

01179  
tes.  
4



DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO  
FACULTAD DE INGENIERIA

UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA DE  
MEXICO

Prof: RAUL GONZALEZ GARCIA  
Presente.

Comunico a usted que a propuesta del JEFE DE LA SECCION DE  
EXPLORACION ha sido designado director  
de tesis del alumno (a) \_\_\_\_\_  
MARIO LIMON GONZALEZ para obtener el grado de  
M EN I EN EXPLORACION

Mucho ha de agradecerle su comunicaci3n por escrito, de la aceptaci3n a esta designaci3n y el nombre de la tesis a desarrollar.

Atentamente,  
"POR MI PAZA HABLARA EL ESPIRITU"  
Ciudad Universitaria, 4 de octubre 1988  
EL JEFE DE LA DIVISION

DR. FEDERICO KUHLMANN

RECIBO CON  
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

Todo el material contenido en esta tesis está 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.

# I N D I C E

	RESUMEN.....	1
I.-	INTRODUCCION.....	3
I.1	Antecedentes Geológicos.....	3
I.2	Antecedentes Geoquímicos.....	6
I.3	Método de Trabajo.....	6
II.-	GEOLOGIA REGIONAL.....	10
II.1	Análisis Estratigráfico.....	10
II.1.1	Cuenca de Chihuahua.....	10
II.1.2	Mar Mexicano-Plataforma de Coahuila.....	13
II.2	Análisis Estructural.....	14
II.2.1	Características generales de las estructuras.....	14
II.2.2	Origen y edad de los plegamientos y fallamientos. Relaciones tectónicas.....	20
II.3	Evolución Tectónica y Sedimentaria.....	23
III.-	CONCEPTOS GEOQUIMICOS.....	27
III.1	Definición de rocas generadoras.....	27
III.2	Maduración de las rocas generadoras.....	30
IV.-	INTERPRETACION Y EVALUACION GEOLOGICO-GEOQUIMICA.....	37
IV.1	Rocas generadoras en función de sus parámetros geoquímicos y secuencias sedimentarias.....	37
IV.1.A	Cuenca de Chihuahua.....	37
IV.1.B	Mar Mexicano - Plataforma de Coahuila.....	42
IV.2	Tectónica e historia de maduración de las rocas generadoras.....	43
IV.2.A	Mar Mexicano - Plataforma de Coahuila.....	44
IV.2.B	Cuenca de Chihuahua.....	61
IV.3	Cronología de los eventos tectónicos y generación del petróleo.....	75
IV.3.A	Cuenca Jurásica y Aptiana de Chihuahua.....	75
IV.3.B	Plataforma del Cretácico Superior, "Mar Mexicano".....	76
IV.4	Areas con posibilidades.....	76
V.-	CONCLUSIONES.....	81
VI.-	REFERENCIAS.....	84

## F I G U R A S

1.	Localización del área.....	4
2.	Mapa de estilos estructurales.....	15
3.	Sección estructural (esquemática) de la Cuenca de Chihuahua.....	18
4.	Sección estructural (esquemática) del "Mar Mexicano" - Plataforma de Coahuila....	19
5.	Modelo de evolución tectónico - sedimentaria del "Mar Mexicano - Plataforma de Coahuila.....	24
6.	Histogramas de % de carbono orgánico. Formación La Casita.....	39
7.	Histogramas de % de carbono orgánico. Formación Cuchillo.....	41
8.	Registro de histogramas de reflectancia de la vitrineta del Pozo Ceballos-1.....	45
9.	Sección estratigráfica (diagramática) de los pozos Parral-1 y Ceballos-1.....	47
10.	Gráfica de historia de sepultamiento tiempo-temperatura del Pozo Ceballos-1.....	48
11.	Gráfica de historia de sepultamiento tiempo-temperatura del Pozo Chihuahua-1.....	50
12.	Gráfica de historia de sepultamiento tiempo-temperatura del Pozo Durango-1.....	51
13.	Gráfica de historia de sepultamiento tiempo-temperatura del Pozo Parral-1.....	52
14.	Gráfica de historia de sepultamiento tiempo-temperatura del Pozo Tarahumara-1.....	55
15.	Gráfica de historia de sepultamiento tiempo-temperatura del Pozo Paila-1A.....	56
16.	Gráfica de historia de sepultamiento tiempo - temperatura de la Sierra de San Felipe.....	57
17.	Gráfica de historia de sepultamiento tiempo-temperatura del Pozo Cenzontle-1.....	59

