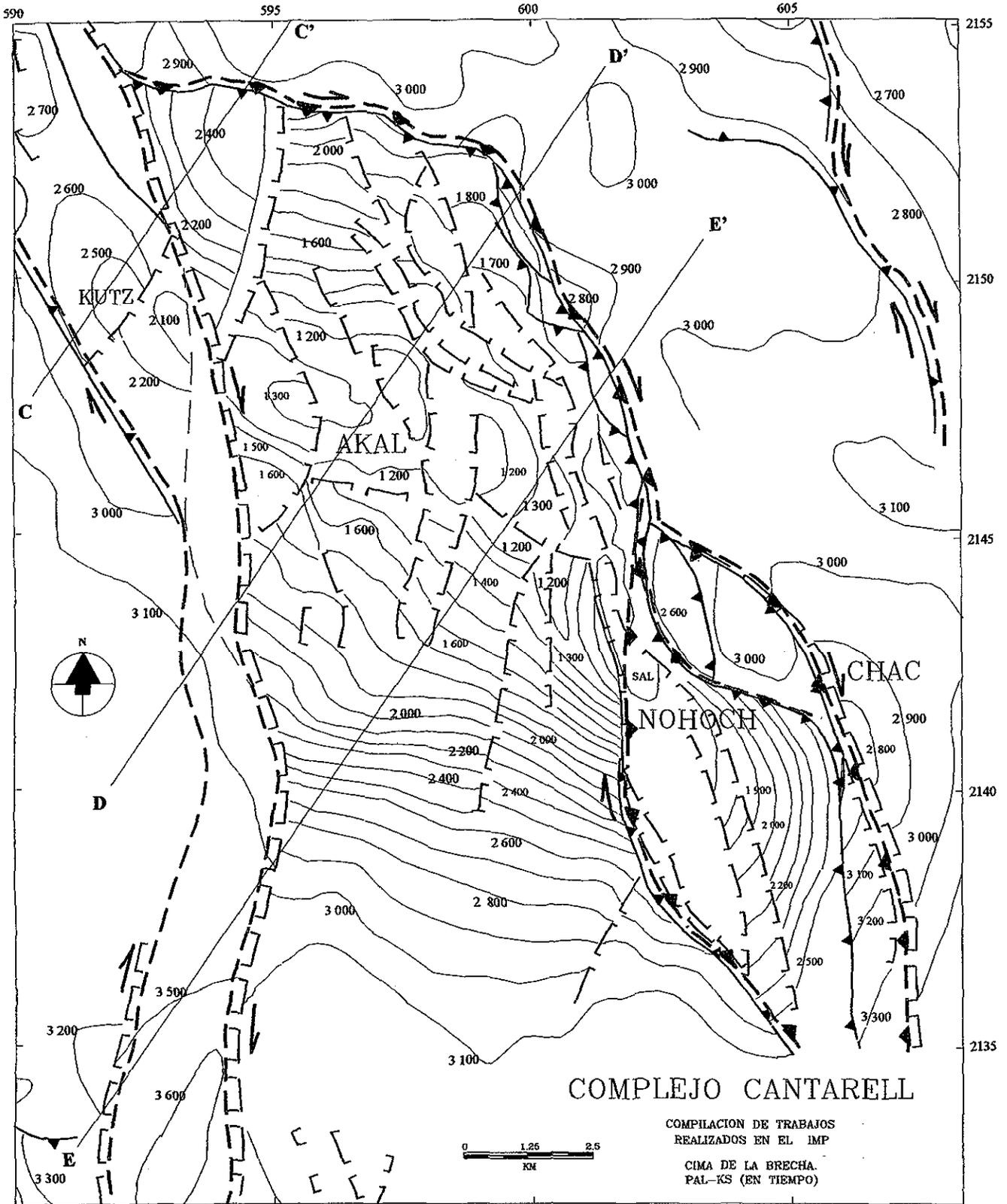


Figura III.8 Interpretación de fallas laterales y fallas transpresivas en la configuración sísmico-estructural de la brecha del Paleoceno-Cretácico Superior del Complejo Cantarell (en tiempo). Localización de secciones C-C', D-D' y E-E'

-  Falla normal
-  Falla inversa
-  Falla lateral
-  Interpretación apoyada en el análisis de datos
-  Las curvas de configuración están acotadas en milisegundos

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

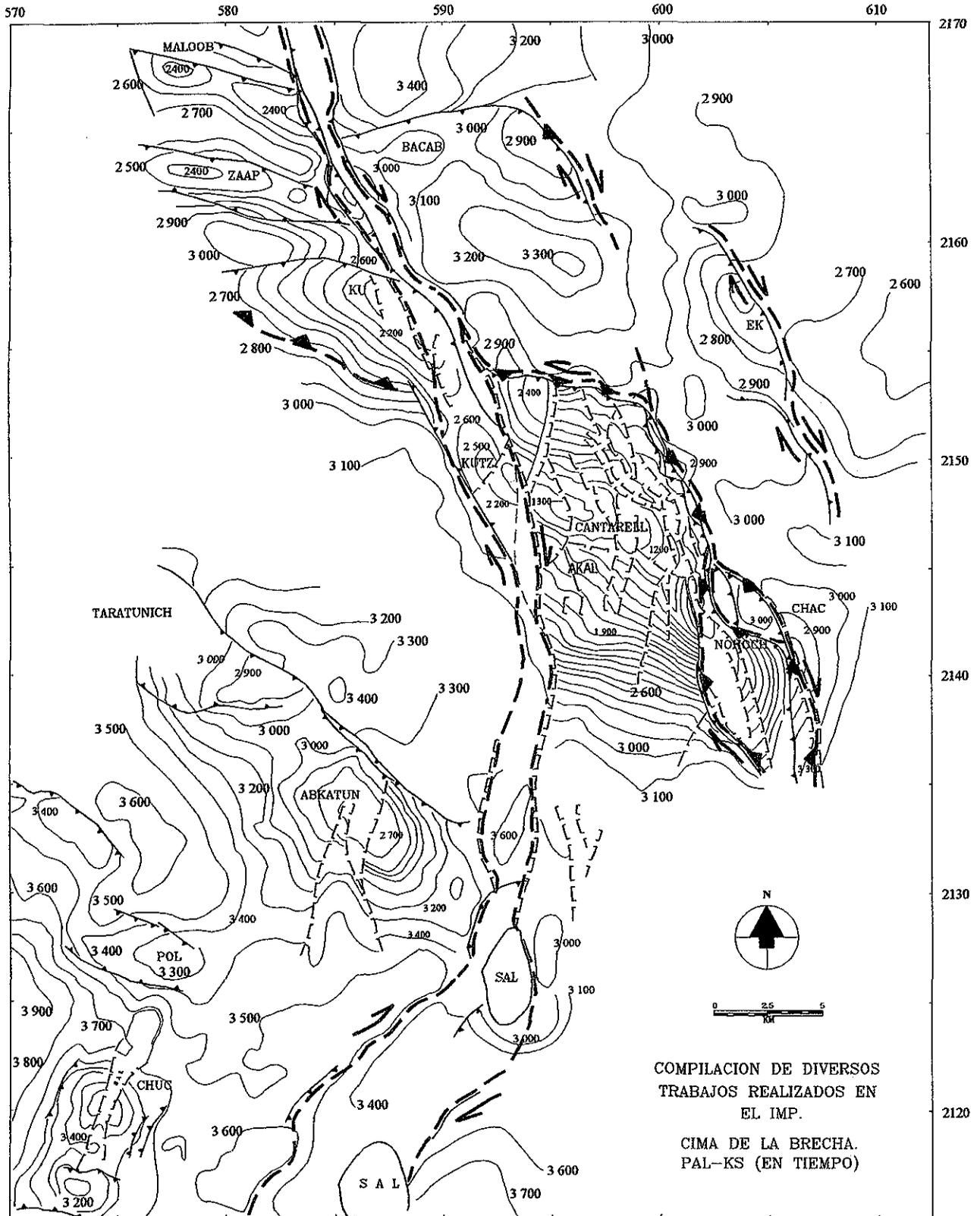


Figura III.9 Interpretación de fallas laterales y fallas transpresivas en la configuración sísmico-estructural de la brecha del Paleoceno-Cretácico Superior de algunos campos en la porción nororiental de la Sonda de Campeche (en tiempo)

Falla normal
 Falla inversa
 Falla lateral
 Interpretación apoyada en el análisis de datos
 Las curvas de configuración están acotadas en milisegundos
 33

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

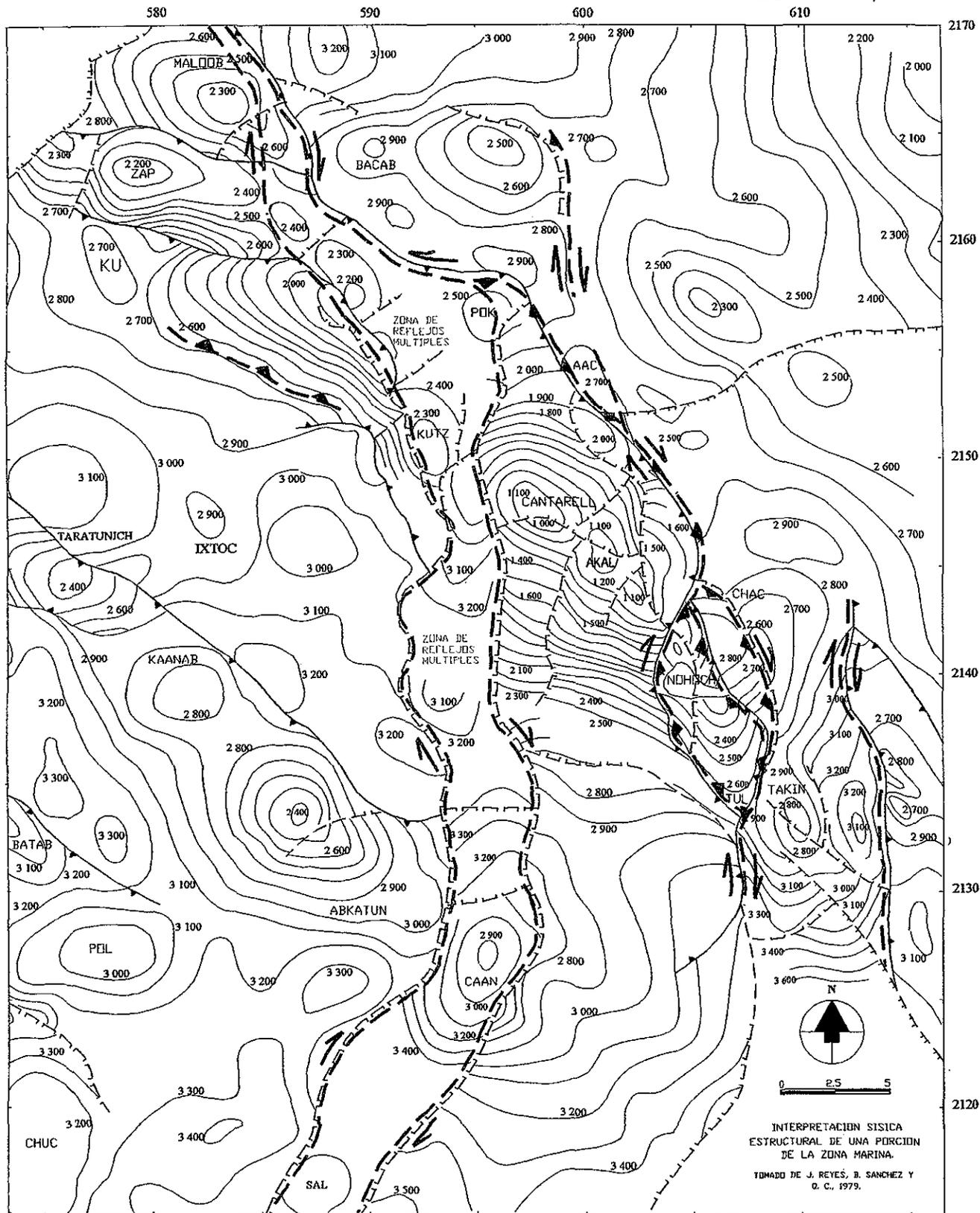


Figura III.10 Interpretación de fallas laterales y fallas transpresivas en la configuración sísmico-estructural de la brecha del Paleoceno-Cretácico Superior en la porción nororiental de la Sonda de Campeche (en tiempo)

Falla normal
 ▲▲ Falla inversa
 ↗↖ Falla lateral
 Interpretación apoyada en el análisis de datos
 Las curvas de configuración están acotadas en milisegundos

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

El desplazamiento lateral derecho se evidencia también en las configuraciones sísmicas de la porción norte (oriente de Bacab y oriente de Ek; Fig. III.9 y Fig. III.10); continuando en dirección sur, se encuentra el Complejo Estructural Cantarell, cuyos extremos este y sureste se observan modificados, siendo el bloque Nohoch, un bloque atrapado en el movimiento de desplazamiento lateral derecho; este bloque está separado tanto del bloque Akal como del bloque Chac por fallas transpresivas (fallas laterales con cierto componente inverso) con orientación NNW-SSE; el sistema de fallas tiene continuidad hacia el sur, evidenciándose al oriente de Takín, por la presencia de anticlinales escalonados y truncados (Fig. III.10).

III.3.2. Interpretación de perfiles sísmicos

Con relación a los perfiles sísmicos existen problemas en cuanto a su interpretación debido principalmente a la existencia de una zona de reflejos múltiples que enmascaran a los verdaderos reflectores. En la interpretación que se realizó, se tomó en cuenta el contexto estructural regional así como la relación en las configuraciones sísmico-estructurales. También se analizó e interpretó la información estratigráfica y paleontológica de los pozos perforados, asimismo se utilizaron los registros geofísicos de pozo para detallar los límites verticales de las unidades.

En el perfil sísmico de la Fig. III.11 (línea sísmica C, en tiempo, localizada en el mapa de la Fig. III.8), se identificaron, por un lado varias cabalgaduras con vergencia al noreste, pero al mismo tiempo se observaron fallas normales con la misma dirección e inclinación que las inversas, entrelazadas de manera compleja. Por otro lado, se identificaron fallas inversas con vergencia hacia el suroeste sobre todo en el extremo oeste de la estructura, lo que nos sugirió, después de haber revisado y analizado varias líneas sísmicas a escala local y regional, la existencia de "estructuras en flor" (Lowell, 1972). La Fig. III.12 corresponde a una ampliación de la línea sísmica C, donde se muestra la edad obtenida por paleontología de la secuencia estratigráfica cortada por el pozo que se ubica en la sección.

De la misma manera se ha interpretado la línea sísmica D (en tiempo, localizada en el mapa de la Fig. III.8), en la cual se muestra la estructura Cantarell (Fig. III.13), donde se pueden observar fallas inversas con ambas vergencias, así como fallas normales entrelazadas de manera compleja, sugiriendo estructuras también complejas como lo son las "estructuras en flor". La Fig. III.14 es una ampliación de la sección sísmica D, donde se pueden observar las edades paleontológicas cortadas por los pozos que se ubican en la sección.

En la Fig. III.15 que corresponde a la línea sísmica E (en tiempo, localizada en el mapa de la Fig. III, 8), se ha interpretado con base en los reflectores y en la información de pozos, una estructura muy compleja, pero congruente con la información de subsuelo por la repetición de la columna geológica en varios pozos. La Fig. III.16 es una ampliación de la sección sísmica E, donde se muestran las edades obtenidas por paleontología de la secuencia estratigráfica cortada por los pozos que se ubican en la sección. Geólogos y geofísicos de PEMEX del Activo Exploración (comunicación personal, 2001), consideran que estas repeticiones constituyen una napa o cobijadura, lo cual implica una raíz hacia el suroeste, que aún no se ha encontrado.

En el modelo planteado aquí, se consideran varios cabalgamientos que nacen en la falla lateral y repiten la columna estratigráfica, desplazando hacia el norte el complemento de la "estructura en flor", similar a lo que sucede en el esquema de la Fig. III.17. La zona de mayor desplazamiento lateral se tendría al oeste, coincidiendo con la zona de reflejos múltiples (Fig. III.9 y Fig. III.10).

Lo discutido en párrafos anteriores nos plantea que la deformación que dio origen a las trampas estructurales en el área de estudio, es "cizalla simple", la cual genera zonas de "transpresión" como la que se puede observar en la Fig. III.17, con la formación de estructuras muy complejas denominadas "estructuras en flor".

NE



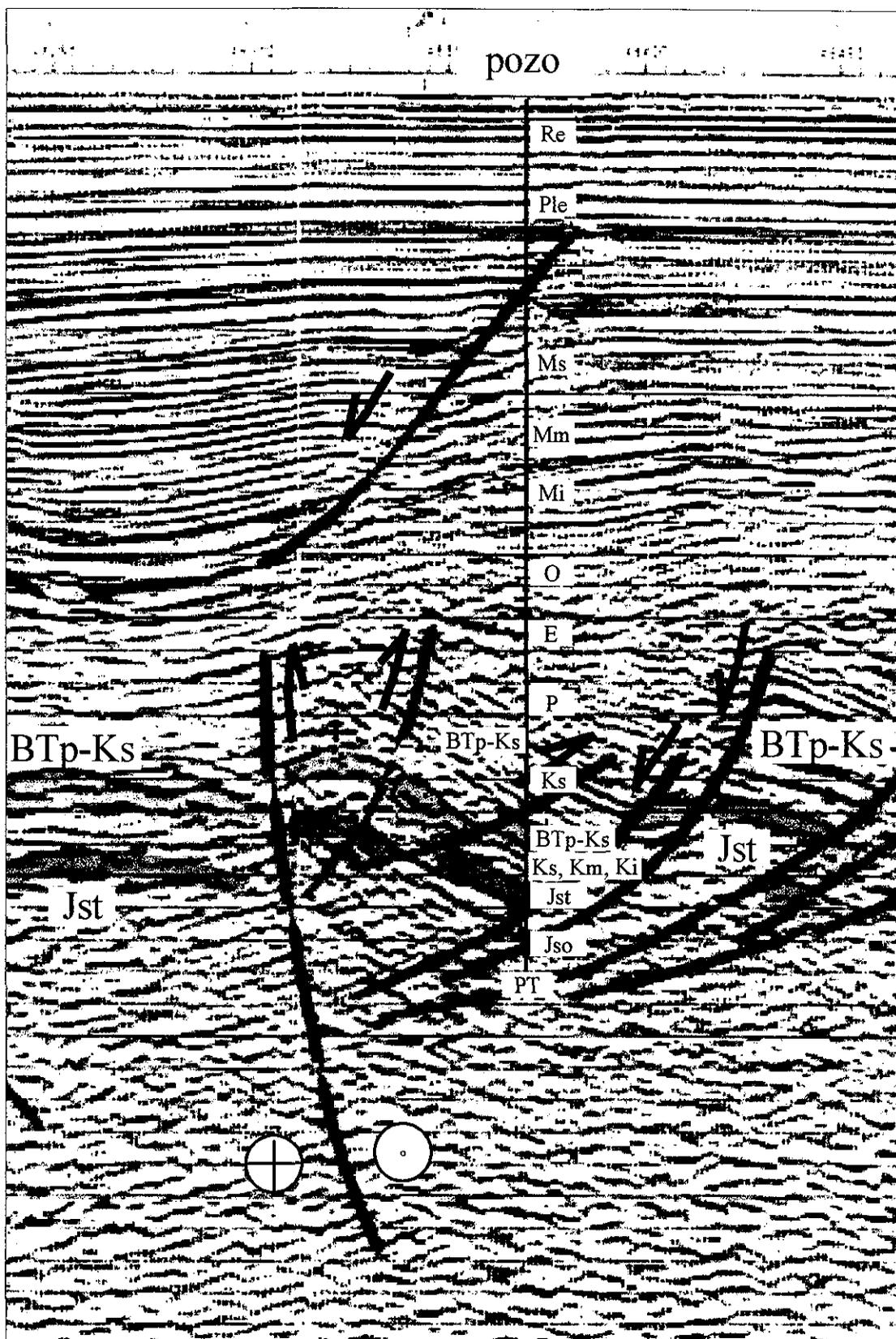
SW

Figura III.11. Interpretación estructural de la sección C-C' (en tiempo) que corta de SW a NE al Complejo Cantarell, donde se identifican fallas normales e inversas entrelazadas de manera compleja conformando una *estructura en flor*.

BTp - Ks = Brecha Paleoceno-Cretácico Superior; Jst = Jurásico Superior Tithoniano

SW

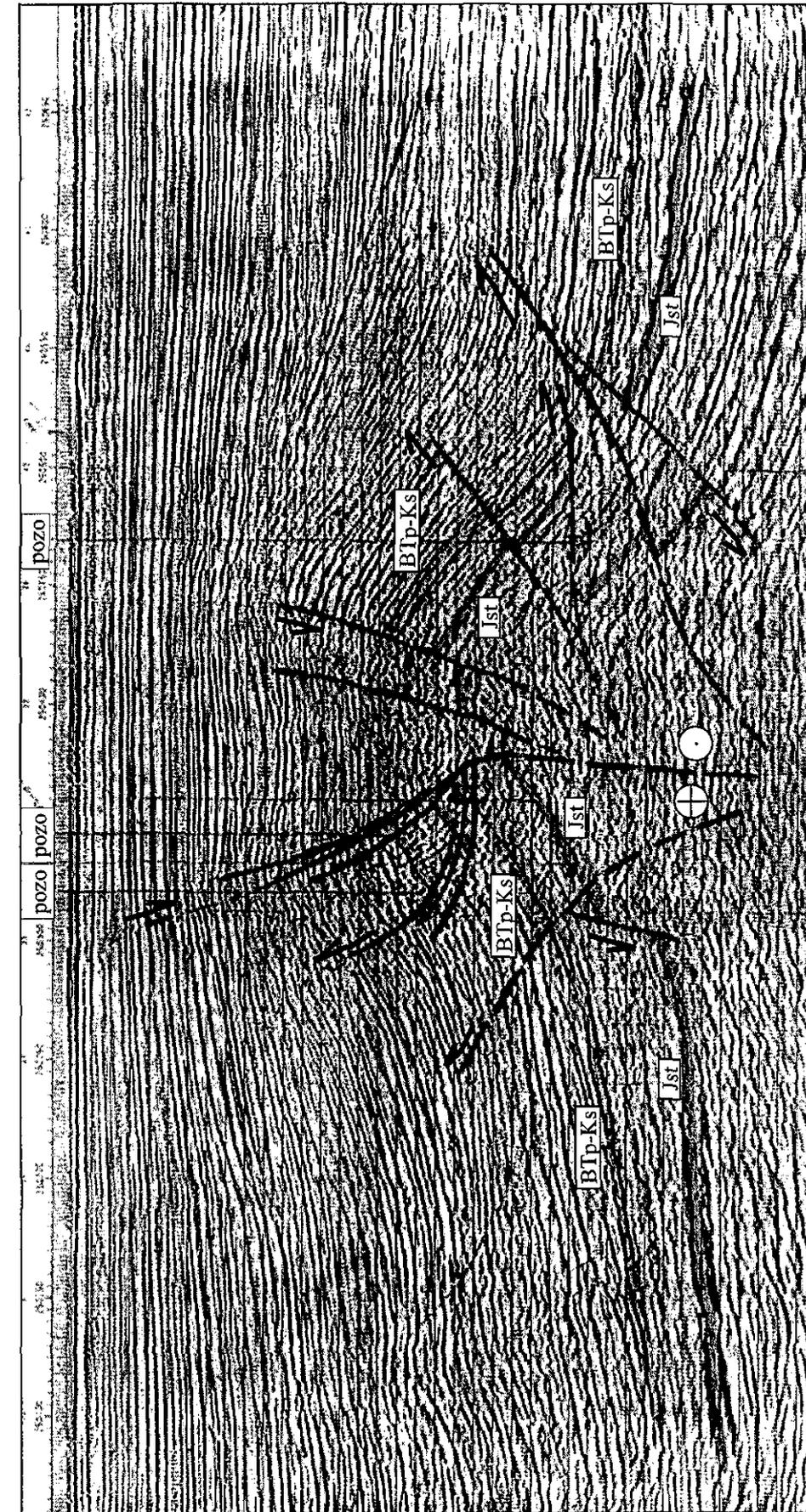
NE



TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Figura III.12. Sección C-C' (porción amplificada), donde se muestran las edades obtenidas por paleontología de los pozos que se ubican en la sección, las abreviaturas corresponden a: PT=Profundidad total, Jso=Jurásico Superior Oxfordiano, Jst=Jurásico Superior Tithoniano, Ki= Cretácico inferior, Km=Cretácico medio, Ks= Cretácico superior, BTp-Ks=Brecha Terciario Paleoceno-Cretácico Superior, P=Paleoceno. E=Eoceno, O=Oligoceno, Mi=Mioceno inferior, Mm=Mioceno medio, Ms=Mioceno superior, Ple=Pleistoceno, Re=Reciente

NE



SW

Figura III.13. Interpretación estructural de la sección D-D' (en tiempo) que corta al Complejo Cantarell de SW a NE, con distribución compleja de fallas inversas y normales que manifiestan dos vergencias opuestas, formando una *estructura en flor*.

(BTP-Ks = Brecha Paleoceno-Cretácico Superior; Jst = Jurásico Superior Tithoniano)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

SW

NE

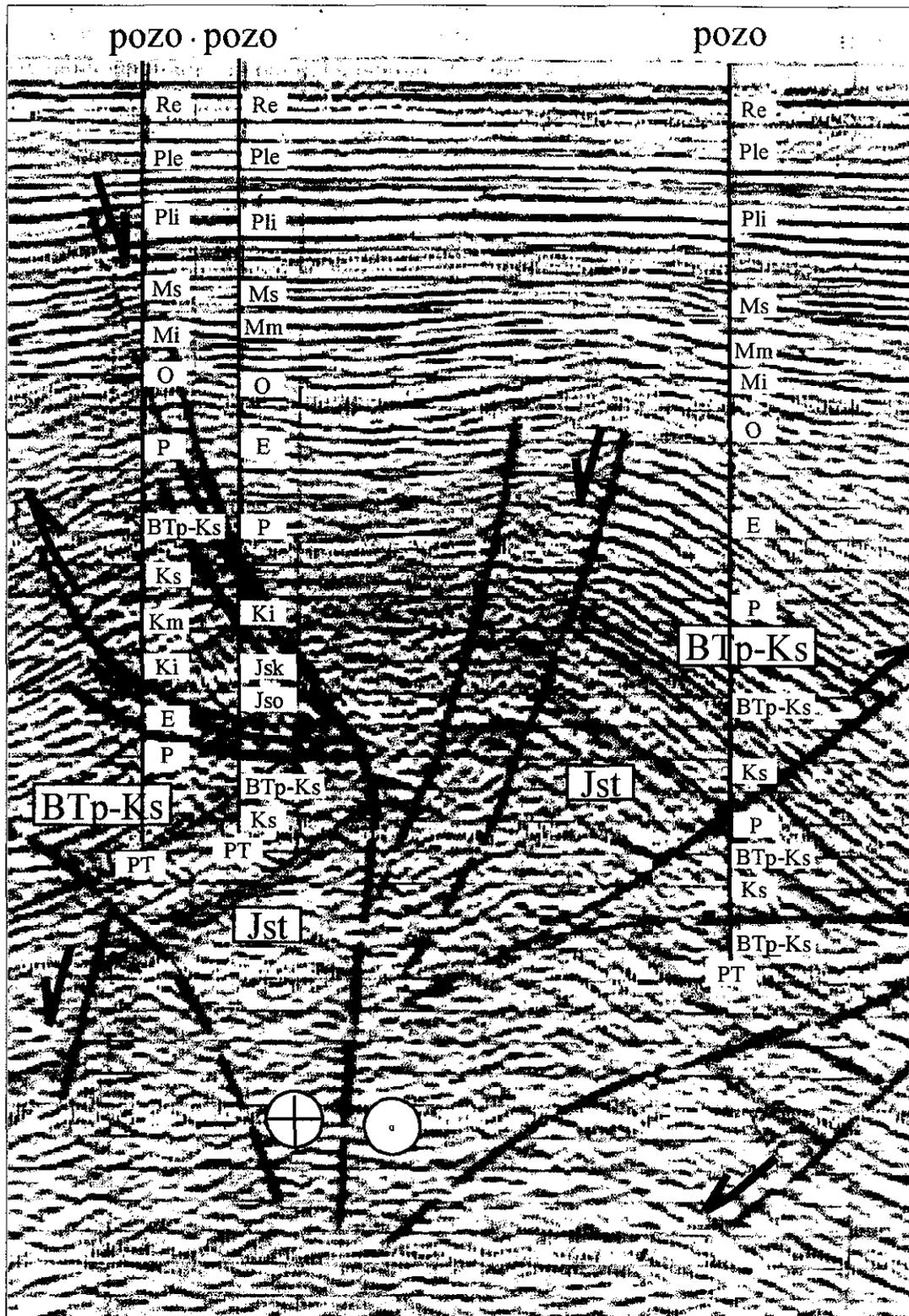
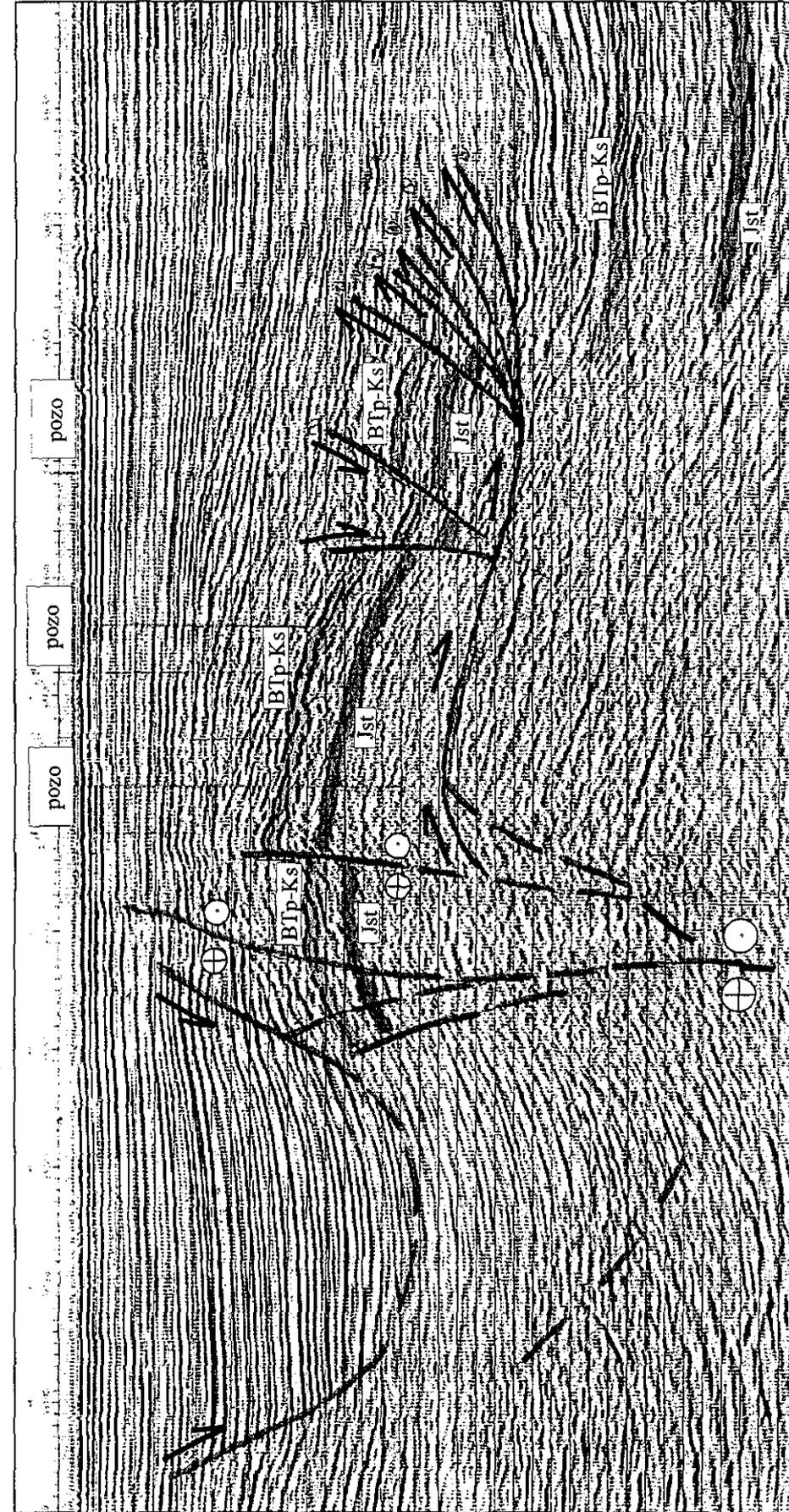


Figura III.14. Sección D-D' (porción ampliada), donde se muestran las edades obtenidas por paleontología de los pozos que se ubican en la sección, las abreviaturas corresponden a: PT=Profundidad total, Jso=Jurásico Superior Oxfordiano, Jst=Jurásico Superior Tithoniano, Ki=Cretácico inferior, Km=Cretácico medio, Ks=Cretácico superior, BTp-Ks=Brecha Terciario Paleoceno-Cretácico Superior, P=Paleoceno, E=Eoceno, O=Oligoceno, Mi=Mioceno inferior, Mm=Mioceno medio, Ms=Mioceno superior, Pli=Plioceno, Ple=Pleistoceno, Re=Reciente

NE



SW

Figura III.15. Interpretación estructural de la sección E-E' (en tiempo) que corta de SW a NE al Complejo Cantarell, donde se identifican fallas normales y un gran cabalgamiento que termina en fallas inversas imbricadas, cuyas relaciones se dan de manera compleja, conformando una *estructura en flor*.

BTp - Ks = Brecha Paleoceno - Cretácico Superior; Jst = Jurásico Superior Tithoniano

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

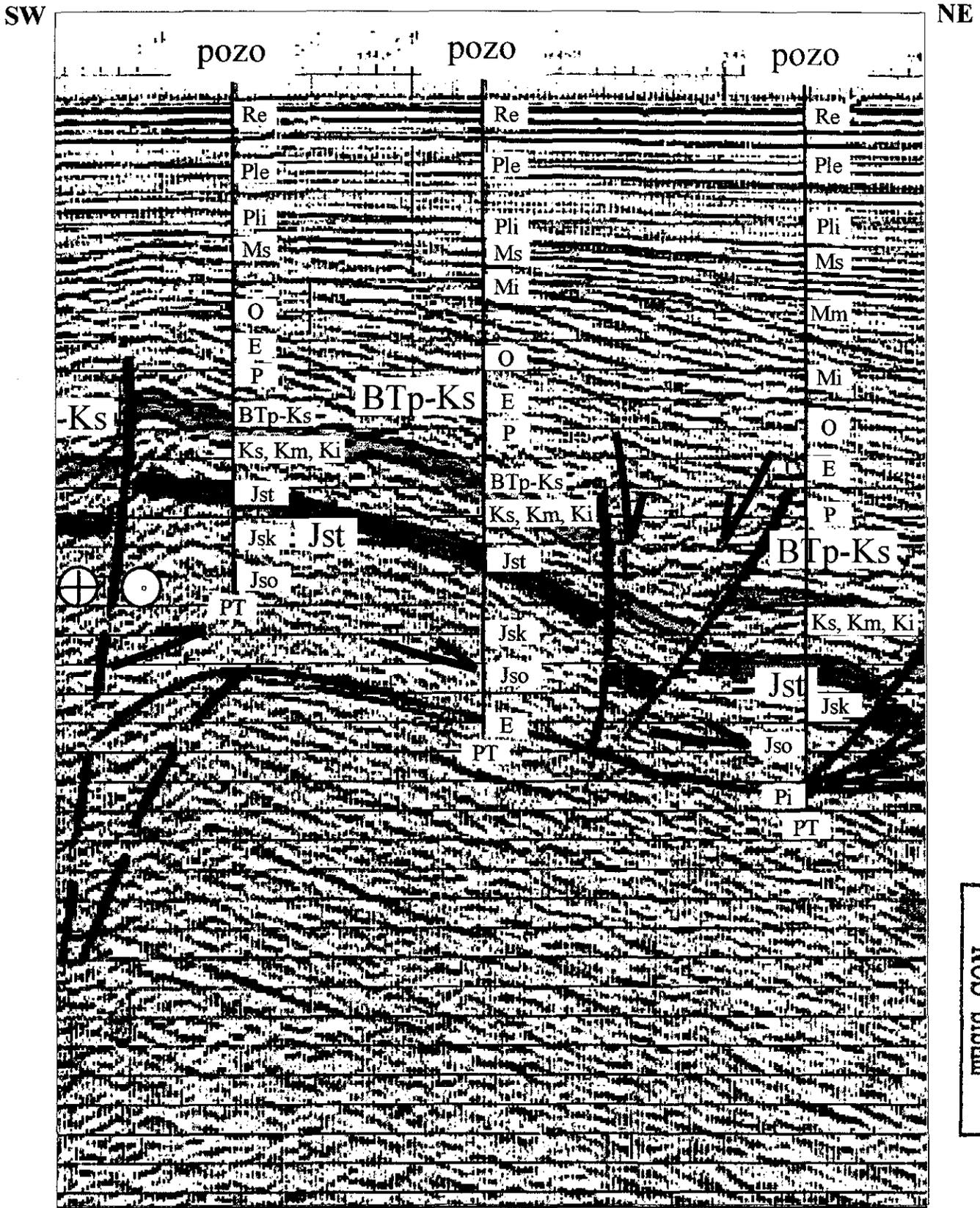


Figura III.16. Sección E-E' (porción amplificada), donde se muestran las edades obtenidas por paleontología de los pozos que se ubican en la sección, las abreviaturas corresponden a: PT=Profundidad total, Jso=Jurásico Superior Oxfordiano, Jst=Jurásico Superior Tithoniano, Ki= Cretácico inferior, Km=Cretácico medio, Ks= Cretácico superior, BTp-Ks=Brecha Terciario Paleoceno-Cretácico Superior, P=Paleoceno, E=Eoceno, O=Oligoceno, Mi=Mioceno inferior, Mm=Mioceno medio, Ms=Mioceno superior, Pli=Plioceno, Ple=Pleistoceno, Re=Reciente

Dentro de este tipo de estructuras se pueden considerar a Cantarell, Caan, Kutz, Ku, Mallob y Zaap entre otras. Este patrón estructural se presenta en muchas líneas sísmicas que se han interpretado, tanto a escala local como regional, manifestándose como zonas comprimidas y aisladas, muy diferente a la manifestación de la deformación por "cizalla pura", la cual se manifiesta como estructuras anticlinales y sinclinales continuas y sensiblemente paralelas, como sucede en la Sierra Madre Oriental.

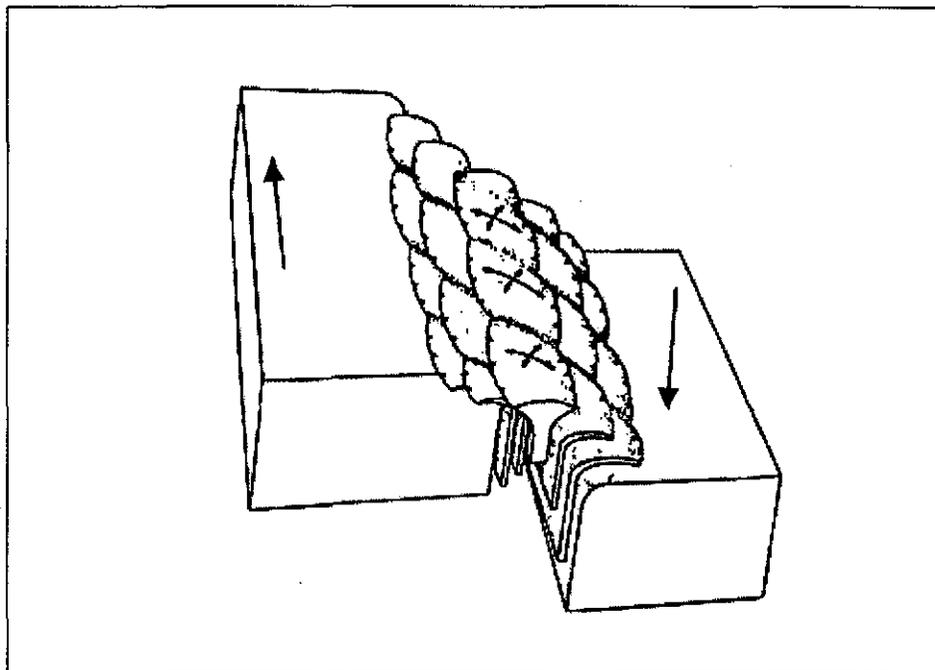


Figura III.17. Diagrama mostrando transpresión de sentido derecho, con desarrollo de una estructura en flor (Tomado de Lowell, 1972).

Las interpretaciones realizadas en configuraciones sísmicas y en líneas sísmicas, se iniciaron con pocas evidencias de subsuelo; sin embargo, a medida que hemos estudiado un mayor número de yacimientos en la Sonda de Campeche, se han encontrado cada vez mayores evidencias que confirman este planteamiento.