18.	Sección estructural (esquemática) del "Mar Mexicano" - Plataforma de Coahuila, delimitando la ventana del petróleo.....	60
19.	Gráfica de historia de sepultamiento tiempo-temperatura del Pozo Apache-1.....	62
20.	Gráfica de historia de sepultamiento tiempo-temperatura del Pozo Maijoma-1.....	63
21.	Gráfica de historia de sepultamiento tiempo-temperatura del Pozo Ojinaga-1.....	67
22.	Gráfica de historia de sepultamiento tiempo-temperatura del Pozo Menonita-1.....	68
23.	Gráfica de historia de sepultamiento tiempo-temperatura del Pozo Hueso-1.....	69
24.	Gráfica de historia de sepultamiento tiempo-temperatura del Pozo Presidio-1.....	70
25.	Gráfica de historia de sepultamiento tiempo-temperatura del Pozo Moyotes-1.....	71
26.	Gráfica de historia de sepultamiento tiempo-temperatura del Pozo Villa Ahumada-1....	72
27.	Gráfica de historia de sepultamiento tiempo-temperatura del Pozo Espía-1.....	73
28.	Relación de los índices de maduración ITT con Ro.....	74
29.	Cronología Cuenca Jurásica de Chihuahua.....	78
30.	Cronología Cuenca Aptiana de Chihuahua.....	79
31.	Cronología Cretácico Superior del "Mar Mexicano".....	80

**A N E X O S :** Secciones estratigráficas con porcentajes de carbono orgánico y tipo de materia orgánica dispersa.

RESUMEN

En la provincia de Chihuahua se analizó, integró e interpretó la información geológica y geoquímica existente, con la finalidad de identificar y evaluar el potencial generador de hidrocarburos de las rocas del Mesozoico, delimitando la posición de la ventana de generación del petróleo en tiempo y en espacio para ubicar así las áreas con mayores perspectivas petrolíferas.

La provincia de Chihuahua se ha subdividido por diversos autores en tres grandes áreas: Cuenca de Chihuahua, "Mar Mexicano" y Plataforma de Coahuila, en las cuales existen estilos estructurales y aspectos tectónico - sedimentarios diferentes. En este trabajo se analizan conjuntamente "Mar Mexicano" y "Plataforma de Coahuila".

A manera general, en ambas áreas la estratigrafía se subdividió en secuencias sedimentarias con el fin de analizar la distribución de facies, espesores, erosiones, hiatus, etc., y relacionarlos con los parámetros geoquímicos.

Debido a los escasos resultados de reflectancia de vitrinita, se aplicó el método indirecto de la construcción de gráficas de historia de sepultamiento y cálculos de índice de maduración tiempo - temperatura definido por N.V. Lopatin (1971) y Waples (1980), adaptándolos para este trabajo a las complejidades estructurales del área estudiada. Un mayor número de mediciones de reflectancia de la vitrinita permitirá comprobar los resultados.

En la Cuenca de Chihuahua las rocas que presentan potencial generador corresponden a las del Titoniano, las cuales entraron a la ventana de generación del petróleo hace 108 millones de años y salieron hace 85, es decir, antes de la Orogenia Laramide, por lo que su producción actual más probable sería de gas. En las rocas del Aptiano la ventana de generación se inició hace 80 m.a. y a la fecha se mantienen aún dentro de ella en la mayor parte del área.

En las áreas de "Mar Mexicano" - Plataforma de Coahuila las rocas con mayor potencial generador son las facies arcillo - carbonatadas del Cretácico Superior (Fm. Indidura). La Plataforma de Coahuila, durante el evento larámidico, sufrió un desplazamiento en su porción occidental ("Mar Mexicano") creándose fallamientos inversos, originando que las rocas generadoras del Cretácico Superior alcanzaran en algunos bloques la ventana de generación del petróleo, misma que inició hace 67 millones de años, manteniéndose aún dentro de sus límites.