III.3.3 Estrías de fallamiento lateral en muestras de núcleo

Posteriormente al análisis e interpretación de configuraciones sísmico-estructurales y a la interpretación de líneas sísmicas, se realizó la revisión de muestras de núcleo con la finalidad de buscar evidencias directas de los fallamientos transcurrentes planteados en los incisos anteriores, para lo cual nos apoyamos en rasgos microestructurales, dentro de los cuales los indicadores cinemáticos, principalmente estrías de fallas, fueron un apoyo muy importante para decidir el planteamiento del modelo de "Deformación Transpresiva en la Porción Nororiental de la Sonda de Campeche".

Después de revisar un gran número de muestras de núcleos, primero del Complejo Estructural Cantarell (80 núcleos de 35 pozos) y, posteriormente, de Abkatun (39 núcleos de 19 pozos), Caan (22 núcleos de 14 pozos), Pol (27 núcleos de 14 pozos), Batab (10 núcleos de 4 pozos), Chuc (6 núcleos de 5 pozos), Bacab (20 núcleos de 9 pozos), Ixtoc (3 núcleos de 1 pozo), Taratunich (11 núcleos de 5 pozos) y otros, un poco alejados de esta zona, encontramos con base en las microestructuras observadas en los núcleos, que efectivamente existen claras evidencias de fallas de desplazamiento lateral en el subsuelo de la Sonda de Campeche. En las Tablas III.1 y III.2 se sintetiza la información microestructural observada en las muestras de núcleo para cada uno de los yacimientos que hemos estudiado; sin embargo, aquí solamente se presentan la de los campos Cantarell y Caan.

También se muestran fotografías de algunos núcleos donde se observan estrías de fallas laterales, describiendo su litología y mencionando su edad relativa basada en estudios paleontológicos. La información de subsuelo para esta tesis fue obtenida de estudios de caracterización de yacimientos de diferentes campos petroleros que el suscrito realizó en el Instituto Mexicano del Petróleo de la Región Marina durante aproximadamente 4 años.

INFORMACION DE MICROESTRUCTURAS OBTENIDA DE NUCLEOS			
SIMBOLOGIA:			
		MICROFALLAMIENTO INVERSO	
		MICROFALLAMIENTO LATERAL DERECHO	
		MICROFALLAMIENTO LATERAL	
LEYENDA: BTp-Ks: BRECHA TERCIARIO PALEOCENO-CRETACICO SUPERIOR; K. Inf.: CRETACICO INFERIOR; J. Kimm.: JURASICO KIMMERIDGIANO; Tp Inf.: PALEOCENO INFERIOR.			
POZO	NUCLEO	EDAD	MICRO-ESTRUCTURA
Cantarell-1	2	Tp Inf.	Foliación horizontal y estrias de
Cantarell-6	2	BTp-Ks	Estrias de sobre planos inclinados 60°
Cantarell-57	7	J. Kimm.	Estrias de y estrias de
Cantarell-82	1	BTp-Ks	Estrias de sobre planos verticales
Cantarell-95D	1	BTp-Ks	Estrias de y estrias de
Cantarell-95D	3	K. Inf.	Brecha tectónica y estrias de
Cantar-2011	1	BTp-Ks	Brecha tectónica y estrias de con cierto componente lateral
Cantar-2067	2	BTp-Ks	Estrias de con cierto componente lateral impresas en planos inclinados 60°
Cantar-2075	1	BTp-Ks	Brecha tectónica originada por
Cantar-2093	1	BTp-Ks	Estrias de sobre planos subhorizontales y estrias de sobre planos verticales
Cantar-2098H	1-2	BTp-Ks	Estrias de con cierto componente normal sobre planos verticales
Cantar-2239	2-3	BTp-Ks	Estrias de que desplazan a fracturas verticales
Cantar-2297D	1	BTp-Ks	Brecha tectónica originada por y

Tabla III.1 Microestructuras observadas en núcleos estudiados del Campo Cantarell, dentro de las que predominan estrias de desplazamiento lateral

INFORMACION DE MICROESTRUCTURAS OBTENIDA DE NUCLEOS			
SIMBOLOGIA:			
		MICROFALLAMIENTO INVERSO	
		MICROFALLAMIENTO LATERAL DERECHO	MICROFALLAMIENTO LATERAL IZQUIERDO
		MICROFALLAMIENTO LATERAL	
LEYENDA: BTp-Ks: BRECHA TERCIARIO PALEOCENO-CRETACICO SUPERIOR; Km: CRETACICO MEDIO; K Inf.: CRETACICO INFERIOR; Tp Inf.: PALEOCENO INFERIOR.			
POZO	NUCLEO	EDAD	MICRO-ESTRUCTURA
CAAN - 1	2	Ks	Escasas estiolitas de planos verticales.
CAAN - 53	1	BTp-Ks	Estrías de , estrías de y brecha tectónica en ciertos niveles.
CAAN-76D	1	Km	Sistema de fracturas conjugadas con planos verticales formando rombos con disposición fractal.
CAAN - 96	1	Km	Estrías de que presentan componente lateral.
CAAN - 96	2	K Inf.	Estrías de que presentan componente normal y microbrecha tectónica originada por el mismo tipo de fallamiento (en ciertos niveles).
CAAN - 201	1	Tp Inf.	Estrías de
CAAN - 501	1	Tp Inf.	Estrías de con cierto componente lateral, brecha tectónica y estrías de
CAAN - 501	2	BTp-Ks	Planos de foliación con inclinación de 30° y estrías de
CAAN - 2169	1	BTp-Ks	Estrías de y brecha tectónica por falla normal con cierto componente lateral.
CAAN - 2169	2	BTp-Ks	Estrías de con componente lateral y brecha tectónica en ciertos niveles.
CAAN - 2169	4	BTp-Ks	Estrías de estrías de y brecha tectónica.
CAAN - 2169	5	BTp-Ks	Estrías de y estrías de

Tabla III.2 Microestructuras observadas en núcleos estudiados del Campo Caan, dentro de las que predominan estrías de desplazamiento lateral

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

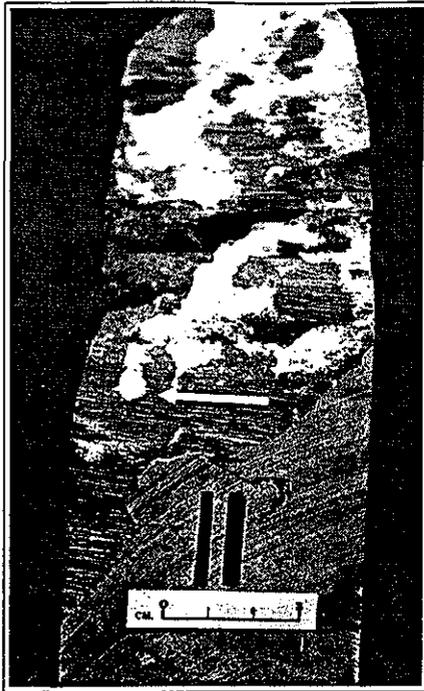


FOTO 1. Núcleo donde se aprecian *estrías* de desplazamiento horizontal con escalones remarcados por recristalización de dolomita; la flecha indica el sentido de movimiento del bloque ausente, lo cual define un fallamiento lateral derecho (Microdolomía; J. Sup. Kimmeridgiano).

FOTO 2. Muestra de núcleo donde se observan estrías de falla lateral izquierda con cierto componente normal, cuyo "pitch" (ángulo inclinado formado por una línea horizontal y la línea de estrías de falla) es de 30°; de igual manera que en la foto anterior, la flecha indica el movimiento del bloque ausente (Brecha dolomítica; T. Pal. - K. Sup.).

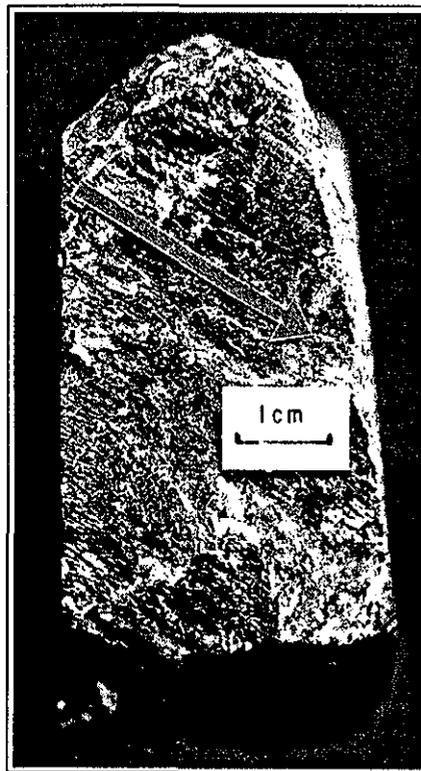




FOTO 3. Lente tectónico que presenta *estrias* por ambos lados, las que fueron originadas por un movimiento lateral izquierdo. La flecha indica el sentido de movimiento del bloque ausente y en la porción derecha se aprecia la pared del pozo (Brecha dolomitizada; T. Pal. – K. Sup.).

FOTO 4. Misma muestra que la foto anterior donde se observan *estrias* de falla lateral izquierda con "*pitch*" de 12° , aquí se puede apreciar la componente principal del movimiento, a la derecha se tiene la vertical del pozo (Brecha dolomitizada; T. Pal. – K. Sup.).



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

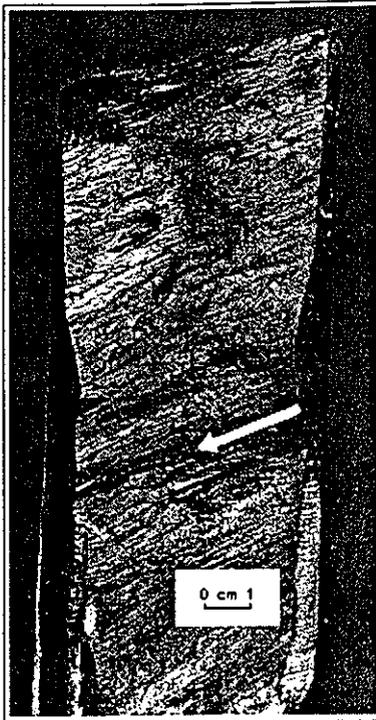


FOTO 5. Núcleo con *estrías* de falla lateral derecha y "*pitch*" de 15°, siendo este tipo de movimiento el más claro y frecuente en el área de estudio, cuya dirección es sensiblemente N-S (Microdolomía; J. Sup. Kimmeridgiano).

FOTO 6. Muestra de núcleo donde se observan *estrías* de falla inversa con cierto componente lateral impresas en plano lístrico evidenciando transpresión; este tipo de fallas se observan en varios núcleos, sobre todo en áreas donde la sísmica identifica fallas inversas (Caliza dolomítica; K. Med.).



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



FOTO-7. Muestra de núcleo donde se aprecian *estrias* de falla lateral con "pitch" de 35°; esta falla trunca y desplaza a la columna geológica del yacimiento; en el área de estudio es común encontrar *estrias* de este tipo, evidenciando zonas importantes afectadas por fallas laterales (Brecha calcárea; T. Pal. – K. Sup).

Es notorio que el mayor número de muestras con *estrias* horizontales o subhorizontales, se presentan en yacimientos que se localizan cerca de la zona principal de fallamiento lateral derecho (Fig. III.9 y Fig. III.10), siendo éstos los que mayor deformación y número de fracturas presentan, consecuentemente son los que tienen mayor producción de hidrocarburos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

III.4. MODELO DE DEFORMACION TRANSPRESIVA

Desde los inicios de la geología estructural se han reconocido zonas de cizalla en diversas localidades a diferentes escalas y se han utilizado modelos de laboratorio simulando las secuencias de rocas y los basamentos para reproducir fenómenos de deformación. Las características de cizalla “en echelon” durante las etapas tempranas de deformación, fueron inicialmente investigadas con detalle por Cloos (1928) y por Riedel (1929); sin embargo, el modelo más frecuentemente citado en este contexto es el de Riedel. Las cizallas en echelon y sus conjugados son comúnmente referidos como “cizallas Riedel” (o “Riedels”) y “cizallas conjugadas Riedel” (o “conjugadas Riedel”).

Uno de los sistemas de mayor complejidad en la deformación, lo constituye el denominado *Wrench Tectonics* (Moody y Hill, 1953; Stone, 1969; Wilcox *et al.*, 1973); sin embargo cada vez se han estudiado con mayor detalle estos complejos sistemas. Harland (1971) propuso el término “transpresión” para el concepto de deslizamiento lateral y convergente a lo largo de las fallas “wrench”, las cuales en su evolución generan simultáneamente deformación por “transpresión” y sedimentación por “transtensión”, dando lugar a zonas de erosión y zonas de depósito al mismo tiempo que se forman estructuras complejas denominadas “flower structures” (Lowell, 1972). Estos sistemas transpresivos son rasgos estructurales de grandes dimensiones, generalmente de vida larga y una de las asociaciones estructurales que mayor aceite producen a escala mundial (Harding, 1974a).

Crowell (1974) mostró en estudios de campo que las fallas inversas subsidiarias y los cabalgamientos de bajo ángulo, así como los pliegues presentan acortamiento asociado con la componente de cizalla; estos rasgos se forman en la cercanía de las curvaturas o donde se trenzan las “fallas wrench”, conformando zonas con desarrollo simultáneo de movimiento lateral y movimiento convergente.

Estudios de modelos de arcilla donde se analizan la geometría y la historia cinemática de estructuras formadas por transpresión (Wilcox *et al.*, 1973), muestran que los pliegues "en echelon" típicamente forman un ángulo bajo con la traza principal de la falla *wrench*, que la posición de los ejes de pliegues depende del sentido de la deformación de cizalla horizontal y que los pliegues formados tempranamente son acompañados o seguidos por fallamiento lateral conjugado y fallamiento inverso o normal; la deformación puede cesar en cualquier etapa o puede continuar hasta que ocurre desplazamiento lateral a lo largo de la zona *wrench*.

Los sistemas de fallas de desplazamiento lateral son rasgos tectónicos importantes, algunos forman límites de placas y otros son fallas mayores que pueden relacionarse con megacizallas; estas fallas han sido descritas como transcurrentes si tienen desplazamiento lateral y no unen límites de placas (Hobbs *et al.*, 1981), aunque otros autores (Moody 1973) han usado el término transcurrente como sinónimo de "wrench" y de "strike-slip"

Con los antecedentes mencionados línea arriba relacionados con la deformación transpresiva y después de realizar el análisis estructural y microestructural de varios yacimientos de la Sonda de Campeche (nueve campos petroleros), dentro los cuales se centra el Complejo Cantarell por ser el que presenta mayores características de "transpresión" (Pacheco *et al.*, 1994), tanto en configuraciones sísmicas, perfiles sísmicos, así como en estrías de fallas laterales identificadas en muestras de núcleo, se tiene la evidencia muy clara de un fallamiento lateral derecho que genera una zona con deformación transpresiva.

Esto nos lleva a plantear que las estructuras que entrapan a los hidrocarburos y que constituyen los yacimientos más importantes de México localizados en la porción nororiental de la Sonda de Campeche, presentan una deformación transpresiva con evidencias de desplazamiento lateral derecho de grandes dimensiones (se estiman 15 km de desplazamiento horizontal), cuya traza principal se ubica en el extremo

occidental del Complejo Estructural Cantarell y coincide con la zona de “reflejos múltiples” (Fig. III.9 y Fig. III.10), la cual se puede seguir desde la porción norte (áreas Ku, Zaap, Maloob), pasando al occidente de Cantarell y siguiendo hacia el sur hasta el área de Caan para continuar hacia el suroeste, presentando una longitud aproximada de 60 km (Fig. III. 10)

En una etapa más avanzada de este tipo de deformación, se presenta el rompimiento de la elipse (Mercier y Vergely, 1992; Fig. III.18 y Fig. III.20), con desplazamiento a través de la fractura “p”, originándose de esta manera zonas de fallamiento lateral derecho, como lo que tenemos en el límite occidental del Complejo Estructural Cantarell (Fig. III.9, Fig. III.10 y Fig. III.20) con dirección N-S.

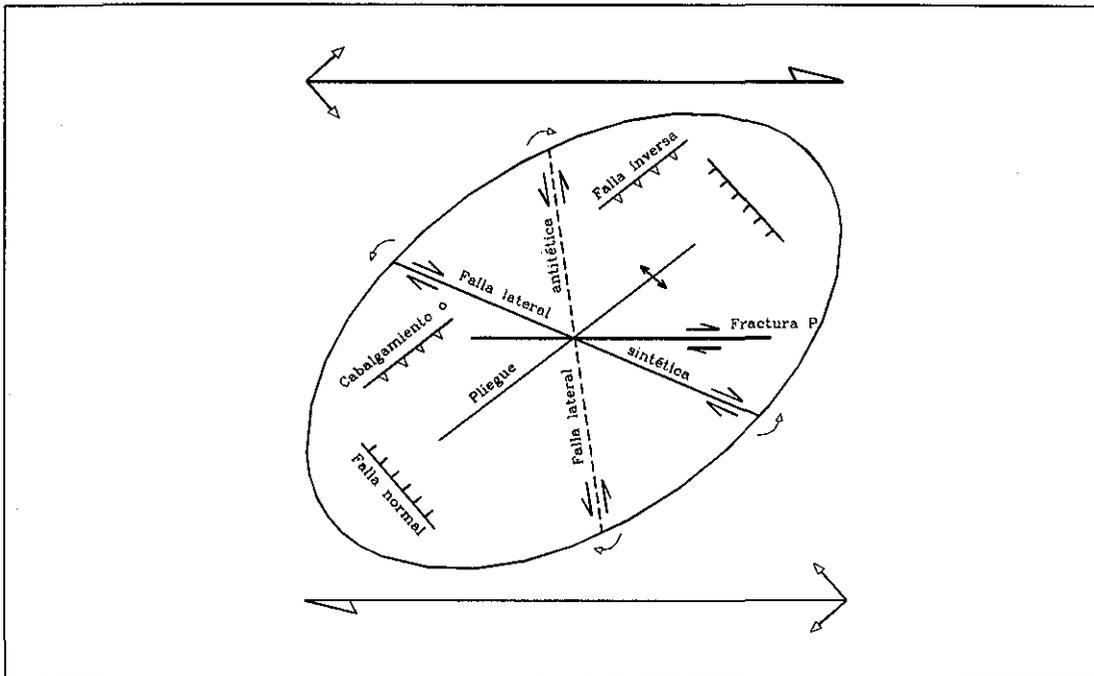


Figura III.18. Elipse de deformación generada por *cizalla simple* de sentido derecho, donde se ve la distribución de fallas inversas, normales y laterales, así como la posición de la fractura “P” (Tomado de Lowell, 1990).

El fallamiento del extremo occidental del Complejo Estructural Cantarell es de mayor desplazamiento e importancia que el oriental, como se puede observar en la Fig. III.9 y Fig. III.10, donde es evidente el truncamiento de las curvas de configuración sísmica y corresponde a un fallamiento lateral derecho muy probablemente con componente inverso (que afecta a la columna geológica pre-miocénica), similar a lo que sucede en la Plataforma de Palawan en el sur de China, donde los bloques en compresión generan altos y bajos en su evolución (Fig. III.19).

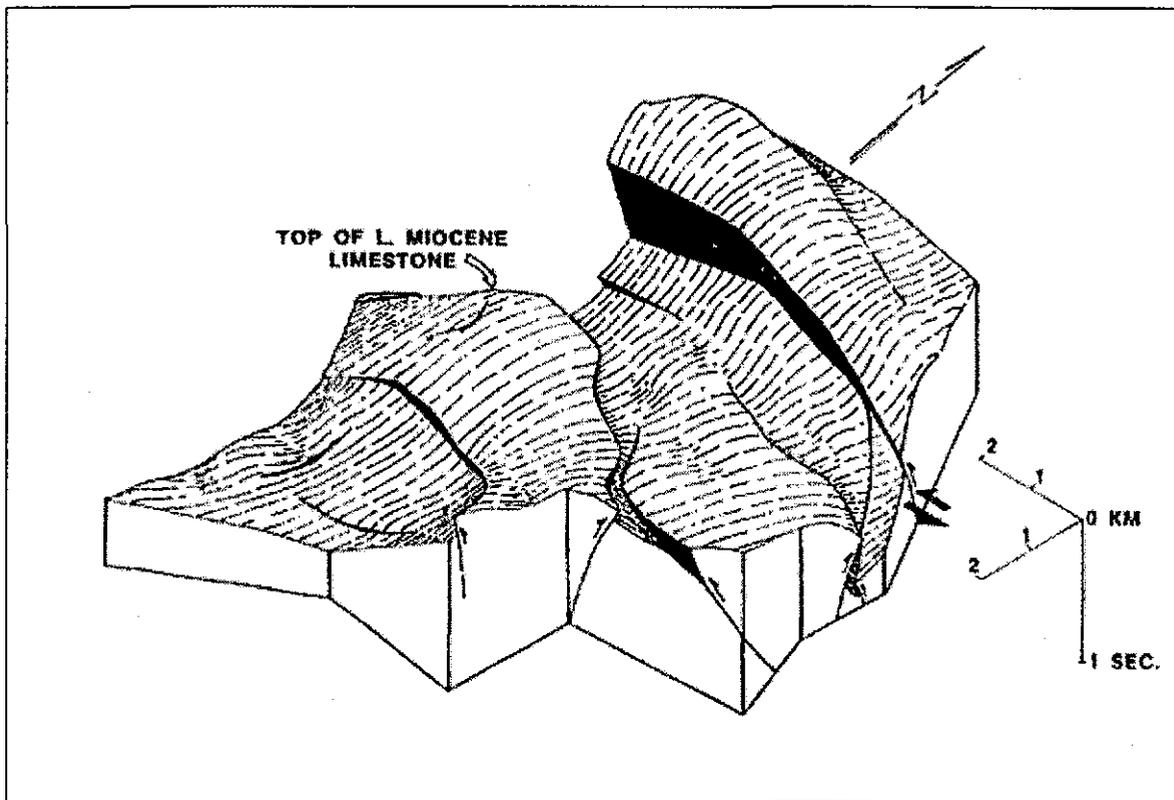


Figura III.19 Diagrama tridimensional de la Plataforma de Palawan, en el sur de China, donde se observan bloques con deformación transpresiva generando altos y bajos en su evolución (Tomado de Roberts, 1983).