En la porción oriental de la Plataforma de Coahuila, las rocas generadoras se encuentran en su etapa inmadura, sin descartar la posibilidad de que en algunas fosas, dichas rocas hayan alcanzado mayores profundidades y temperaturas adecuadas para generar hidrocarburos.

Las áreas con perspectivas petroleras se localizan: para la Cuenca de Chihuahua hacia la porción sur, en el núcleo de una gran estructura en abanico y en donde las rocas del Titoniano nos proporcionarían gas y las del Aptiano aceite-gas. En la porción occidental de la Plataforma de Coahuila ("Mar Mexicano"), las rocas del Cretácico Superior darían gas y condensado únicamente en los bloques que hayan alcanzado o se encuentren dentro de la ventana de generación del petróleo.

## I.-

## INTRODUCCION

En la exploración de yacimientos de hidrocarburos, se han localizado estructuras y trampas estratigráficas mediante los métodos de geología y geofísica. En general los estudios geológicos definen este tipo de prospección, considerando que un gran porcentaje de yacimientos de hidrocarburos se han localizado en estructuras, tales como anticlinales y asociadas a sistemas de fallas que se detectan en el subsuelo con el apoyo de los métodos indirectos de la geofísica, aunque los resultados no son siempre del todo halagadores, aún apoyándose con estudios sedimentológicos para interpretar ambientes sedimentarios.

En la actualidad para evaluar las perspectivas petroleras de una cuenca sedimentaria, además de estos métodos, se requiere del conocimiento de su evolución tectónico - sedimentaria, de la determinación del potencial oleogenerador, del proceso de transformación de la materia orgánica dispersa en los sedimentos, del ritmo de sepultamiento de las secuencias sedimentarias, de su historia geotérmica y de los factores que controlan los procesos de generación, migración y acumulación de los hidrocarburos.

Estos se definen, mediante la integración e interpretación de los parámetros geoquímicos y su relación con los procesos geológicos, siendo este el objetivo general a desarrollar en la Provincia de Chihuahua.

El área se localiza hacia el noroccidente de México y sus límites están entre la frontera norte de México (Río Bravo), el paralelo 26°00' de latitud norte y los meridianos 103°00'a 107°00' de longitud oeste; abarca la porción oriental del Estado de Chihuahua y parte de los Estados de Coahuila y Durango (fig. 1).

## I.1

## ANTECEDENTES GEOLOGICOS

En esta tesis se subdivide a la Provincia de Chihuahua en dos áreas: la porción norte o Cuenca de Chihuahua y la sur o área "Mar Mexicano - Plataforma de Coahuila", porque presentan estilos estructurales y características tectónico - sedimentarias diferentes.

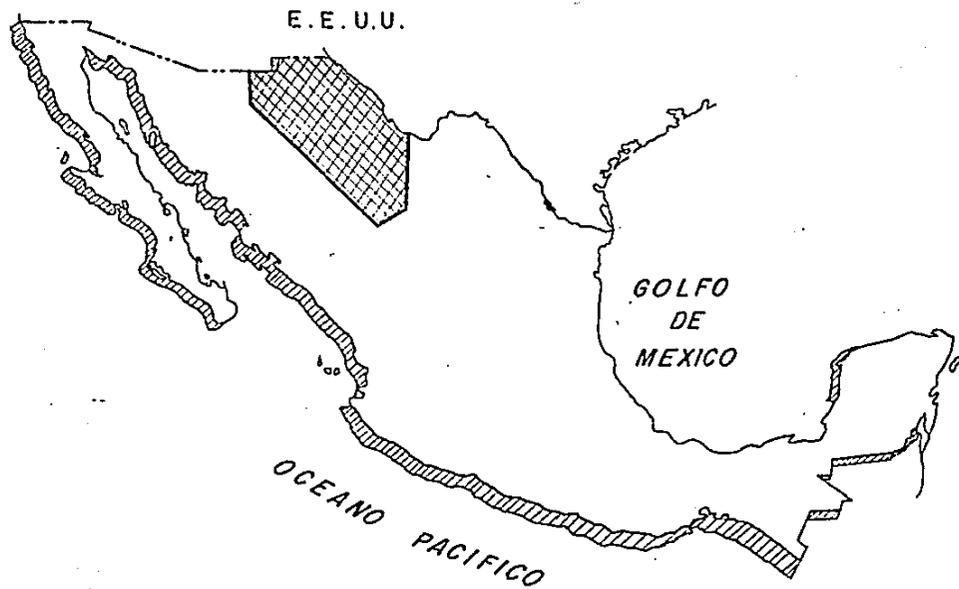


FIG.1 LOCALIZACION DEL AREA.