Para la porción oriental de la Sonda de Campeche, se considera que la deformación es contemporánea con la sedimentación del Mioceno temprano-medio, con erosión (o depositación muy reducida) en la culminación de las estructuras y depósito (o mayor espesor de sedimentos) en las áreas de hundimiento; quizá esto explica de alguna manera el grueso espesor de 1971 m del Mioceno medio en la porción occidental de la estructura Cantarell y el reducido espesor de 302 m del Mioceno en la culminación de la misma estructura.

Por otro lado en la porción oriental del Complejo Cantarell también existe fallamiento lateral de desplazamiento derecho y con cierto componente inverso con dirección sensiblemente N-S; siguiendo la tendencia de estas fallas, tenemos el emplazamiento de sal, lo cual sugiere que estas intrusiones salinas ocurrieron simultáneamente a la formación de las fallas laterales o un poco después, tal como sucede en las estructuras Nohoch, Chuc, Caan y Ek-Balam, entre otras.

Los paleoesfuerzos que dieron origen a las estructuras de transpresión, se esquematizan en la Fig. III.17, donde se puede ver el esfuerzo máximo compresivo (σ_1) de dirección NE-SW; también se puede observar en esta figura la posición de la elipse de deformación. De esta manera Cantarell se considera una estructura denominada "media flor" con su complemento hacia el norte representado por las estructuras Ku, Zaap y Maloob.

También en perfiles sísmicos se identifican fallas inversas, fallas laterales sintéticas y antitéticas, así como fallas normales, todas ellas relacionadas con una "deformación transpresiva", las cuales se unen de manera compleja conformando "estructuras en flor" (Fig. III.11, Fig. III.12 y Fig. III.13).

El planteamiento del "Modelo de Deformación Transpresiva" para la porción nororiental de la Sonda de Campeche, tiene fuertes bases que lo sustentan. Una de las evidencias más contundentes corresponden a los indicadores cinemáticos (estrías de fallas) identificados en los núcleos de los pozos perforados en la Sonda de Campeche. Este modelo modifica sustancialmente a los anteriores con los que se había trabajado, encontrando la explicación a ciertos problemas que se tenían en muchos de los Campos de esta área, como son, la falta de correlación de las secuencias sismoestratigráficas, los cambios de facies tan bruscos y los distintos espesores entre secuencias estratigráficas contiguas, pero separadas por fallas.

En la Fig. III.21 se puede observar la relación regional de las estructuras y su posición con los paleo-elementos durante la deformación, que contribuyeron de manera importante para el desarrollo de esta zona de deformación transpresiva originada por la formación de la falla *wrench* con desplazamiento derecho y orientación N-S. Las áreas que presentan este tipo de deformación, tienen todos los atributos para considerarlas económicamente atractiva para la acumulación de hidrocarburos, como lo han señalado algunos autores para otras regiones petroleras del mundo (Wilcox *et al.*, 1973; Harding, 1974a; Lowell *et al.*, 1990).

No es casualidad que en la zona de fallamiento *wrench* de dimensiones regionales o a los lados de esta, se encuentren los yacimientos de aceite y gas más importantes de México; esto se debe a que el fallamiento lateral genera fracturas verticales, favoreciendo la porosidad y permeabilidad permitiendo la migración vertical del aceite y gas, generados en niveles inferiores como en este caso en rocas del Tithoniano.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Análisis de la deformación en la Sonda de Campeche

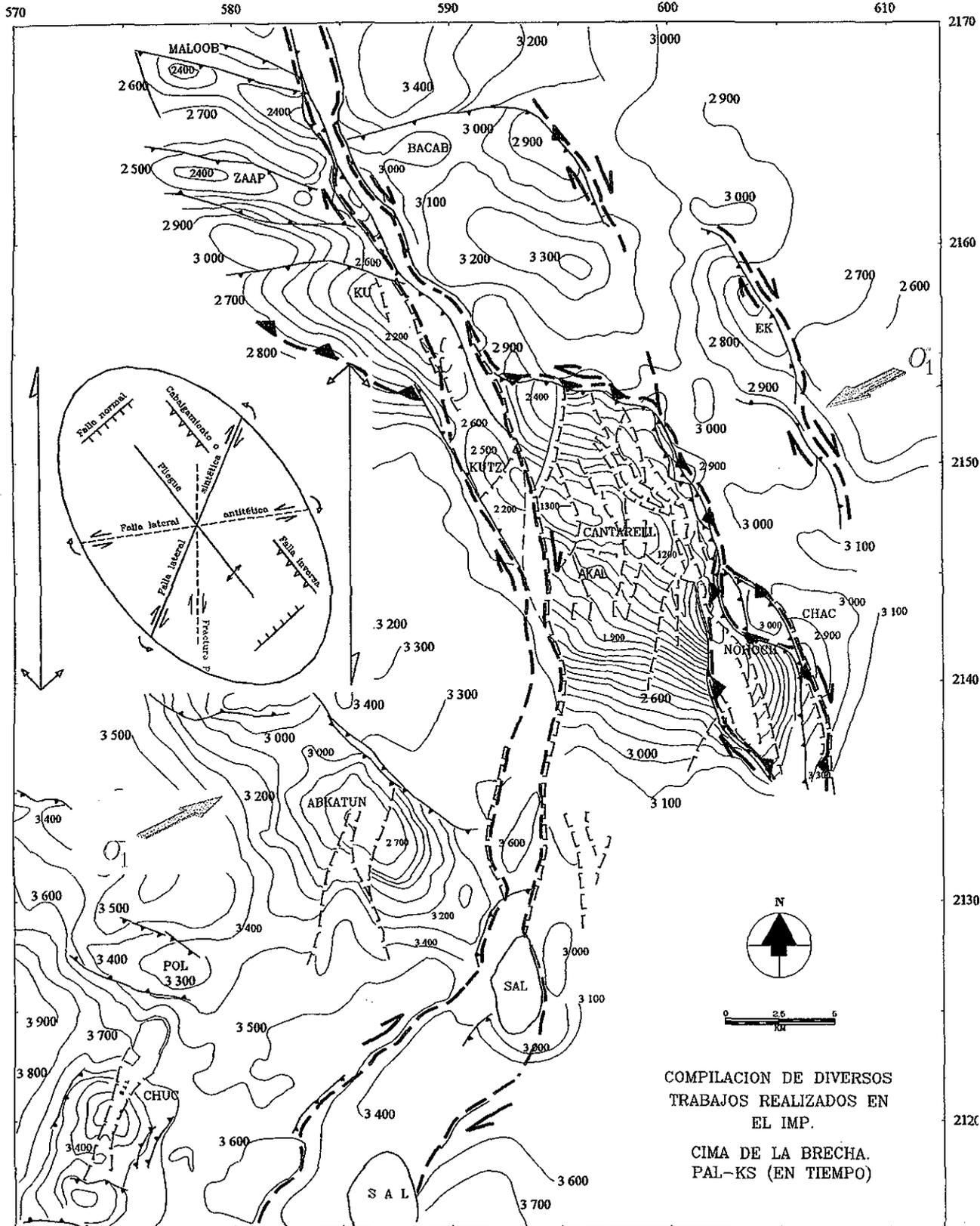


Figura III.20. Interpretación de fallas laterales, fallas transpresivas y campo de paleoesfuerzos en la configuración sísmico-estructural de la cima de la brecha del Paleoceno-Cretácico Superior de algunos campos en la porción nororiental de la Sonda de Campeche (en tiempo)

Falla normal
 Falla inversa
 Falla lateral
 Interpretación apoyada en el análisis de datos
 Las curvas de configuración están acotadas en milisegundos

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Análisis de la deformación en la Sonda de Campeche

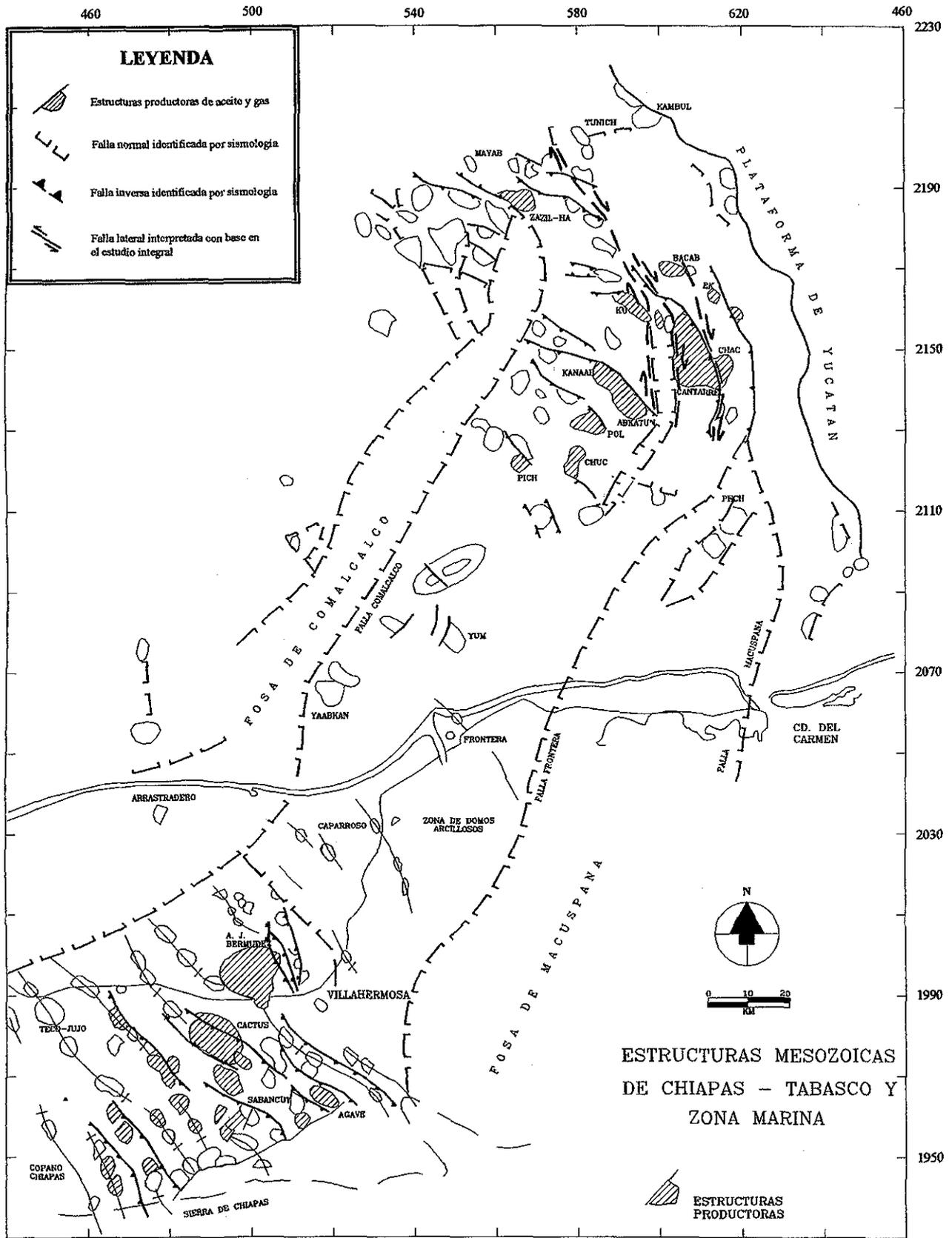


Figura III.21. Interpretación de fallamiento lateral derecho en la compilación de estructuras de las áreas Chiapas-Tabasco y Sonda de Campeche, donde se aprecia la cercanía con la Plataforma de Yucatán

III.5. EDAD DE LA DEFORMACION

En la porción nororiental de la Sonda de Campeche el Cenozoico se caracteriza por presentar una columna estratigráfica constituida principalmente por alternancia de lutitas y areniscas, sin cambios importantes en la sedimentación; sin embargo, se reconoce una discordancia generalizada que se detecta en muchos pozos, donde la secuencia del Mioceno superior descansa sobre rocas del Oligoceno inferior (Salmerón, 1982). Asimismo el Mioceno medio registra etapas muy marcadas de erosión ocasionando una discordancia regional con ausencia parcial del Mioceno medio; en algunas localidades esta erosión alcanzó hasta el Eoceno medio.

Hacia el sur de la Sonda de Campeche en lo que corresponde a la Sierra de Chiapas se tiene un evento magmático que se asocia con la deformación ocurrida durante el Mioceno temprano y medio, con un mayor emplazamiento de intrusivos durante el Mioceno inferior, según los datos de histogramas de edades isotópicas en el Estado de Chiapas (Pacheco y Barba, 1984), denominado como evento Chiapaneco (Sánchez, 1979).

Para la región del Istmo de Tehuantepec existen diferentes elementos tanto en tierra como en el mar que permiten fechar un desplazamiento lateral de dimensiones regionales (Carfantán, 1986; Velasquillo, 2000). En tierra se tiene un magmatismo del Mioceno medio-tardío, el cual se generó probablemente por la subducción de la paleoplaca de Cocos; un fechamiento de 16 Ma de unas ignimbritas riolíticas y del batolito granítico de Santa Gertrudis, así como fechamientos entre 10.5 Ma y 12 Ma para las ignimbritas andesíticas y batolito de Tequisistlán respectivamente, marcan claramente un volcanismo que sobreyace a los desplazamientos laterales. En tanto que en el mar el sistema de desplazamiento lateral izquierdo, paralelo a la costa del Golfo de Tehuantepec, está cubierto por una serie sedimentaria del Mioceno superior.

En la sección sísmica de la Fig. III. 22, se puede observar la discordancia angular que tiene como límite superior una secuencia de rocas del Mioceno superior, la cual se encuentra en posición horizontal, mientras que por debajo de esta secuencia se observan las rocas deformadas y erosionadas, lo cual también se puede constatar con datos de pozos que se han perforados en esta región.

En esta sección se evidencia el adelgazamiento de la secuencia del Mioceno inferior y medio hacia la parte culminante de los anticlinales y el engrosamiento o aumento de espesor hacia los flancos, lo cual sugiere que la deformación inició desde el Mioceno temprano.

Por lo citado líneas arriba y de acuerdo al análisis de la deformación realizado en la Sonda de Campeche, se considera que el límite de la deformación se ubica a finales del Mioceno medio y principios del Mioceno tardío, como se observa en la sección de la Fig. III. 22. Sin embargo, este evento debió haber comenzado por lo menos en el Mioceno temprano por las evidencias de intrusivos en Chiapas (Pacheco y Barba, *op. cit.*) y por los datos isotópicos en el Golfo de Tehuantepec (Carfentan, *op. cit.*; Velasquillo, 2000), así como por las evidencias estratigráficas y paleontológicas que se tienen en varios informes internos de PEMEX e IMP y porque es congruente con el marco tectónico de la región.

En la Fig. III. 23 (Tomada de Angeles *et al.*, 1994), se puede observar cómo la deformación transpresiva termina en el Mioceno medio y ya para el Mioceno tardío-Plioceno se manifiesta un evento distensivo, generando fallas normales lístricas contemporáneas a la sedimentación; este evento también se presenta en la porción nororiental de la Sonda de Campeche, el cual dio origen a las cuencas terciarias del sureste de México.

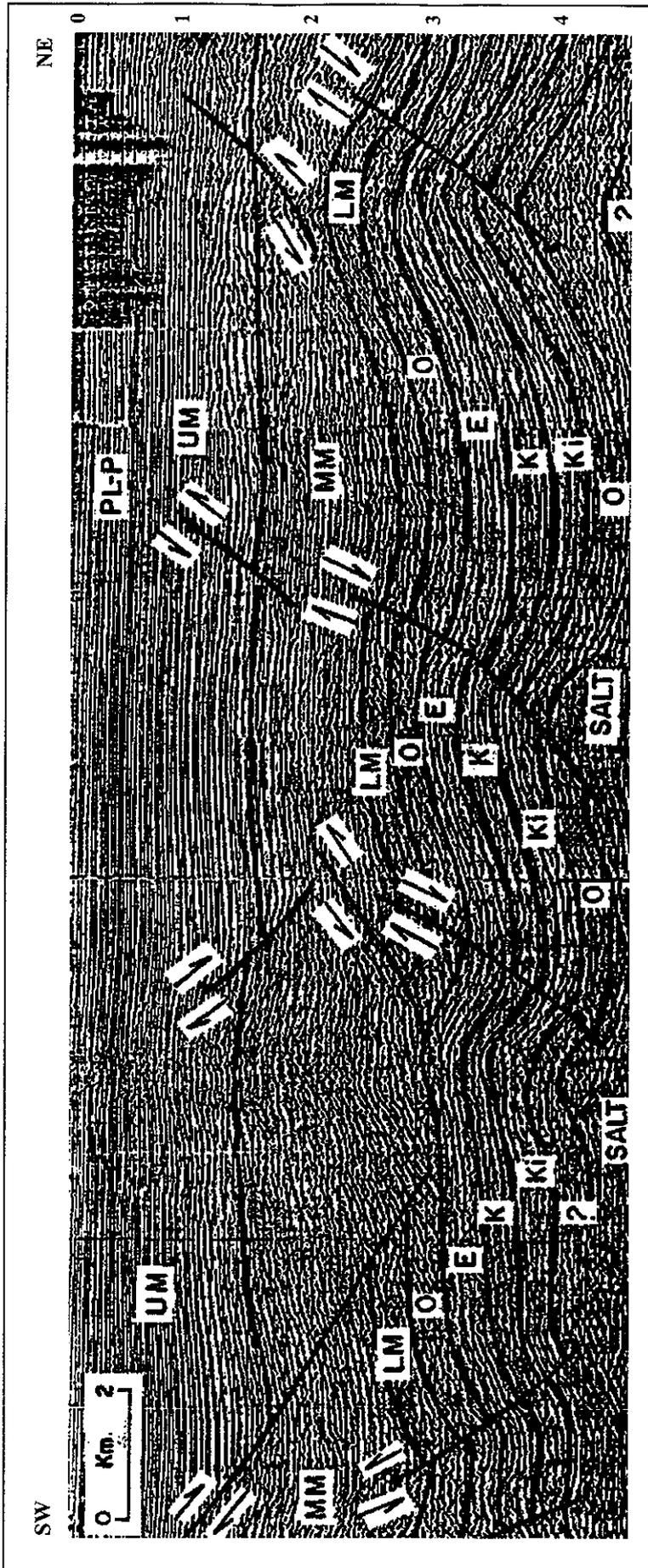


Figura III.23. Sección sísmico-estructural, donde se observa la deformación transpresiva del Mioceno temprano-medio y la deformación distensiva del Mioceno tardío-Plioceno; las fallas inversas llegan solamente al Mioceno medio (MM) y las fallas normales se presentan en el Mioceno superior (UM) y Plioceno (PL-P).

Las abreviaturas restantes corresponden a los periodos geológicos: Cretácico Inferior (Ki), Cretácico medio y Superior (K), Eoceno (E), Oligoceno (O), Mioceno inferior (LM) y sal (SALT), la figura fue tomada de Angeles *et al.*, 1994

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

III.6. LA DEFORMACION TRANSPRESIVA EN EL CONTEXTO DE LA TECTONICA GLOBAL

La tectónica de placas ha sido útil para explicar muchas de las complejidades geológicas no bien entendidas por varias décadas; uno de los problemas que se tienen en el sureste de México es la reconstrucción de la evolución de las placas tectónicas debido principalmente a que muchas de las evidencias han desaparecido por fenómenos de subducción.

En esta región del país es compleja la relación actual que guardan las placas de Norteamérica, Cocos y del Caribe, debido principalmente a las variaciones significativas en el vector de velocidad relativa entre la placa de Norteamérica y las que han subducido en el sur de México (Engelbreton *et al.*, 1985; Tolson, 1998). Para comprender la evolución miocénica, iniciaremos con la evolución del Mesozoico a partir del Cretácico medio. Para este tiempo, la actividad tectónica se concentraba hacia la porción occidental y sur de Norteamérica (Ross y Scotese, 1998, Fig. III.24) y fue generalmente de tipo convergente; para este tiempo ya se identificaba el Bloque Chortis.

A finales del Cretácico Tardío en el área de estudio se manifiesta un depósito de brechas de talud debido a una inestabilidad tectónica, probablemente asociada al evento laramídico, mientras que en la porción sur, ya en el Estado de Chiapas, en lo que se denomina provincia de fallas de transcurrancia (Sánchez, 1979) a partir del Campaniano se comienzan a manifestar depósitos terrígenos en bloques hundidos. En los bloques levantados, continúan los depósitos de plataforma que se habían implantado desde el Albiano y que continúan hasta el Terciario temprano como consecuencia del basculamiento de bloques, posiblemente también asociado al evento laramídico en una porción distal, protegida esta región por el bloque de Centro América, que se encontraba al suroeste del Batolito de Chiapas (Coney, 1983), también conocido como Bloque Chortis (Ross y Scotese, 1988; Fig. III. 24).

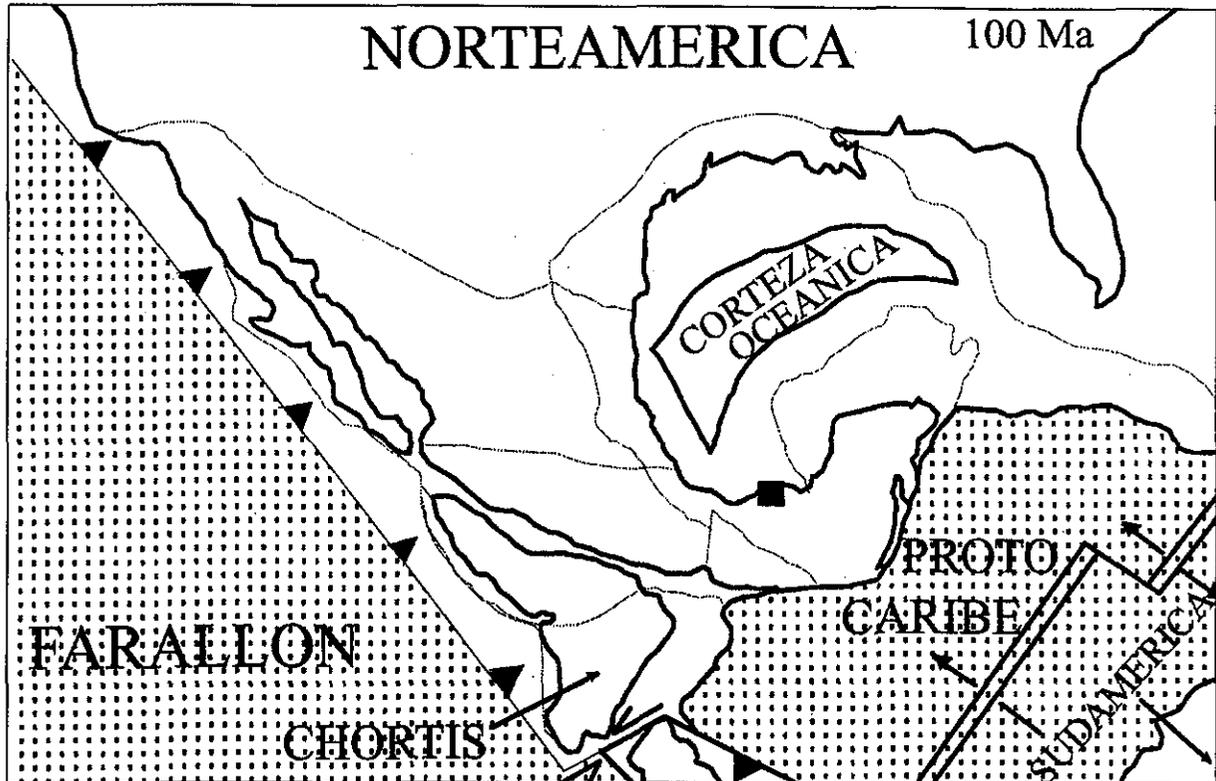


Figura III. 24. Reconstrucción paleotectónica para el Cretácico medio, donde se observa en el sur de Norteamérica, al Bloque Chortis y al protocaribe, aún no iniciaba el desplazamiento izquierdo de Centro América (Tomado de Ross y Scotese 1988)

El evento laramídico (Coney, *op. Cit.*) fue un evento masivo en todo el dominio cordillerano, incluyendo América del Sur; hay evidencias de que este evento de deformación empezó en todas partes de este dominio casi al mismo tiempo al finalizar el Cretácico. Existen evidencias geofísicas de los fondos oceánicos que muestran la aceleración en el movimiento relativo entre América del Norte y la Placa Farallon.

Se sabe que lo que hoy es América Central (Honduras, Nicaragua y Costa Rica), estaba mas al oeste de su posición actual conformando el sur y sureste de México (Bloque Chortis), es decir estaba al sur de Acapulco y del Estado de Chiapas (Cserna, 1969; Coney, 1983; Pindell, 1985; Fig. III. 25); esto, tal vez, explica porqué no hay evidencias de la deformación laramídica en Chiapas, ya que estuvo en la sombra de lo que hoy es América Central.

En Chiapas no existen evidencias de magmatismo laramídico (Pacheco y Barba, 1984) y sí en América Central (Wilson, 1974) al sur de la Falla Motagua-Polochic.

Durante el Terciario temprano en la región continúa el depósito de terrígenos y carbonatos y es hasta el Mioceno cuando se manifiesta un evento compresivo importante. Coney (1983) menciona que durante el Eoceno, después de la deformación laramídica, se dio un cambio muy importante en el régimen de las placas, formándose la Placa del Caribe y empezando a moverse hacia el oriente, junto con su punto triple, desde una posición cercana a Acapulco, hasta su posición actual (Fig. III. 26):

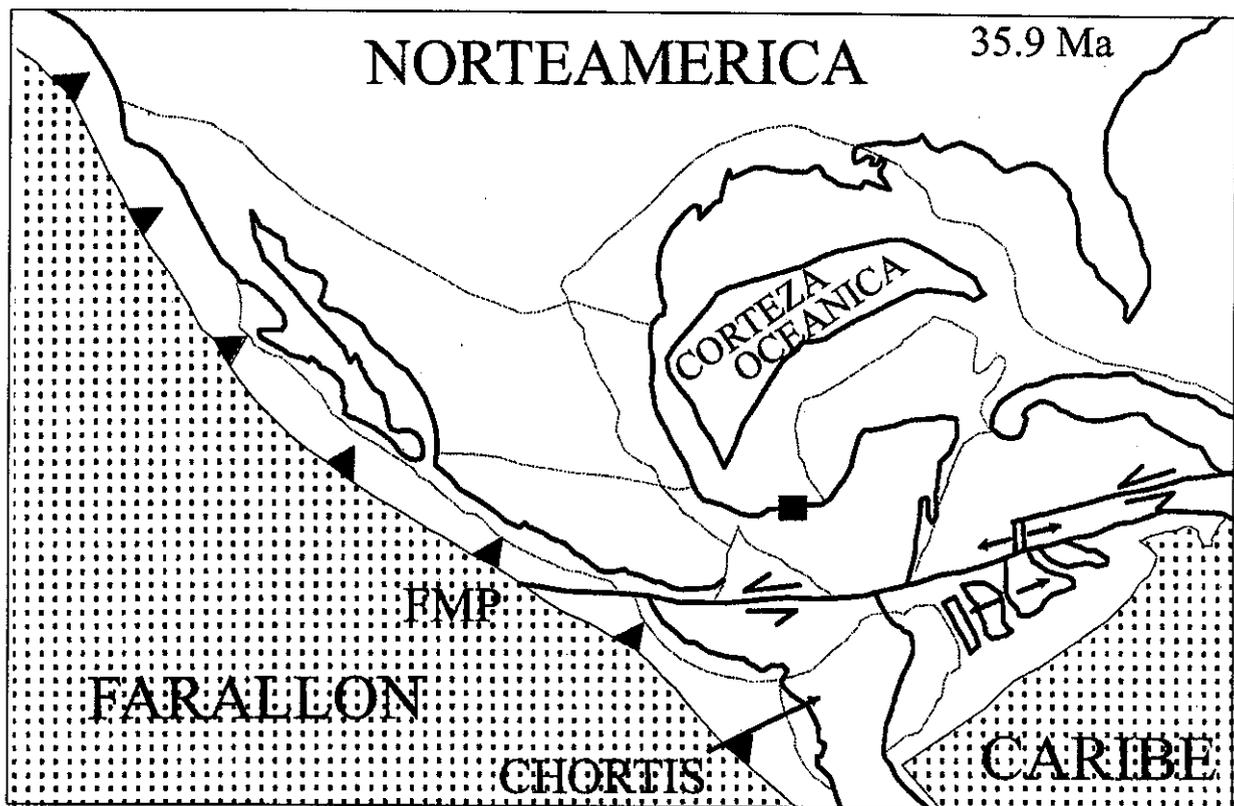


Figura III. 25. Posición de las placas tectónicas para el Oligoceno, donde se observa el cambio en el régimen de las placas a partir del Eoceno, cuando empezó a moverse el Bloque Chortis hacia el oriente para formar lo que hoy es América Central (Tomado de Ross y Scotese 1988)

Es difícil de establecer la reconstrucción de las placas tectónicas para el sureste de México durante el Mioceno temprano y medio que es cuando se desarrolló la deformación transpresiva en la porción nororiental de la Sonda de Campeche. Sin embargo, existen reconstrucciones (Fig. III.26) donde varios autores coinciden en que la combinación de esfuerzos que se generaron por los procesos de convergencia entre la placa de Norteamérica y la de Cocos y el desplazamiento hacia el oriente del Bloque Chortis, causó la deformación en Chiapas y en la Sonda de Campeche. En esta última, se dio una deformación transpresiva (porción nororiental) por la complejidad en la posición de los paleoelementos tectónicos.

La Falla Motagua-Polochic tiene desplazamiento lateral izquierdo y es activa, como fue demostrado en el terremoto de 1976 (Burkart, 1978). Después del Mioceno tardío, la acreción oceánica de la dorsal del Caimán, provocó un desplazamiento izquierdo estimado entre 250 km y 300 km (MacDonald y Halcombe, 1978), el cual pudo haber iniciado desde el Eoceno.

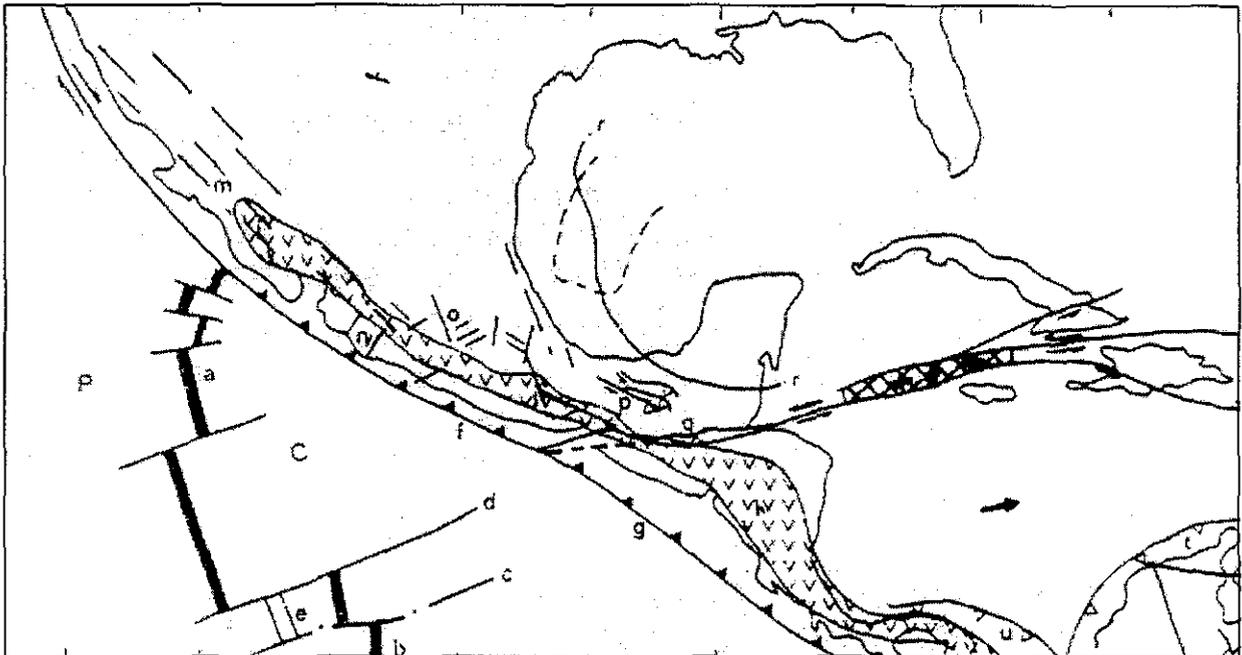


Figura III. 26. Reconstrucción paleotectónica en el sur de Norteamérica para el Mioceno tardío (8 Ma), observándose la unión de tres placas: Norteamérica, Cocos y Caribe, esta disposición de placas predominó durante el Mioceno temprano y medio cuando se desarrolló la Deformación en la Sonda de Campeche (Tomado de Carfantan 1986)

CAPITULO IV

FRACTURAS ASOCIADAS A LA DEFORMACION TRANSPRESIVA MIOCENICA

Los yacimientos de aceite y gas del sureste de México presentan alta productividad, llegando a alcanzar algunos pozos en su vida productiva mas de 50,000 barriles por día (Ayala *et al.*, 1984), debido a la existencia de alta permeabilidad por fracturas naturales, por cavidades de disolución y por la litología predominante en estas formaciones que corresponde a calizas parcialmente dolomitizadas, dolomías y ciertos horizontes de arcillas.

La porosidad de las formaciones es variable. Sin embargo, se han cuantificado porosidades medias entre 3 y 25% (Porres y Castrejón, 1991), en las cuales una gran parte de la porosidad total se encuentra asociada a cavidades de disolución y a sistemas de fracturas. La Fig. IV.1 muestra un ejemplo de un núcleo obtenido en este tipo de formaciones, donde se observan dos sistemas de fracturas, uno con planos inclinados 60° y otro con planos verticales, los cuales conectan a cavidades de disolución de distinto tamaño de tal forma, que se presenta un sistema poroso complejo muy interesante.

En términos generales, las fracturas son rasgos por los cuales la roca ha perdido cohesión independientemente de su origen geológico y representan un volumen que puede ser ocupado por fluidos y además pueden funcionar como un camino preferencial para el movimiento de los mismos, por lo cual es sumamente importante conocer los parámetros principales de los sistemas de fracturas.

En todos los trabajos relacionados con el desarrollo de fracturas es importante establecer el origen de éstas, así como sus atributos tales como: *tamaño, densidad, intensidad, tendencia, abertura, relleno de minerales y disolución de sus planos* entre otros, para comprender con mayor claridad el comportamiento de los yacimientos de fracturas naturales.

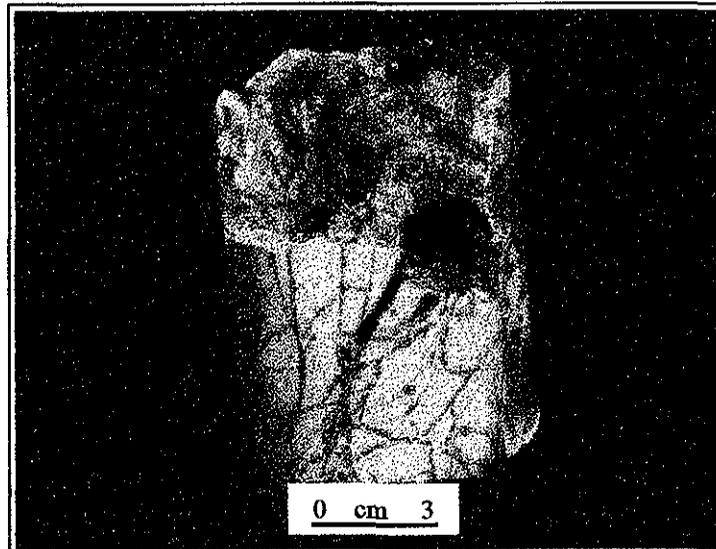


Figura IV.1. Muestra de núcleo donde se observan dos sistemas de fracturas, uno con planos inclinados 60° y otro con planos verticales, los cuales conectan a cavidades de disolución de distinto tamaño.

Las fracturas son rasgos estructurales en la naturaleza con orden y distribución bien definidos, ya que responden a esfuerzos de la corteza terrestre; dentro de los principales esfuerzos tenemos aquellos generados por fuerzas verticales (gravedad) y por fuerzas tangenciales (tectónicas). En el área de estudio las fuerzas tangenciales o tectónicas fueron las principales causantes de las fracturas, las cuales producen fenómenos de tipo regional, donde se generan grandes desplazamientos de unidades rocosas, ocasionando zonas plegadas y falladas, a veces de grandes dimensiones y muy complejas.

Para comprender la génesis de las fracturas es necesario realizar un estudio de las formaciones del subsuelo a distintas escalas, utilizando las fuentes de información y las herramientas disponibles que permiten identificar los intervalos afectados por fracturas y sus características.

Dentro de las fuentes de información más importantes para la definición de los sistemas de fracturas, tenemos a los núcleos, los cuales, ya sea orientados o no, proveen las mayores oportunidades de observación directa (Kulander *et al.*, 1990), lo cual es importante porque con base en las relaciones espaciales de fracturas se puede establecer el paleocampo de esfuerzos que les dio origen. Dentro de las herramientas que nos proporcionan información indirecta del subsuelo para determinar intervalos afectados por fracturas, se tiene a los registros geofísicos de pozo, datos sísmicos y datos de pruebas de pozo. Estas herramientas toman datos indirectos del subsuelo, y que si son procesados e interpretados adecuadamente, se obtiene información muy valiosa. Sin embargo depende de varios factores para que esto tenga éxito.

Para conocer con mayor precisión un yacimiento, es necesario realizar estudios de caracterización geológica-geofísica, integrando varias disciplinas entre las cuales es importante considerar el estudio de "*microestructuras*" en núcleos que contemple la relación con las estructuras mayores como pliegues y fallas presentes en el yacimiento.

IV.1. ANALISIS DE FRACTURAS Y MICROESTRUCTURAS EN NUCLEOS

El análisis *microestructural* es una herramienta útil para reconocer las *estructuras mayores* como son pliegues y fallas, con base en el análisis de rasgos de compresión a una escala decimétrica y centimétrica. Con el apoyo de modelos

estructurales permiten deducir el paleocampo de esfuerzos y es posible establecer una relación entre *microestructuras* y estructuras geológicas mayores. Este tipo de estudios ha sido utilizado con bastante éxito, sobre todo en geología superficial, en donde se dispone de una gran cantidad de datos para establecer por métodos estadísticos la relación entre *microestructuras* y *estructuras mayores*.

Actualmente, este tipo de análisis ha sido empleado por el suscrito en forma satisfactoria en varios estudios de caracterización geológica-geofísica de yacimientos en formaciones carbonatadas del subsuelo de México (Pacheco *et al.*, 1994; Porres *et al.*, 1996; Pacheco y Escalante, 1996; Pacheco *et al.*, 1998) , utilizando para ello principalmente muestras de núcleo, desde luego con el apoyo de registros geofísicos de pozo, información sísmica y pruebas de producción. Este aspecto cobra interés por las implicaciones que tiene con relación al aumento de porosidad y permeabilidad, así como por las direcciones preferenciales de flujo en los yacimientos, en muchos casos cuando los desplazamientos de las fallas son menores de 50 m y los métodos sísmicos no los pueden identificar. Sin embargo, realizando un análisis detallado de las *microestructuras* en núcleos es posible definir desplazamientos de este rango, los cuales son importantes ya que en ocasiones conforman zonas o franjas donde se generan fracturas, conformando caminos preferenciales de flujo en los yacimientos de aceite y gas.