0 150 300  
K M S.

La Cuenca de Chihuahua ha tenido un interés exploratorio, desde la década de los 20's, cuando las compañías extranjeras realizaron los primeros trabajos con fines petroleros. Petróleos Mexicanos inició la exploración petrolera a partir de 1946, realizando trabajos de reconocimiento geológico, los cuales intensificó a partir de 1967, por considerar que esta cuenca presentaba características análogas con áreas productoras del Sur de los E.U.A. Mediante trabajos de geología superficial, perforación de pozos y levantamientos geofísicos se interpretaron planos de distribución de litofacies para los diferentes periodos geológicos, se definió la complejidad estructural del área, y se construyó un mapa de anomalías de Bouger con máximos y mínimos coincidentes en su mayoría por sierras y bolsones. Posteriormente se integró la información geológica y geofísica, con la que se obtuvo un mapa estructural de la cima del basamento cristalino y la reinterpretación topográfica pre-cenozoica, definiéndose espesores de los bolsones.

Entre los estudios realizados se incluyen diversas publicaciones, tesis de maestría y doctorado.

En el área de "Mar Mexicano - Plataforma de Coahuila", la información geológica es pobre. Así tenemos que para la Plataforma de Coahuila, destacan los trabajos de Böse (1923), Kellum (1932-1936), Kelly (1936), Imlay (1937), Humphrey (1956), Garza (1973) y otros, quienes definieron las secuencias sedimentarias del Aptiano - Albiano caracterizadas por facies terrígenas, evaporíticas y carbonatadas de ambientes someros, que suprayacen a rocas del Triásico y Paleozoico. El IMP ha realizado estudios estratigráfico - sedimentarios para las secuencias terrígenas del Neocomiano y del Cenomaniano.

Para el área del "Mar Mexicano" se tienen publicaciones de Burckhardt (1930), Imlay (1936), Enciso (1963), Cantú (1974), Tardy (1974), Equiluz (1976), Cserna (1976), Flores et.al. (1981), Pacheco (1981), Guzmán (1982), Equiluz y Campa (1984), quienes describen secuencias sedimentarias del Triásico Superior y del Cretácico de facies profundas que se encuentran afectadas por pliegues recostados y cabalgaduras.

En la Provincia de Chihuahua, hasta 1985, continúan los trabajos de geofísica, geología superficial, estudios paleosedimentarios y del subsuelo con 25 pozos perforados y 6 en perforación.

## I.2

## ANTECEDENTES GEOQUIMICOS

Con la finalidad de obtener parámetros geoquímicos para evaluar rocas generadoras, a partir de 1972 se iniciaron los trabajos de muestreo de pozos y en 1980 los de afloramientos.

Hasta 1984, se efectuaron 4 prospectos de muestreo de roca aflorante en 57 sierras con 529 muestras colectadas y analizadas, y hasta mediados de 1985, se habían colectado 677 muestras de canal y núcleos de 20 pozos. Los primeros prospectos de muestreo geoquímico de afloramientos se realizaron en 1980, con el Prospecto Chihuahua Norte, colectando 85 muestras; posteriormente se desarrollaron los prospectos Chihuahua Sur y Mar Mexicano, colectando 150 y 63 muestras, respectivamente. En 1983 PEMEX efectuó el Prospecto Meoqui con 231 muestras.

Los análisis geoquímicos se llevaron a cabo en algunos laboratorios extranjeros y del Instituto Mexicano del Petróleo.

En total, en el área de estudio se colectaron y analizaron 1206 muestras, de las cuales 79 corresponden a rocas del Paleozoico; resaltando que 51 muestras se obtuvieron del Pozo Chinos, 78 son del Jurásico Superior y 1049 del Cretácico.

En el área también se estudiaron 8 estructuras por gasometría y se realizaron 8 prospectos por geoquímica de suelos, mismos que no se incluyen en la interpretación de este trabajo.