IV. 1.1. Metodología empleada

En los estudios de fracturas y microestructuras, se emplea una metodología que se ha implementado a través del desarrollo de los análisis en núcleos que se llevaron a cabo en los diferentes campos petroleros; esta metodología incluye diversas etapas, en las que se analizan las fracturas y microestructuras y se relacionan con *estructuras mayores*.

La interpretación de *fracturas* y *microestructuras* en núcleos se inicia con la selección de pozos verticales que se les haya cortado núcleos. Después, se revisan aquellas muestras de núcleo cuyos horizontes estratigráficos sean más antiguos, con la finalidad de ubicar las fracturas y las microestructuras en tiempo y espacio. Posteriormente, se describe megascópicamente y por medio de la observación petrográfica en láminas delgadas, la composición litológica de cada núcleo, así como las características que presentan las fracturas a escala microscópica (relleno de minerales, disolución en sus planos, desplazamiento, etc.).

Se describen también las características megascópicas (microestructuras), las cuales son rasgos impresos en las rocas como: *estilolitas*, *fracturas*, *microbrechas tectónicas*, *foliaciones*, *milonitas* y *estrías de fallamiento* entre otras; estas últimas ponen de manifiesto el tipo de esfuerzo que las originó así como la dirección y sentido de desplazamiento. Para la correcta descripción y análisis de las fracturas a escala de núcleo, se consideran los siguientes atributos: *Tamaño*, *densidad*, *intensiva*, *tendencia*, *abertura*, *relleno de minerales* y *disolución de sus planos*.

De manera más detallada en la Fig. IV.2 se muestran las etapas de análisis, consideradas en la metodología, las cuales se describen a continuación:

IV.1.1.1. Selección de pozos. Se realiza la revisión de núcleos, utilizando primero los pozos verticales que hayan cortado núcleos, ya que estos pozos son los que mejores datos nos proporcionan en cuanto a relaciones espaciales de fracturas y en la inclinación real de estrías de fallamiento, iniciando la revisión de los núcleos con los niveles estratigráficos más antiguos.

IV.1.1.2. Ubicación cronológica de núcleos. Con el fin de obtener mayor beneficio en el análisis de núcleos, este se inicia con los niveles estratigráficos más antiguos; en cada pozo la revisión se realiza del núcleo mas profundo al más somero, lo que permite ubicar a los sistemas de fracturas y, en general, a las microestructuras en tiempo y espacio, estableciendo de esta manera la relación con los eventos tectónicos de la región.

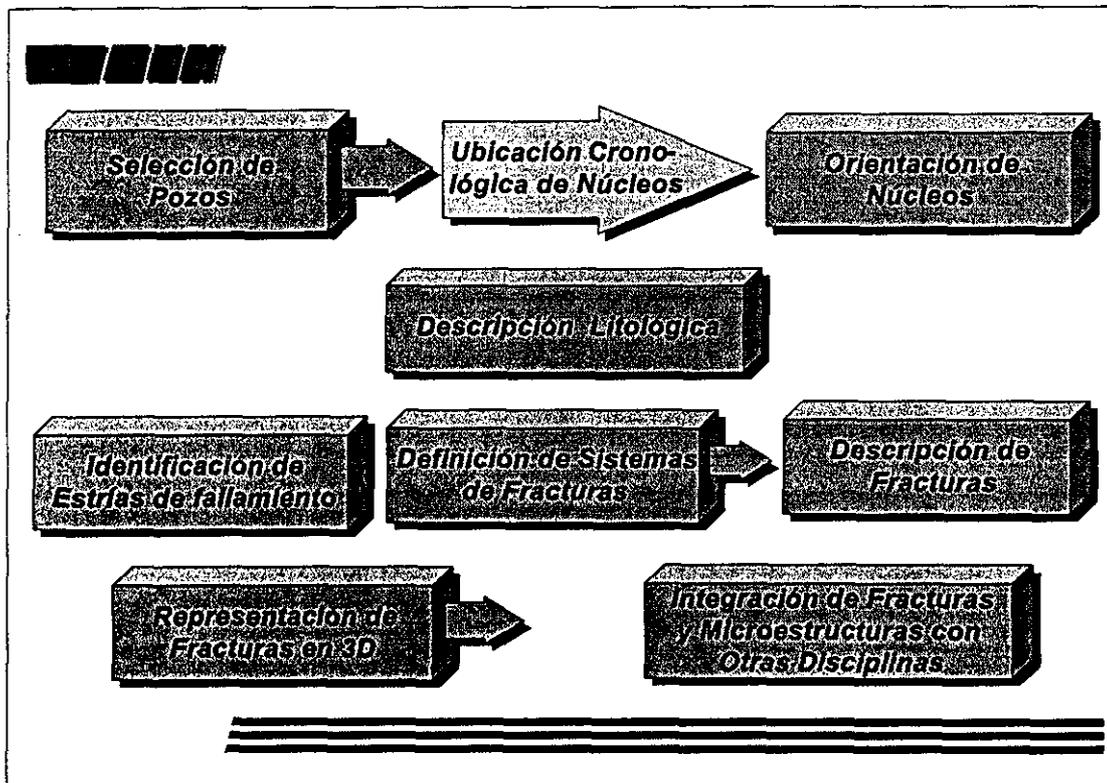


Figura IV. 2. Etapas en el estudio de fracturas y microestructuras en núcleos, para definir tipo de fallas, origen de fracturas y direcciones preferenciales de flujo.

IV.1.1.3. Orientación de núcleos. Para orientar las muestras de núcleo, primero se ubican en su posición vertical, auxiliándonos con las marcas registradas en estos (dos rayas marcadas en los núcleos una roja a la derecha del observador y otra negra a la izquierda; Fig. IV.3), que indican la vertical del pozo.

Posteriormente se procede a la orientación de los núcleos, lo cual es difícil, sobre todo cuando no se cuenta con registro de imágenes de pozo, ya que estos nos proporcionan estereogramas que es muy fácil correlacionar con la inclinación de fracturas y obtener su orientación.

Para los casos donde no se cuenta con estos registros, se considera la inclinación de la estratificación observada en los núcleos, midiendo el ángulo entre el rumbo de la capa y el rumbo de la fractura y posteriormente se relaciona con la inclinación de la estratificación en los planos de configuración sísmico-estructurales; asimismo nos auxiliamos con datos de estructuras mayores como son pliegues y fallas, relacionando la posición del pozo y su probable relación con el desarrollo de fracturas; dichas estructuras previamente han sido identificadas por métodos sísmicos.

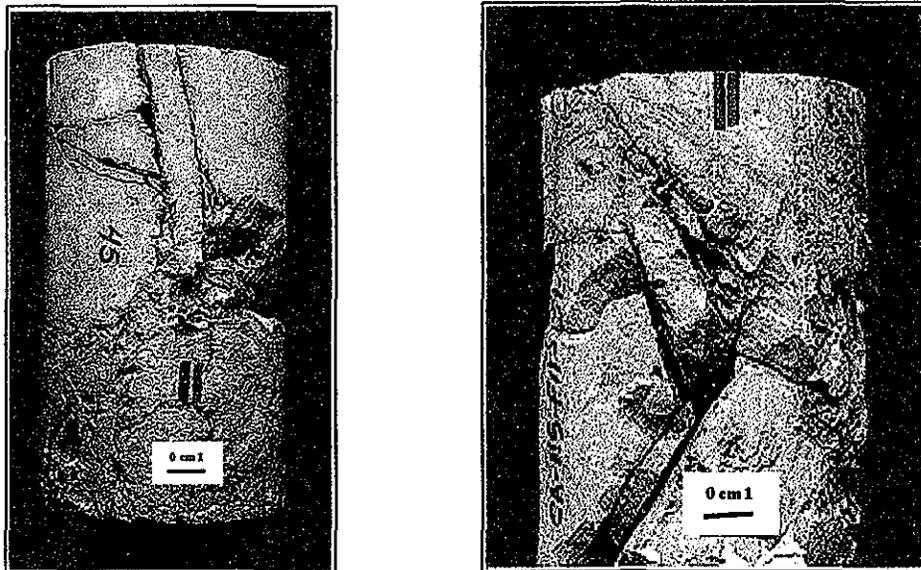


Figura IV.3. Sistema de fracturas con planos verticales (izquierda) y sistema de fracturas conjugadas (derecha) con planos inclinados 60° que comunican al yacimiento en dirección principalmente vertical.

IV.1.1.4. Descripción litológica. Un punto importante en el análisis de fracturas y microestructuras, consiste en la identificación y descripción a escala megascópica de la composición litológica de cada muestra de núcleo, definiendo la litología y textura, describiendo las características diagenéticas observables como son: procesos de dolomitización, recristalización y disolución, asimismo las características petrofísicas, como porosidad primaria y porosidad secundaria. Posteriormente, donde es necesario, se detalla con el microscopio petrográfico, identificando y describiendo características tales como composición mineralógica de la roca, tipo de porosidad primaria, relleno de fracturas y eventos de dolomitización entre otras.

La descripción litológica es muy útil en la interpretación de registros geofísicos de pozos, principalmente en aquellos en los que no se cuenta con descripción y cuyas litologías son particularmente complejas, como sucede en las formaciones del Cretácico Inferior y, en particular, en donde la columna está formada de calizas intercaladas con laminaciones de bentonita. También se considera de importancia la litología detallada de los núcleos, cuando se encuentran microestructuras como estrías, ya que no se imprimen de la misma manera en lutitas, por ejemplo, que en calizas, lo cual da idea de la intensidad del esfuerzo; asimismo es importante tomar en cuenta la relación entre densidad de fracturas, litología y espesor de estratos.

IV.1.1.5. Identificación de estrías de fallamiento. Estas microestructuras son de mucha utilidad y tienen que manejarse con cuidado debido a la implicación que presentan en la reconstrucción o interpretación del modelo estructural. En los estudios efectuados en núcleos, han sido de mucha utilidad, sobre todo para definir tipo de fallas (Fig. IV.4), ya que en la interpretación sísmica se observan desplazamientos aparentes, pero no se sabe con certeza el movimiento real de los bloques, por lo cual las estrías nos ayudan a definir tipo de fallas y paleocampo de esfuerzos.

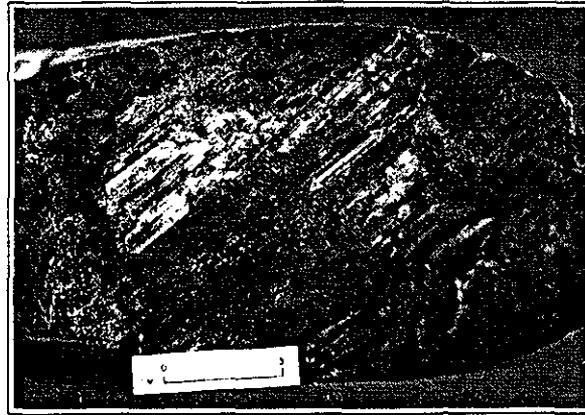


Figura IV.4 Muestra de núcleo de un pozo horizontal, donde se observan estrías de falla lateral, que presentan cierto componente normal, evidenciando desplazamientos laterales de grandes dimensiones.

IV.1.1.6. Definición de sistemas de fracturas. En este punto nos auxiliamos de varios parámetros para definir los sistemas de fracturas. Primeramente analizamos los núcleos de pozos verticales, donde observamos y definimos las relaciones espaciales de fracturas, reconociendo las familias (*sets*) de fracturas y, posteriormente, los sistemas, logrando establecer en muchos casos el paleocampo de esfuerzos para dichos sistemas, lo que nos permite asociarlos a un origen al relacionar paleoesfuerzos en el núcleo con paleoesfuerzos en el yacimiento. Un ejemplo se muestra en la Fig. IV.3, donde se pueden observar dos sistemas de fracturas, uno en cada núcleo. En el primero, se presenta un sistema de fracturas verticales donde el esfuerzo máximo compresivo (σ_1) es horizontal; en el segundo, el núcleo muestra un sistema de fracturas inclinadas 60° y su conjugado, conformando un sistema de fracturas conjugadas, cuyo esfuerzo máximo compresivo (σ_1) es vertical.

IV.1.1.7. Descripción de fracturas. En la descripción de fracturas se toman en cuenta varias características o atributos de fracturas como son: *Tamaño, densidad, intensidad, tendencia, abertura, relleno de minerales y disolución de los planos.* A continuación se describe de forma somera cada uno de los términos con la finalidad de aclarar algunos aspectos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Tamaño. Se refiere a la dimensión de la superficie de una fractura, como esta es un plano que no se extiende indefinidamente, se puede establecer su dimensión, en sentido vertical y horizontal, lo cual es importante para conocer su influencia en la permeabilidad de los yacimientos.

Densidad. Está relacionada con el número de trazas de fracturas que cortan una línea transversal por unidad de longitud, lo cual depende de varios factores, como son, litología, posición estructural, espesor de las capas y presión de confinamiento entre otros. Aquí utilizamos los términos cualitativos como *abundante, regular y escaso*, para referirnos a la densidad de las fracturas; en la Fig. IV. 1 se muestra un núcleo con fracturas verticales abundantes.

Intensidad. Se refiere a la concentración de esfuerzo en ciertas áreas debido principalmente a la posición estructural; esto se asocia a la generación de fracturas de origen tectónico que se relaciona con estructuras mayores como pliegues y fallas.

Orientación e inclinación. Se refiere al rumbo de los planos de fractura, es decir, a la dirección de intersección entre los planos de fractura con un plano horizontal, así también al ángulo de inclinación de estos planos; un ejemplo se puede ver en el esquema tridimensional (Fig. IV. 7), en el que se marca la dirección e inclinación de los sistemas de fracturas para un núcleo, lo cual se realizó para cada uno de los núcleos analizados.

Abertura. Consiste en la separación de las paredes de la fractura en la roca; no todas las fracturas presentan la misma anchura de abertura, ya que esto depende de su origen; en la Fig. IV.3 se puede observar este atributo, sobre todo en la segunda muestra, ya que la primera presenta disolución de sus planos.

Relleno de minerales. En muchos de los campos estudiados, se han observado fracturas rellenas principalmente de calcita o dolomita, en menor proporción se presenta relleno de anhidrita y de sílice; un ejemplo se puede observar en la Fig. IV.5. El relleno de minerales ya sea parcial o total, es importante definirlo ya que este reduce la porosidad y permeabilidad del yacimiento, por lo cual es conveniente establecer tanto la temporalidad de los sistemas de fracturas con relleno, como las áreas donde ubica.

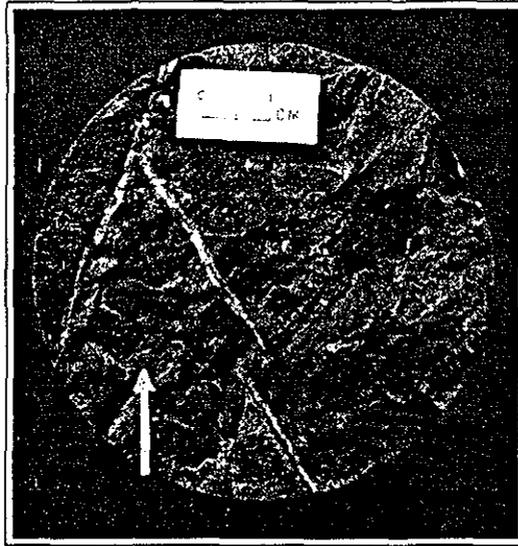


Figura IV.5. Caliza con incipiente dolomitización que presenta un sistema de fracturas de cizalla conjugadas con planos verticales rellenos de calcita.

Disolución de los planos de fractura. Un aspecto importante desde el punto de vista económico-petrolero lo constituye la disolución de los planos de fractura (Fig. IV.6), ya que esta aumenta considerablemente la porosidad y permeabilidad de los yacimientos; en el análisis realizado durante el presente estudio se ha visto que los campos petroleros de mayor productividad de aceite y gas, están asociados a una disolución de los planos de fractura. Esta disolución fue posterior al desarrollo intenso de fracturas que ocurrió en el área durante el Mioceno temprano-medio, aumentando de manera muy importante su porosidad y permeabilidad (pozos con permeabilidades hasta de 7 000 milidarcys).

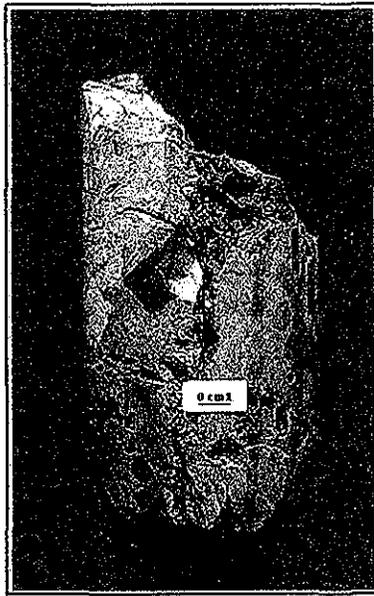


Figura IV.6. Sistema de fracturas verticales con disolución en los planos, haciendo más grandes los canales de comunicación.

IV.1.1.8. Representación de fracturas en 3D. Para entender adecuadamente las fracturas, se requiere analizar la relación entre el desarrollo de sus atributos mencionados anteriormente y los esfuerzos que los originaron, lo cual se esquematiza en el diagrama tridimensional de la Fig. IV.7 , mostrando la o las familias de fracturas por un lado y por otro, la dirección del esfuerzo máximo compresivo () que las originó.

De esta manera se trata de efectuar un escalamiento de la información, al relacionar rasgos *microestructurales* en núcleos con estructuras mayores identificadas por sismología a escala hectométrica y kilométrica. En general, se ha visto buena correlación entre estos aspectos, siendo importante en este punto comprender el paleocampo de esfuerzos a escala de núcleo y manejar el paleocampo de esfuerzos a escala de campo petrolero para lograr este escalamiento.

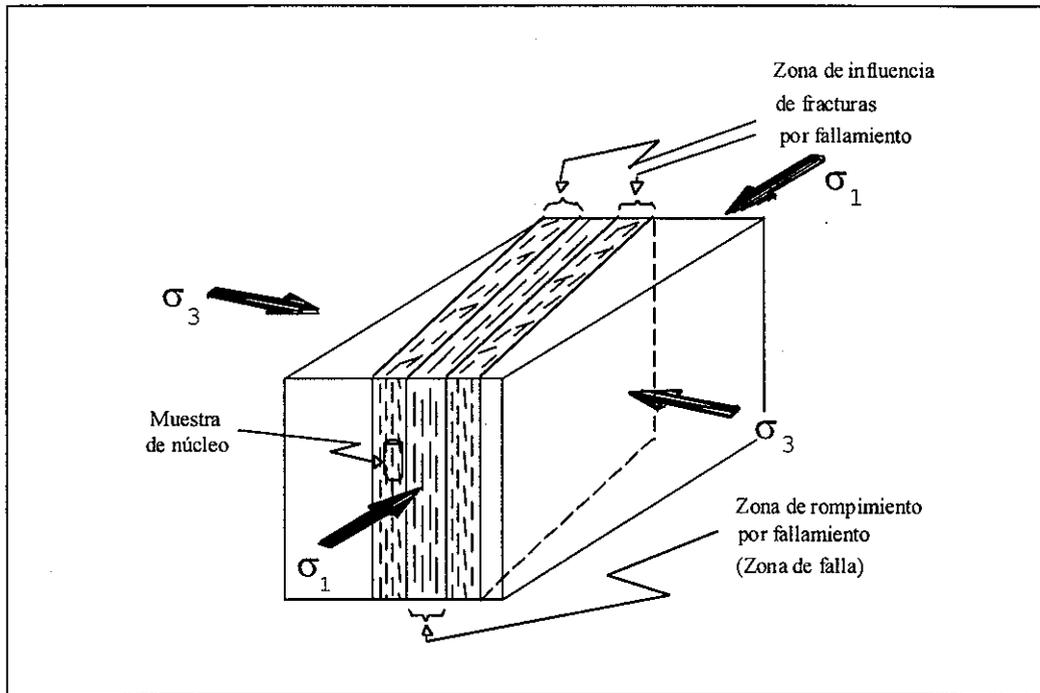


Figura IV.7 Representación tridimensional de fracturas y fallas en núcleos e interpretación del paleocampo de esfuerzos que les dio origen.

IV.1.1.9. Integración de fracturas y microestructuras con otras disciplinas. La integración de información e interpretación de fracturas y microestructuras que se obtienen de diferentes fuentes, permite establecer modelos estructurales realistas para explicar el origen y distribución de las fracturas en las áreas de interés. En el presente estudio, al relacionar los datos de *microestructuras* encontradas en núcleos, con el plano estructural de la cima del yacimiento elaborado con anterioridad con información principalmente de sismología, registros geofísicos y datos de pozos, se observa la coincidencia en cuanto a la traza de las fallas, pero no con el tipo de fallamiento; evidenciando los datos de núcleos estrías de fallamiento lateral (Fig. IV.4), mientras que en los planos de configuración sísmico-estructurales, estas fallas se cartografían como fallas normales (Fig. IV.8). En algunos casos se observa desplazamiento horizontal puro y en otros se presentan con cierta componente normal (Fig. IV.4). El hecho de que estas fallas laterales no puedan ser evidentes en la sísmica, obedece a que generalmente no presentan desplazamiento vertical, o este es muy pequeño.

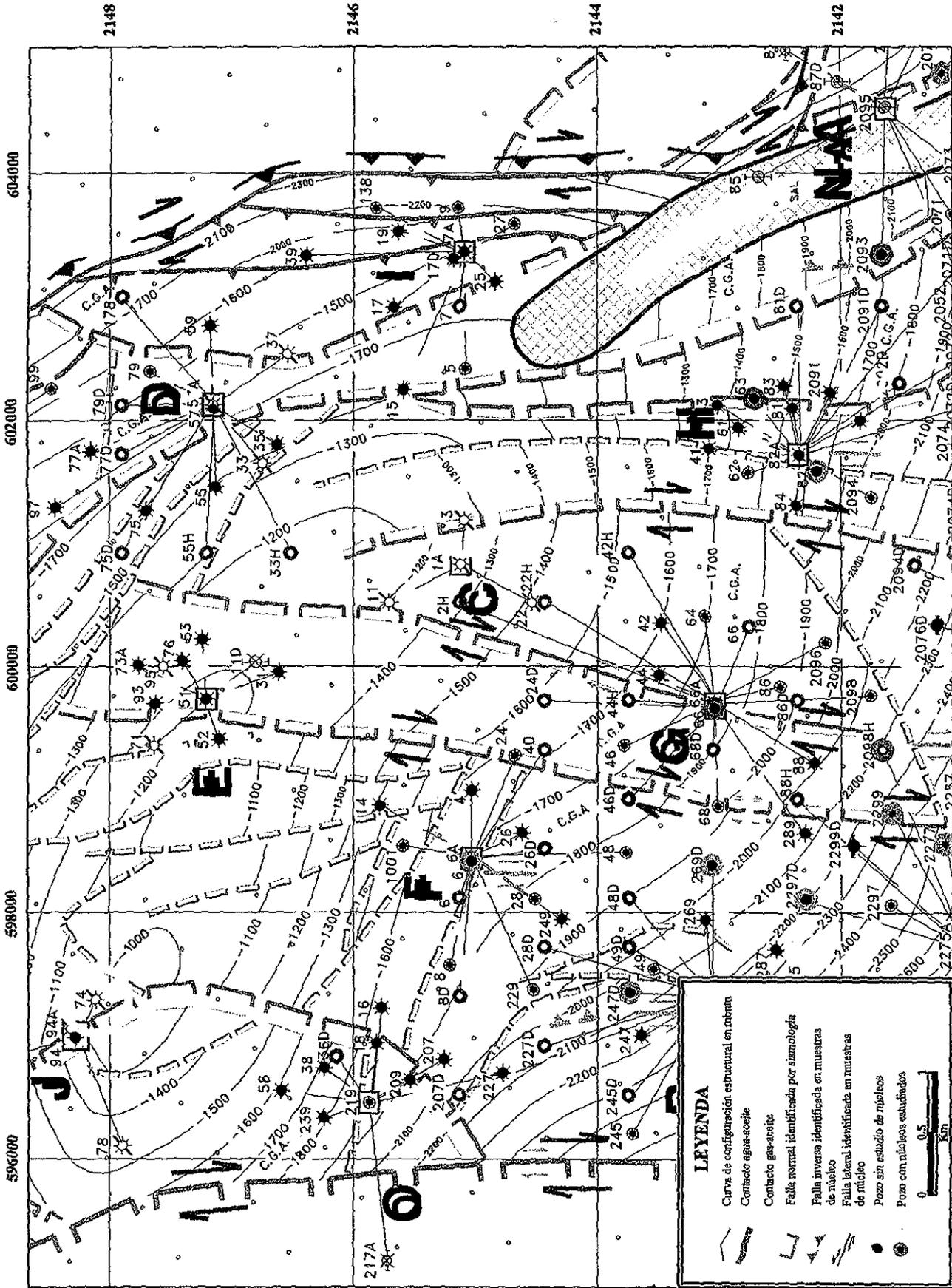


Figura IV.8 Configuración sísmico-estructural (mbmm) de la brecha (BTP-Ks) de Cantarell, incluyendo datos microestructurales obtenidos de muestras de núcleo (●), que modifican el tipo de fallas identificadas por sismología. También se muestran pozos con producción superior a 50 000 B/día (○). Interpretación de fallamiento lateral derecho con base en el análisis de información de subsuelo (↗).

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Con relación al paleocampo de esfuerzos definido a escala de núcleos, primeramente se analizaron las relaciones espaciales de las fracturas y posteriormente se compararon con estructuras mayores interpretadas previamente por métodos sísmicos (Fig. IV.8). Los esfuerzos que generaron a las fracturas coinciden con los esfuerzos que generaron a las fallas, sobre todo cuando el análisis de las fracturas en núcleos fue realizado de manera adecuada. La idea principal en este punto es definir un paleocampo de esfuerzos que permita explicar el origen de las fracturas; respetando las tendencias y disposición de fracturas observadas en los núcleos.

Para el área de estudio se ha encontrado que la densidad de fracturas en cada pozo es particular y diferente, pero existe una relación en cuanto a las tendencias de *sistemas de fracturas*, observándose que están asociados a un mismo origen cuando corren a lo largo o cerca de la traza de una falla (Fig. IV 8), lo que sugiere que fueron generados por el emplazamiento de dicha falla.

Las fracturas mencionadas presentan planos verticales y se considera que fueron originadas por el emplazamiento de fallas laterales, formando zonas de cizalla o de rompimiento de algunos metros de anchura, dependiendo del tamaño de la falla así como de su desplazamiento (Fig. IV.7). Esta zona de rompimiento por fallamiento genera, a su vez, una zona de fracturas, la cual es de dimensiones moderadas y no es homogénea, presentándose en algunas zonas con mayor intensidad y tamaño, mientras que en otras disminuye hasta desaparecer, pero siempre conservando la misma disposición y arreglo (sistemas de fracturas).

En la mayoría de los campos petroleros donde se han estudiado las fracturas y las microestructuras en núcleos, se ha definido el origen de estas y se ha podido

establecer su dirección a través de correlaciones, sobre todo cuando se puede asociar claramente con fallas previamente identificadas por sismología y contando con la información de registros de imágenes de pozo (FMI o EMI) a través de estereogramas (Fig. IV.9), donde se grafican tanto inclinación como rumbo de fracturas.

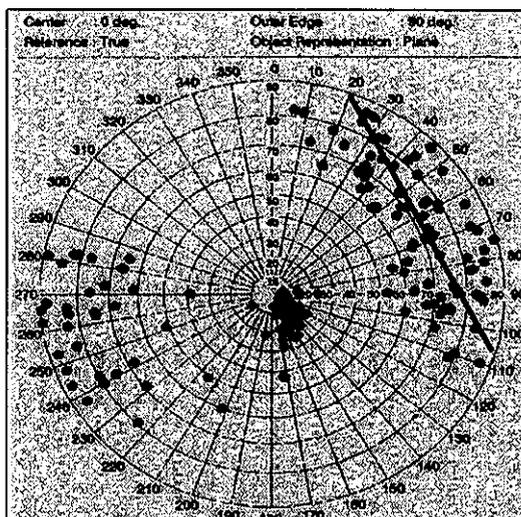


Figura IV.9. Representación estereográfica de fracturas y estratificación, obtenidas del registro FMI (Schlumberger). Se ha interpretado en el estereonet, la dirección e inclinación promedio de las fracturas.

Para conocer la orientación de las fracturas, es necesario tener el núcleo analizado (Fig. IV.10), así como el esquema tridimensional (Fig. IV.7) donde previamente se han interpretado las fracturas y se les ha asignado un origen; como el estereograma que resulta del registro de imágenes de pozo tiene graficada la inclinación y el rumbo de las fracturas, podemos asociar las fracturas verticales observadas en el núcleo con la dirección de fracturas verticales observadas en el estereograma (Fig. IV.9), la cual en este caso es de N 28° O. Así, en la Fig. IV.11 se puede observar esta correlación utilizando las fuentes de información mencionadas.

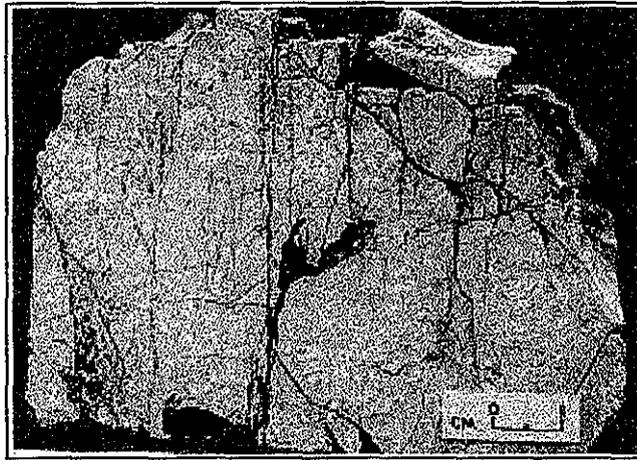


Figura IV.10. Sistema de fracturas verticales y cavidades de disolución, la apertura de los planos de fractura, así como su tamaño, facilitan el flujo del yacimiento en sentido vertical.

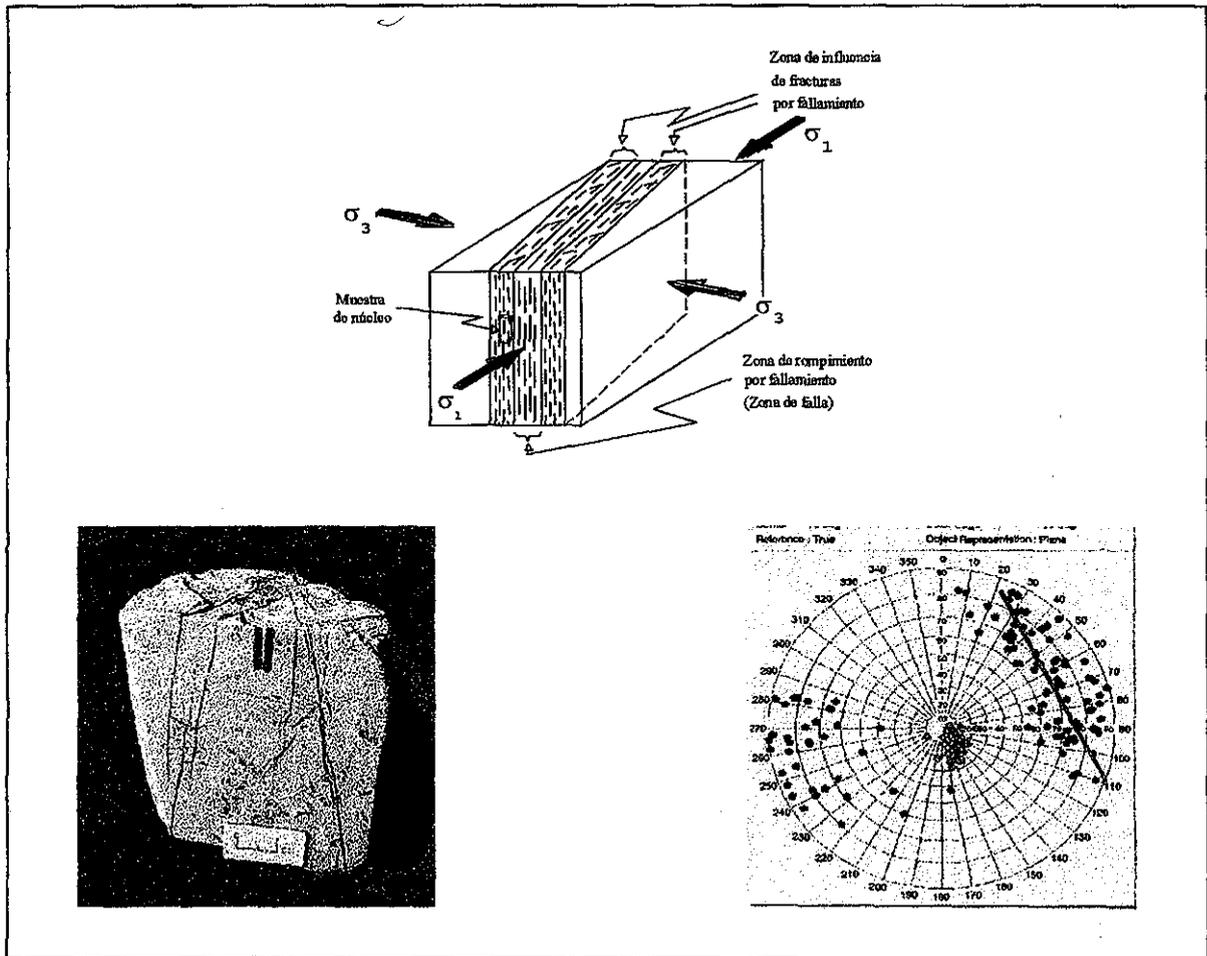


Figura IV.11. Correlación de varias fuentes de información para definir origen y orientación de fracturas analizando principalmente muestras de núcleos.

IV.1.2. Fracturas vertical con orientación N-S

Para los yacimientos de la porción nororiental de la Sonda de Campeche, se ha identificado un sistema principal de fracturas, el cual presenta planos verticales que han sido originados por fallamiento lateral (Fig. IV.10). Dicho fallamiento es de dimensiones regionales con dirección general N-S, contribuyendo de manera importante a la generación de fracturas en la secuencia estratigráfica mesozoica que conforma los yacimientos de esta región. Las fracturas mencionadas son importantes porque aumentan la porosidad y permeabilidad de los yacimientos, así como también porque definen las direcciones preferenciales de flujo.

El origen de estas fracturas está estrechamente relacionado con la deformación que se generó en esta porción de la Sonda de Campeche, la cual como se mencionó en el capítulo anterior corresponde a una *deformación transpresiva* del Mioceno temprano-medio, con la formación de importantes *zonas de cizalla*, las cuales se caracterizan por la mayor incidencia de fracturas verticales. Por otro lado, las *zonas de intenso cizallamiento* ponen en contacto áreas de diferente litología y características petrofísicas, generando trampas estructurales de cierre contra falla, lo cual le da un carácter muy atractivo a esta porción nororiental de la Sonda de Campeche desde el punto de vista del entrampamiento de hidrocarburos.

Un punto que corrobora el modelo de fracturas asociado a la deformación transpresiva es el hecho de que cuando hemos ubicado en la configuración estructural del Complejo Estructural Cantarell los pozos que durante su vida productiva tuvieron la mayor producción de aceite (más de 50 000 barriles por día), como es el caso de los pozos Cantarell - 3, Cantarell - 68 y Cantarell - 74, los tres caen en o cerca de una falla lateral como se puede observar en la Fig. IV.8.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

IV.1.3. Fracturas con inclinación de 60° a 70° y orientación NNE-SSW

Un segundo sistema de fracturas que se ha identificado en la porción nororiental de la Sonda de Campeche corresponde a fracturas inclinadas entre 60° y 70° con fuerte disolución de sus planos (Fig. IV.1 y Fig. IV.3), el cual influyó de manera también importante en el aumento de porosidad y permeabilidad de los yacimientos de esta área. Dicho sistema se asocia al emplazamiento de fallas normales, generando una zona de influencia de fracturas siguiendo la traza de las fallas normales, las que se identifican en líneas sísmicas debido a que el desplazamiento vertical, en general es mayor a los 50 m.

El origen del fallamiento normal se relaciona con el evento distensivo que se desarrolló durante el Mioceno tardío-Plioceno en la Sonda de Campeche, el cual fue de extensión regional.

CAPITULO V

CONCLUSIONES

El estudio realizado en el subsuelo de la porción nororiental de la Sonda de Campeche se apoyó en aspectos teóricos de la deformación, principalmente en lo relacionado con cizalla simple. En lo relativo al análisis del esfuerzo, se apoyó básicamente en el esfuerzo triaxial; de igual manera en la mecánica de fracturas, en aspectos relacionados con el origen y clasificación.

Para caracterizar y comprender la distribución de los sistemas de fracturas fue necesario establecer su origen, tomando en cuenta los datos geológicos observados y combinarlos con experimentos de laboratorio de mecánica de rocas, estableciendo similitudes entre la información de laboratorio y la roca fracturada, asumiendo condiciones análogas.

El punto fundamental de este trabajo fue el planteamiento de un modelo de "Deformación transpresiva miocénica y el desarrollo de sistemas de fracturas", llegando a las siguientes conclusiones:

DEFORMACION

En el análisis de configuraciones sísmico-estructurales que se realizó del área de estudio y zonas aledañas se identificaron estructuras anticlinales de dirección NW-SE fragmentadas, giradas y desplazadas a lo largo de una zona de fallamiento lateral derecho de dirección N-S. Esta zona de fallamiento se ubica en el extremo occidental del Complejo Estructural Cantarell. Asimismo al norte de este complejo se identificaron anticlinales en escalón representados por las estructuras Ku, Zaap y

Maloob, limitados en su porción oriental por la misma zona de fallamiento lateral derecho mencionada.

En perfiles sísmicos locales y regionales, se identificaron anticlinales, fallas de desplazamiento lateral, fallas normales y fallas inversas relacionadas de tal forma que constituyen “estructuras en flor” resultado de la deformación transpresiva. Para la identificación de estas estructuras fue necesario apoyarse en datos geológicos de pozos, información indirecta de subsuelo y en modelos estructurales.

En muestras de núcleo se encontraron abundantes estrías de fallamiento lateral, en menor proporción estrías de fallamiento normal y estrías de fallamiento inverso, lo que permitió establecer zonas de cizalla con gran desplazamiento lateral de dirección NS y sentido derecho.

Después de realizar el análisis cinemático de la deformación en la porción nororiental de la Sonda de Campeche basado en configuraciones sísmico-estructurales, interpretación de secciones sísmicas y análisis en muestras de núcleos, se encontraron fuertes evidencias de fallamiento lateral derecho de dirección NS con desplazamiento del orden de 15 km, lo cual permitió plantear un *modelo de deformación transpresiva miocénica* para el área de estudio.

El modelo que se plantea, modifica sustancialmente al anterior con el que se había trabajado, encontrando la explicación a ciertos problemas que se tenían en muchos de los campos de esta área, como son, la falta de correlación de las secuencias estratigráficas, los cambios de facies tan bruscos y las diferencias tan grandes en espesores entre columnas geológicas separadas por fallas.

Muchas de las trampas estructurales que se encuentran en el área estudiada, fueron originadas por una deformación de cizalla simple, que se desarrolló durante el Mioceno temprano-medio, la cual generó zonas de *transpresión*, formando estructuras muy complejas denominadas *estructuras en flor*, que en algunos casos

fueron giradas y desplazadas por fallamiento lateral derecho. Entre las que se consideran afectadas por este tipo de deformación y que constituyen yacimientos fracturados importantes se encuentran: Cantarell, Kutz, Ku, Zaap, Maloob y Caan.

FRACTURAS

Con base en la teoría de fracturas y deformación, así como con las observaciones y análisis de datos de 218 núcleos cortados por 106 pozos que cubren 9 campos petroleros, se estableció que la deformación transpresiva fue la principal generadora de las fracturas. Asimismo, se definió intensidad y dirección de los principales sistemas de fracturas, lo cual es importante para el conocimiento de los yacimientos del área de estudio.

Para llegar a definir el modelo mencionado se desarrolló una metodología de análisis que consistió en revisar, analizar e interpretar a las microestructuras impresas en los núcleos, por lo que fue necesario revisar todos los núcleos existentes en cada uno de los campos petroleros estudiados y establecer su correlación con las estructuras mayores identificadas por métodos sísmicos, lo mismo se realizó con las fracturas existentes en los núcleos, que se analizaron en tres dimensiones para establecer el paleocampo de esfuerzos y deducir su origen, desde luego apoyándose con registros de imágenes de pozo FMI y EMI, modelos de fracturas, modelos de deformación y modelos tectónicos.

Como sabemos, los núcleos obtenidos de los pozos petroleros en México no se toman orientados, por lo que fue muy útil emplear registros de imágenes de pozo FMI y EMI, los cuales definen la inclinación y rumbo de las fracturas y es posible hacer el análisis de estas teniendo al mismo tiempo los núcleos y los registros. Cuando no se contó con estos registros, nos auxiliamos con la inclinación de estratos medidos en los núcleos y con las relaciones angulares de los sistemas de fracturas; asociando estos sistemas con estructuras mayores y modelos estructurales.