## I.3

## METODO DE TRABAJO

Las primeras interpretaciones geoquímicas realizadas en Petróleos Mexicanos, se concretaban fundamentalmente de los análisis de rocas y aceites, mismos que se realizaban en el extranjero, permitiendo determinar algunas rocas generadoras.

En la provincia de Chihuahua, como en algunas otras áreas del país, el muestreo geoquímico en afloramientos y en pozos fue errático, disperso y carente de un programa debidamente fundamentado, ya que no se consideraron las complejidades geológicas propias del área de estudio. Pero, en virtud del interés exploratorio con que cuenta esta provincia y de la inquietud en definir y relacionar el

comportamiento de los parámetros geoquímicos con el geológico, surgió la necesidad de evaluar las cuencas sedimentarias de Chihuahua y Mar Mexicano mediante una integración e interpretación de la información geológica, geofísica y geoquímica existente.

Para llevar a cabo este proyecto, inicialmente se recopiló e integró la información geoquímica y geológica tanto de pozos como de afloramientos, misma que al ser evaluada, se establecieron sus objetivos, con los que se estructuró un esquema de trabajo (diagrama 1), cuya función fue la de disponer de una guía técnica que permitiera definir la metodología de trabajo, simplificar tareas y obtener mejores resultados en el desarrollo de los puntos que conformaban esta tesis.

Partiendo del análisis de este diseño, se estableció y ejecutó el siguiente proceso:

- a) Con base en la información geológica existente del área y con apoyo de la carta geológica 1:1000,000 de la Dirección General de Estudios del Territorio Nacional de la Secretaría de Programación y Presupuesto, se elaboró un mapa de estilos estructurales, escala 1:1000,000, ubicándose los pozos perforados, en operación y las líneas de sección.
- b) Se subdividió la Provincia de Chihuahua en dos áreas de estudio; en la Cuenca de Chihuahua y en la del Mar Mexicano - Plataforma Coahuila.
- c) Para cada una de las áreas se construyó una sección estructural regional (esquemática), interpretándose los eventos de deformación, con el objeto de relacionarlos con los de generación, migración y acumulación de los hidrocarburos.
- d) Se construyeron 8 secciones estratigráficas a nivel regional orientadas NW-SE, integrándose las columnas geológicas de pozos y sierras, escala horizontal 1:50,000.
- e) Se analizó la estratigrafía, definiendo las secuencias sedimentarias en función de sus variaciones de facies, espesores y su relación tectónica.

- f) Se elaboró un modelo de evolución tectónico - sedimentaria, con la finalidad de explicar hipotéticamente la distribución sedimentaria y su relación con los eventos tectónicos a los que estuvo sujeta el área de estudio.
- g) Se integraron los parámetros geoquímicos, como el contenido (%) del carbono orgánico y tipo de materia orgánica en las secciones estratigráficas, a fin de relacionarlas con las unidades sedimentarias.
- h) Se elaboraron gráficas de historia de sepultamiento y se calculó el índice de maduración tiempo - temperatura (ITT) propuesto por Lopatin (1971) y Waples (1980), adaptándolo para este trabajo a las complejidades estructurales y tectónicas que se presentan en la Provincia de Chihuahua, a fin de relacionar los eventos tectónicos y la historia de maduración de las rocas generadoras, definiéndose el tiempo geológico en que tuvo lugar la generación del petróleo.
- i) Se elaboró e interpretó un registro de histogramas de la reflectancia de la vitrinita (Ro) del Pozo Ceballos-1, con el objeto de relacionar y comparar los cálculos obtenidos de ITT con los de Ro y evaluar el procedimiento utilizado en la construcción de las gráficas de sepultamiento.
- j) Finalmente, para evaluar los resultados obtenidos de la interpretación geológica y geoquímica, se elaboraron gráficas "cronológicas", definiéndose el tiempo geológico de los eventos tectónicos, de generación y migración de los hidrocarburos.

## INTEGRACION E INTERPRETACION GEOLOGICO-GEOQUIMICA DE LA PROVINCIA DE CHIHUAHUA

OBJETIVO GENERAL: Evaluar las perspectivas petroleras de la Provincia de Chihuahua, mediante la determinación del potencial oleogenerador de las rocas del Mesozoico, su evolución tectónico-sedimentaria, del proceso de transformación de la materia orgánica dispersa en los sedimentos, del ritmo de sepultamiento de las secuencias sedimentarias, de su historia geotérmica y de los procesos que controlan la generación, migración y acumulación del petróleo.

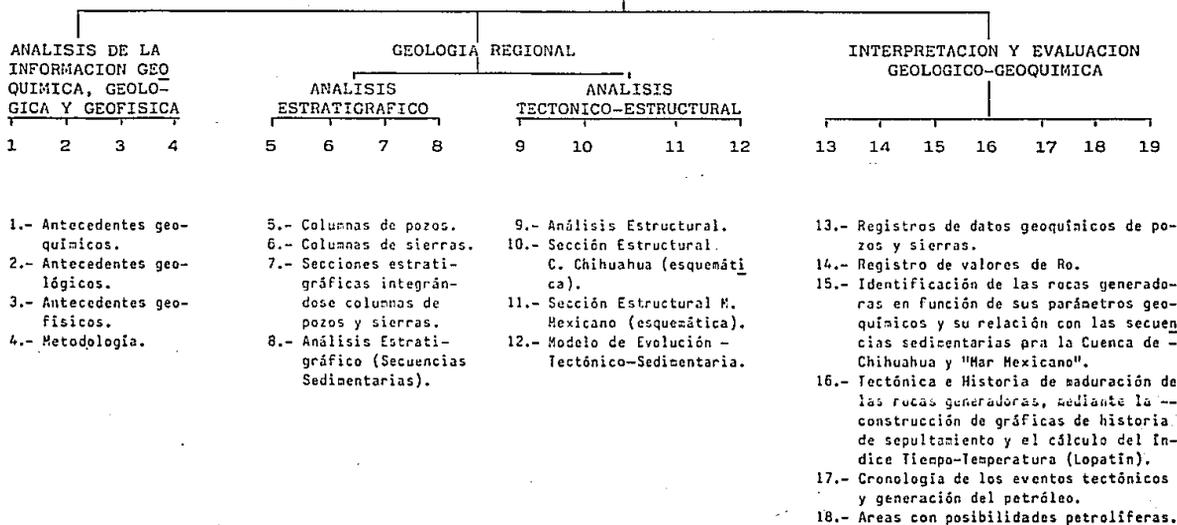


Diagrama-1

## II. GEOLOGIA REGIONAL

Con la finalidad de integrar y relacionar los parámetros geoquímicos con la geología del área de estudio, se analizó la estratigrafía, los rasgos estructurales y su evolución tectónico - sedimentaria.

### II.1 ANALISIS ESTRATIGRAFICO

El análisis estratigráfico que se realizó en este estudio consistió en definir secuencias sedimentarias en función de su edad, distribución, facies sedimentarias tanto en sentido lateral como vertical, variación de espesores y relación tectónica, ya que estos factores de una u otra manera, reflejan el comportamiento de los parámetros geoquímicos, requiriéndose, además, en la construcción de las gráficas de historia de sepultamiento e índice tiempo - temperatura (ITT).

#### II.1.A CUENCA DE CHIHUAHUA

En la Cuenca de Chihuahua se han identificado rocas precámbricas, paleozoicas, mesozoicas y del Terciario. Aunque este trabajo se orienta a las del Mesozoico, presentamos un análisis general de las rocas precámbricas y paleozoicas.

**PRECAMBRICO.-** Las rocas precámbricas están constituidas principalmente, por metamórficos e igneos que se reportaron en los pozos Chinos-1 de  $1327 \pm 242$  m.a. (Reynolds, 1972), Ojinaga-1 ( $977 \pm 78$  m.a.) y Moyotes-1 ( $880 \pm 90$  m.a.). En la Sierra del Cuervo se dataron rocas de 1030 y 1060 m.a. (Mauger y Mc Dowell, 1982) y de  $854 \pm 68$  m.a. (IMP, 1982).