Con base en el análisis de las fracturas que se realizó en muestras de núcleo, se establece que estas no se presentan con la misma intensidad, frecuencia ni espaciamiento a lo largo de la secuencia estratigráfica en sentido horizontal y vertical, debido a las variaciones litológicas, espesor de estratos, presencia de cavidades de disolución y cercanía a las fallas.

Para establecer la dirección preferencial de las fracturas en subsuelo, así como su intensidad y distribución, fue necesario deducir el origen de los *sistemas de fracturas*, lo cual fue posible con base en el análisis de sus relaciones espaciales observables en núcleo, así como al establecer la correlación entre *microestructuras* y *estructuras mayores*.

El análisis de *microestructuras* en muestras de núcleo no se había realizado en México. Sin embargo, en los últimos cinco años el suscrito ha venido empleando este tipo de herramienta que junto con el análisis de fracturas en núcleos dan buenos resultados, debido a que las *microestructuras* constituyen rasgos cinemáticos que se imprimen en las rocas, evidenciando paleocampo de esfuerzos y movimiento de bloques.

Para orientar los sistemas de fracturas en ciertos casos fue sencillo, sobre todo cuando se pudo asociar claramente con fallas identificadas por sismología; sin embargo, cuando esto no fue posible, entonces fueron de mucha utilidad los datos proporcionados por registros FMI (Formation micro-images) o EMI (Electrical micro-images) a través de estereogramas, donde se grafican tanto inclinación como rumbo de fracturas, las cuales previamente ya habían sido identificadas y analizadas en núcleos.

En los yacimientos del área de estudio se han identificado dos sistemas principales de fracturas; uno presenta planos verticales que han sido originados por fallamiento lateral y siguen una dirección sensiblemente N-S, asociados con la deformación transpresiva del Mioceno temprano-medio; este sistema contribuyó de

manera importante al aumento de porosidad y permeabilidad de los yacimientos. El otro sistema lo constituyen fracturas inclinadas 60° a 70° que han sido originadas por fallamiento normal, siguiendo una dirección NNE-SSW, este fallamiento se asocia al evento distensivo del Mioceno tardío-Plioceno, el cual también contribuyó al aumento de porosidad y permeabilidad.

YACIMIENTOS

Se han definido direcciones preferenciales de fracturas N-S que siguen las trazas de las fallas, generando zonas con mayor densidad de fracturas a lo largo de la zona de falla o en la vecindad de esta. Dichas fallas son principalmente de tipo lateral, esto es interesante porque las fracturas generadas de esta manera modifican de manera importante la porosidad y permeabilidad de los yacimientos, sobre todo cuando estas fracturas han sufrido un proceso de disolución en sus planos, formando direcciones de flujo en los yacimientos siguiendo las trazas de fallas.

Este planteamiento se corrobora cuando hemos ubicado en la configuración estructural del Complejo Estructural Cantarell los pozos que durante su vida productiva tuvieron la mayor producción de aceite (más de 50 000 barriles por día), como es el caso de los pozos Cantarell - 3, Cantarell - 68 y Cantarell - 74; los tres caen en o cerca de una falla lateral como se puede observar en la Fig. VI.8.

Se han caracterizado algunos atributos de las fracturas como: longitud, espaciamiento, abertura, disolución y dirección, lo que se traduce en un mayor conocimiento del yacimiento, permitiendo llevar a cabo programas mas adecuados para la explotación de los yacimientos naturalmente fracturados.

En el análisis realizado durante el presente estudio se ha visto que los campos petroleros de mayor productividad de aceite y gas en la Sonda de Campeche, por un lado se ubican en o cerca de la zona de fallamiento lateral derecho y por otro, están asociados a una disolución de los planos de fractura, esta

disolución fue posterior al gran evento transpresivo que generó abundantes fracturas y fallas durante el Mioceno temprano-medio, lo que contribuyó de manera importante al aumento de porosidad y permeabilidad (pozos con permeabilidad hasta de 9 000 milidarcys).

ECONOMICAS

Para el área de estudio se definió una *deformación transpresiva*, lo cual nos lleva a considerarla como una zona de las más atractivas para el entrapamiento de hidrocarburos a escala mundial, como lo han señalado algunos autores para este tipo de ambientes tectónicos, en los que se generan cierres contra falla, estructuras en escalón y zona de cizalla con abundantes fracturas.

Es notorio que el mayor número de muestras con estrías horizontales se presentan en yacimientos que se localizan en o cerca de las zonas de fallamiento lateral, siendo estas zonas, las que presentan mayor número de fracturas aumentando la porosidad y permeabilidad de los yacimientos. Esto se traduce en que los pozos ubicados en estas áreas tengan o hayan tenido alta producción de hidrocarburos (más de 50 000 barriles por día).

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Angeles, A. F. J., 1988, Estudio estratigráfico sedimentológico del Jurásico Superior en la Sonda de Campeche, México: Revista de Ingeniería Petrolera, v. XXVIII, no. 1, p. 45-55.
- _____ 1996, Estratigrafía del Jurásico Superior del subsuelo en la Sonda de Campeche (Golfo de México): México, D. F., Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, tesis de maestría, 93 p. (inédita).
- Angeles, A. F. J., Reyes, N. J., Quezada, M. J. M., y Meneses, R. J., 1994, Tectonic evolution structural styles and oil habitat in the Campeche Sound, México: Transactions of the Gulf Coast Association of Geological Societies, v. XLIV, p. 53-62.
- Ayala, N. S., Granados, G. J., Pineda, A. C., y Villalobos, L. M., 1984, Explotación petrolera en México, *in* Evaluación de formaciones en México: Schlumberger, WEC, p. IV-5 a IV-13.
- Bally, W. A., Villaseñor, H. j., Quinteros, C. R., Cruz, R. A., y Castillo, Z. P., 1994, Estudio sísmico estructural Ayin-Zazilha-ha: Petróleos Mexicanos, Gerencia de Exploración, Región Marina, (inédito).
- Billings, M. P., 1972, Geología estructural: Universidad de Buenos Aires, Argentina, 564 p.
- Burkart, B., 1978, Offset across the Polochic Fault of Guatemala and Chiapas, México: Geology, no. 6. p. 328-332.
- Cantú, C. A., 1977, Las Amonitas del Pozo Chac-1, Norte de Campeche (Golfo de México): Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, v. IX, no. 2, 38 p.
- _____ 1992, El Kimmeridgiano Inferior del subsuelo en el este de México: Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, v. XXXIV, p. 30-35.
- Carfantan, J. C., 1986, Du système cordillérain Nord-Américain du domaine Caraïbe, Etude géologique du Mexique méridional: Chambéry, France, Université de Savoie, mémoire de these de doctorat, d' etat, 558 p.
- Castrejón, V. F., Pacheco, G. C., Romero, H. P., Escalante, S. M., y Pliego, D. A., 1994, Estudio del fracturamiento en el campo Abkatún: Instituto Mexicano del Petróleo, Subdirección de Exploración y Producción, Evaluación de Formaciones, Proyecto CCA-0312 (inédito), 45 p.

- Castrejón, V. F., y Porres, L. A. A., 1994, Use of seismic attributes in geological description of carbonate rocks: Society of Petroleum Engineers, paper 28673.
- Cedillo, P. E., Grajales, N. J. M., Margolis, S. V., y Alvarez, W., 1992, Petrography and chemistry of Chicxulub melt rocks, Yucatán península, México: Geological Society of America Abstracts with Programs, v. 24, p. A-333.
- Cedillo, P. E., Claeys, P., Grajales, N. J. M., y Alvarez, W., 1994a, New mineralogical constrains on the nature of target rocks at the Chicxulub crater, *in* New developments regarding the K/T event and other catastrophes in earth history: LPI contribution, no. 285, Lunar and Planetary Institute. Houston, Tex., no.285, p. 20-21
- Cedillo, P. E., Grajales, N. J. M., y Claeys, P., 1994b, Evidencias químicas y mineralógicas adicionales en el cráter Chicxulub y su relación con materiales de impacto del límite K/T: Revista de la Sociedad Mexicana de Paleontología, v. 7, p. 37 44.
- Cloos, H., 1928, Experimente zur inneren tektonik: Centralbl f. Mineral, u. Pal., v. 1928B, p. 609-621
- Coney, P. J., 1983, Un modelo tectónico de México y sus relaciones con América del Norte, América del Sur y el Caribe: Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, v. XV, no. 1, p. 6-15.
- Crowell, J. C., 1974, Origin of late Cenozoic basins in southern California, *in* Dickinson, W. R., ed., Tectonics and Sedimentation: Society of Economic, Paleontologists and Mineralogists, Special publication, no. 22, p. 190-204.
- Cserna, Z. de, 1967 (1969), Tectonic framework of southern Mexico and its bearing on the problem of continental drift: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, v. XXX, p. 159-168.
- Damon, P. E., Muhammad, S., y Kenneth, F. C., 1981, Evolución de los arcos magmáticos en México y su relación con la metalogénesis: Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Geología, Revista, v. 5, no. 2, p. 223-238.
- Engebretson, D. C., Cox, A., y Gordon, G. R., 1985, Relative plate motions between oceanic and continental plates in the Pacific Basin: Geological Society of America Special Paper, 206 p.
- Grajales, N. J. M., Cedillo, P. E., Claeys, P., Bermúdez, J., Aguilar, M., y González, V., 1993, Evidencias mineralógicas adicionales en el cráter Chicxulub y en afloramientos del límite K/T en Veracruz y Tabasco: Cd. de México, IV Congreso Nacional de Paleontología, Resúmenes, p. 130-132.

- Grajales, N. J. M., Morán, D. J., Padilla, P., Sánchez, M. A., Cedillo, P. E., y Alvarez, W., 1996, The Lomas Tristes Breccia: A K/T impact-related breccia from southern México: Geological Society of America Annual Meeting, Abstracts with Programs, v. 28, no. 7, p. A-183
- Grajales, N. J. M., Cedillo, P. E., Rosales, D. C., y Morán, C. D., 2000, Chicxulub impact: The origin of reservoir and seal facies in the southeastern Mexico oil fields: *Geology*, v-28, no. 4, p. 307-310
- Hall, I. H. S., y Bateson, J. H. A., 1972, Late Paleozoic Lavas in Maya Mountains, British Honduras and their Possible Regional Significance: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 56, p. 950-956.
- Harding, T. P., 1974a, Petroleum traps associated with wrench faults: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 58, p. 1290-1304.
- _____ 1990, Identification of wrench fault using subsurface structural data, Criteria and Pitfalls: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 74, no. 10, p. 1590-1605.
- Harding, T. P., y Lowell, J. D., 1979, Structural styles, Their plate tectonic habitats and hidrocarbons traps in petroleum provinces: *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, v. 63, p. 1016-1058.
- Harland, W. B., 1971, Tectonic transpression in Caledonian Spitsbergen: *Geological Magazin*, v. 108, p. 27-42.
- Hobbs, B. E., Means, W. D., y Williams, P. F., 1981, *Geología estructural*: Barcelona, España, 518 p.
- Humphris, C. C. Jr., 1978, Salt movement on continental slop, northern Gulf of Mexico, in A. H. Bouma, G. T. Moore, and J. M. Coleman, Eds., Framework, facies, and oil trapping characteristics of de upper continental margin: *American Association of Petroleum Geologists, Studies in geology*, v. 7, p. 69-85.
- Kullander, B. R., Dean, S. L., y Ward Jr., B. J., 1990, Fractured core analysis, Interpretation logging and use of natural and induced fractures in core: *American Association of Petroleum Geologists Methods in Exploration, Series 9*, 88 p.
- López, R. E., 1979, *Geología de México*: México, D. F., Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, v. III, 446 p.
- Lowell, D. J., 1972, Spitsbergen Tertiary Orogenic Belt and the Spitsbergen Fracture Zone: *Geological Society of America Bulletin*, v. 83, p. 3091-3102.

- _____. 1990, Structural styles in petroleum exploration: OGCI Pub., Third print., february, 418 p.
- Lugo, R. E., Diaz, P. A., Neri, L. L., Del Alto, R., Maldonado, M. J., y Ponce, R. M., 1976, Informe final del Pozo Chac No. 1: Petróleos Mexicanos, Gerencia de Exploración, Zona Sur (inédito).
- McDonald, K. C., y Holcombe, T. L., 1978, Inversion of magnetic anomalies and seafloor spreading in the Cayman Trough: Earth Planet Sciences, Letters 40, p. 407-414.
- Malpica, C. R., 1977, Estudio estratigráfico y microfacies del Paleozoico de la Cuenca de Chicomuzelo, Chiapas: Instituto Mexicano del Petróleo, Subdirección de Exploración y Producción, Proyecto C-1003 (inédito).
- Mandujano, V. J., Vázquez, M. M. E., Téllez, F. R., Rosales, C. E., Riba, R. A., y Adatte, T., 1992, Estudio geodinámico de las fosas de la Sierra de Chiapas: Instituto Mexicano del Petróleo, Subdirección de Exploración y Producción, Proyecto CAO-3516, 488 p. (inédito).
- Marshak, S., y Mitra, G., 1988, Basic methods of structural geology:
- Mattauer, M., 1976, Las deformaciones de los materiales de la corteza terrestre: Barcelona, España, 524 p.
- Mercier, J., y Vergely, P., 1992, Tectonique: Université Paris-Sud, Orsay, 259 P.
- Moody, J. D., 1973, Petroleum exploration aspects of wrench-fault tectonics: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 57, p. 49-476.
- Moody, J. D., y Hill, M. J., 1953, Wrench-faults Tectonics: Geological Society of America Bulletin, v. 67, p. 1207-1246.
- Namson, J., y otros 7, 1995, Interpretación geológica del subsuelo, área Cantarell: Petróleos Mexicanos, Gerencia de Exploración, Región Marina (inédito).
- Nelson, R. A., 1985, Geologic analysis of naturally fractured reservoirs, (Contributions in Petroleum Geology and Engineering): University of Southern California, v. 1, 320 p.
- Ornelas, S. M., Aguilera, F. N., Franco, N. S., Granados M. M., y Bello, M. R., 1993, Biozonificación y análisis de facies del Jurásico Superior en pozos del área marina de Campeche: Revista de la Sociedad Mexicana de Paleontología, v. 6, no. 1, p. 11-47.

- Ortiz, U. A., 1996, Modelo Dinámico de la subsidencia y la termicidad en un transecto de la provincia Chiapas Tabasco: Mexico, D. F., Universidad Nacional Autónoma de México, División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, tesis de maestría, 163 p.
- Pacheco, G. C., y Barba, L. M. I., 1984, Estudio tectónico estructural del prospecto sur de Chiapas: Instituto Mexicano del Petróleo, Subdirección de Exploración y Producción, Proyecto C-4003, 70 p. (inédito).
- Pacheco, G. C., Porres, L. A. A., y Samudio, O. M. A., 1994, Evidencias de transcurrencia, anticlinales fragmentados y estructuras en flor en la Sonda de Campeche: Sociedad Geológica Mexicana, XII Convención Geológica Nacional, Resúmenes, p. 129-130.
- Pacheco, G. C., y Escalante, S. M., 1996, Análisis de fracturamiento y microestructuras en muestras de núcleo y su relación con las rutas preferenciales de fluidos en un campo petrolero: Asociación de Ingenieros Petroleros de México, XII Jornadas Técnicas (sin resúmenes).
- Pacheco, G. C., Escalante, S. M., y Toledo, P. L., 1998, Identificación de direcciones preferenciales de flujo en el campo Uech en base al análisis de fracturamiento en núcleos: Asociación de Ingenieros Petroleros de México, XIII Jornadas Técnicas (sin resúmenes).
- Pindel, J. L., 1985, Alleghenian reconstruction and subsequent evolution of the Gulf of Mexico, Bahamas, and proto-Caribbean: *Tectonics*, v. 4, p. 1-39.
- Porres, L. A. A., y Castrejón, V. F., 1991, Caracterisation detaillée du champ Abkatun - Kanaab (Golfe du Mexique) au moyen des diagraphies différees et de la sismique: France, Université de Bordeaux I, mémoire de these de doctorat, 409 p.
- Porres, L. A. A., Samudio, O. M. A., Pacheco, G. C., y Castrejon V. F., 1996, Studies on fracturing in carbonate formations in Mexico: Society of Petroleum Engineers, Villahermosa, Tab., México, Proceedings p. 17-24.
- Ramsay, J. G., y Huber, M. I., 1987, The techniques of modern structural geology: London, Inglad, v. 2, Academic Press Limited.
- Reading, H. G., 1980, Characteristics and recognition of strike-slip fault systems: International Association of Sedimentologists, Special Publication, v. 4, p. 7-26.
- Reyes, N. J., Sánchez, B., y Q. C., 1979, Interpretación sísmica estructural de una porción de la Zona Marina: Petróleos Mexicanos, Gerencia de Exploración, Zona Sur, mapa escala 1. 50 000 (inédito).

- Riedel, W., 1929, Zur mechanik geologischer Brucherscheinungen: Zentralblatt für Mineralogie and Paleontologie, v. 1929B p. 354-368.
- Roberts, M. T., 1983, Sismic Examples of Complex Faulting from Northwest Shelf of Palawan Philippines. *In* A Picture and work Atlas Sismic Expression of Structural Styles Atlas: American Association of Petroleum Geologists, Studies in Geology, Series no. 15. v. 3.
- Rosillo, A. J., y Escalante, S. M., 1986, Estudio del área Cantarell: Instituto Mexicano del Petróleo, Subdirección de Exploración y Producción, Evaluación de Formaciones, 63 p. (inédito).
- Rosillo, A. J., Escalante, S. M., y Samudio, H. M. A., 1991, Actualización de estudios de campos petroleros, Reinterpretación geológica del área Nohoch-Chac: Instituto Mexicano del Petróleo, Subdirección de Exploración y Producción, Evaluación de Formaciones, 24 p. (inédito).
- Rosillo, A. J., Escalante, S. M., Espino, M. A., y González, C. M. E., 1991, Actualización de estudios de campos petroleros, Estudio de las áreas Kutz y Akal "B": Instituto Mexicano del Petróleo, Subdirección de Exploración y Producción, Evaluación de Formaciones (inédito).
- Ross, M. I., y Scotese, C. R. 1988, A Hierarchical tectonic model of the Gulf of Mexico and Caribbean regions: Tectonophysics, v. 135, p. 139-168.
- Salmerón, U. P., 1980, Bioestratigrafía de las rocas carbonatadas de los pozos del área Chac-Champotón-Palizada: Instituto Mexicano del Petróleo, Subdirección de Exploración y Producción, Bioestratigrafía, Proyecto C-1085 (inédito).
- _____ 1982, Estudio bioestratigráfico de pozos en rocas carbonatadas del Mesozoico y Terciario del área marina de Campeche: Instituto Mexicano del Petróleo, Subdirección de Exploración y Producción, Bioestratigrafía, Proyecto C-1110, 84 p. (inédito).
- Sánchez, M. O. R., 1979, Geología petrolera de la Sierra de Chiapas: Asociación Mexicana de Geólogos petroleros, v. 31, p. 67-97
- Sangree, J. B., Mitchum, R. M., García, F. R., Baltazar, C. O., Durán, G., Hernández, C. G., y Baldit, S. A., 1995, Estratigrafía de secuencias del proyecto Lum: Petroleos Mexicanos, Gerencia de Exploración, Región Marina (inédito).
- Soto, J. F., y Zamudio, A. D., 1988, Estudio bioestratigráfico del Cretácico y Terciario inferior en los pozos del área marina de Campeche: Instituto Mexicano del Petróleo, Subdirección de Exploración y Producción, Bioestratigrafía, Proyecto C-5014 (inédito).

- Stone, D. S., 1969, Wrench faulting and Rocky Mountain tectonics: Meeting Geologist, v. 6, n. 2, p. 67-79.
- Tolson, J. G., 1998, Deformación, exhumación y neotectónica de la margen continental de Oaxaca: datos estructurales, petrológicos y geotermobarométricos: Universidad Nacional Autónoma de México, Unidad Académica de los Ciclos Profesionales y de Posgrado del Colegio de Ciencias y Humanidades, disertación doctoral, 163 p. (inédita).
- Velasquillo, M. L. G., 2000, Étude sismotectonique de l'Isthme de Tehuantepec, Mexique: Paris, France, Institute du Physique du Globe de Paris, Département de Sismologie, mémoire de these de doctorat, 412 p.
- Viniegra, O. F., 1971, Age and evolution of salt basins of southeastern México: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 55, p. 478-494.
- Wilcox, R. E., Harding, T. P., y Seely, D. R., 1973, Basic wrench tectonics: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 57, p. 74-96.
- Wilson, H. H., 1974, Cretaceous sedimentation and orogeny in nuclear Central America: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 58, p. 1348-1396.