**PALEOZOICO.-** El Paleozoico se caracteriza por secuencias sedimentarias carbonatadas y terrígenas, que se definen de la manera siguiente:

**CAMBRICO-DEVONICO.-** (570-365 m.a.). Las rocas del Cámbrico-Devónico se reportan en los pozos Chinos-1, Ojinaga-1, y en la Sierra Placer de Guadalupe, caracterizándose por una secuencia de terrígenos y carbonatos de ambientes de plataforma interna, somera e intracratónica; el Silúrico únicamente se presenta en la Sierra Placer de Guadalupe con una secuencia de mudstone - wackestone de bioclastos y el Devónico se identificó en los pozos Chinos-1 y Ojinaga-1 en facies de dolomías y lutitas que cambian hacia la Sierra del Placer de Guadalupe a

calizas de crinoides y braquiópodos (Secc. I y IV).

**CARBONIFERO-PERMICO.-** (365-250 m.a.). Para el Misisípico, en la porción norte de la cuenca y del Oeste al Este (secc. I), se observan variaciones de facies que van de calizas arcillosas y lutitas negras (Pozo Chinos-1) a calizas de bioclastos, calizas dolomíticas, dolomías con crinoides y lutitas calcáreas (Sierra de Palomas), y hacia el sur en la Sierra de Placer de Guadalupe, afloran calizas arcillosas con intercalaciones arenosas.

Durante el Pensilvánico se depositaron areniscas de cuarzo que gradúan a conglomerados que alternan con calizas oolíticas y bioclastos (Sierra de Palomas) diversificándose hacia la Sierra de Placer de Guadalupe y Pozo Maijoma-1 a calizas masivas de estratos gruesos con restos de braquiópodos, fragmentos de equinodermos y abundantes fusulinidos, y en su base lutitas negras. Para el Pérmico Tardío se registra una sedimentación constituida por lutitas y areniscas en las sierras de Palomas, Chinos, Sta. Rita y Pozo Espia-1. Cambia a facies dolomíticas hacia el Pozo Moyotes-1, en tanto que para el Pérmico Temprano en el Pozo Chinos-1 y Sierra de Palomas las facies son de calizas que varían hacia el sur a facies terrigenas (Sierras del Cuervo, Guadalupe y los pozos Villa Ahumada-1, Menonita-1 y Apache-1) (Secc. I a V).

**MESOZOICO.-** En la Cuenca de Chihuahua no existen evidencias de rocas del Triásico y Jurásico Medio. El inicio de la sedimentación fue a partir del Jurásico Tardío y termina en el Cretácico Tardío, constituyendo 3 paquetes sedimentarios: el primero, del Kimeridgiano al Neocomiano Inferior, formada por secuencias principalmente terrigenas; el segundo corresponde a la del Neocomiano Superior, cuyas facies son de transición y están entre esta sedimentación terrigena y la sedimentación carbonatada del tercer paquete sedimentario que predominó durante el Aptiano-Turoniano.

Para este trabajo la columna mesozoica la subdividimos en cinco secuencias sedimentarias: 1) Secuencia de terrigenos, evaporitas y carbonatos del Kimeridgiano - Titoniano; 2) del Neocomiano con terrigenos en su base y evaporitas - carbonatos en la cima; 3) del Aptiano de facies arenosas, calcáreo - arcillosas y desarrollos evaporíticos; 4) del Albiano con predominancia de carbonatos e intercalaciones arcillosas y 5) del Cenomaniano - Turoniano con carbonatos y terrigenos.

**KIMERIDGIANO-TITONIANO.-** (155-140 m.a.). Los afloramientos del Jurásico Superior son escasos y en el subsuelo se ha

reportado en los pozos Moyotes-1, Presidio-1, Banco de Lucero-1, Hueso-1, Chapo-1, Cuchillo Parado-1, Menonita-1, Apache-1, Sapallo-1 y 1A.

En la porción norte (secc. I y II), sus litofacies van de areniscas a limolitas y en menor proporción lutitas con escasa fauna y finalmente calizas con intercalaciones de dolomía. En la porción centrooccidental las facies son de calizas, con intercalaciones de evaporitas, lutitas, limolitas y calizas arcillosas. Hacia el oriente las facies cambian a evaporitas y calizas (secc. III).

En la porción sur, hacia los bordes de la cuenca (secc. III y V) predominan las facies de areniscas y limolitas, graduando hacia su depocentro, a una secuencia de terrigenos y evaporitas en su base y de calizas arcillosas, lutitas y limolitas en la cima.

NEOCOMIANO.- (140-115 m.a.). El Neocomiano se caracteriza por una secuencia de facies de planicie costera, predominando tanto en los flancos de la cuenca como en su porción norte (secc. IV), representada por una alternancia de limolitas café rojizo y areniscas, y en menor proporción lutitas. Hacia el sur, en la parte central de la cuenca, la cima del Neocomiano presenta una intercalación de calizas con evaporitas.

APTIANO.- (115-108 m.a.). Las facies del Aptiano, varían de medios litorales a medios profundos, reflejándose en su sedimentación, que va de areniscas, limolitas (Sierras de Juárez, San Ignacio, Pozo Moyotes-1), desarrollos evaporíticos con calizas biógenas (pozos Hueso-1, Ojinaga-1) a alternancias de lutitas y calizas (Sierras de Chilicote, Cuervo, Mojina, Chorreras, Pozo Menonita-1) y calizas arcillosas (Sierras de Cuchillo Parado, Magistral, pozos Espia-1, Villa Ahumada-1 y Maijoma-1).

ALBIANO.- (108-100 m.a.). En toda la cuenca predominan las litofacies carbonatadas con intercalaciones arcillosas de ambientes de plataforma que cambian a las de mar abierto hacia el poniente (secc. IV y V).

CENOMANIANO-TURONIANO.- (100-90 m.a.). Lo constituyen una secuencia sedimentaria arcillo-calcárea, distribuida en la porción central y sur de la Cuenca de Chihuahua (secc. III-V).

De manera general estas son las principales características de las cinco secuencias sedimentarias del Mesozoico que se distribuyen en la Cuenca de Chihuahua. Sin embargo, a

continuación se describe una secuencia adicional, equivalente al Senoniano, que se detectó exclusivamente en el Pozo Menonita-1.

SENONIANO.- (90-67 m.a.). Se caracteriza por una secuencia de lutitas, limolitas y areniscas de ambientes mixto y continental, registrándose en el Pozo Menonita-1.

#### II.1.B "MAR MEXICANO - PLATAFORMA DE COAHUILA"

Antes de efectuar el análisis estratigráfico de esta región, fue necesario interpretar su marco tectónico - estructural, ya que este proceso distorsionó los espesores reales de las secuencias sedimentarias, traslapando columnas estratigráficas que corresponden a secuencias de ambientes distintos, fenómeno característico en el área del "Mar Mexicano".

Así pues, considerándose estas complejidades y con la finalidad de relacionar las secuencias sedimentarias del área, se construyó la sección estratigráfica regional "Mar Mexicano - Plataforma de Coahuila" (secc. VI), relacionándose las columnas estratigráficas representativas del Golfo de Sabinas, Plataforma de Coahuila y las del "Mar Mexicano".

En conjunto, a estas columnas estratigráficas las subdividimos en las siguientes cinco secuencias sedimentarias, de la misma manera que en la Cuenca Chihuahua, aunque su relación de facies sedimentarias es a partir del Aptiano Superior-Albiano.

#### KIMERIDGIANO-TITONIANO (155-140 m.a.)

En el área del "Mar Mexicano" afloran rocas basales de lechos rojos continentales con derrames volcánicos intercalados, conocidos como Formación Nazas del Triásico Tardío (230±20 m.a.) y que subyacen a la secuencia marina transgresiva somera, de areniscas, limolitas, lutitas y calizas arcillosas de las formaciones La Gloria y La Casita del Jurásico Tardío depositadas en los bordes occidental y oriental (Pozo Ceniztle-1) de la Plataforma de Coahuila (secc. VI y VIII).

NEOCOMIANO.- (140-115 m.a.). Esta secuencia se caracteriza por sedimentos clásticos costeros en su base y carbonatos de plataforma somera en la cima, depositados en el margen oriental de la Plataforma de Coahuila (Tarahumara-1,

Cenzontle-1). En el margen occidental, cambian a facies calcáreo arcillosas y arcillosas de ambientes de mayor profundidad, representadas por las Formaciones Taraises y Tamaulipas Inferior (Sierras de San Felipe y de los Alamos) (secc. VII).

APTIANO.- (115-108 m.a.). Durante el Aptiano se depositaron arcillas fosilíferas con intercalaciones calcáreo arcillosas, tanto en el "Mar Mexicano" como en el Golfo de Sabinas, mientras que hacia la Plataforma de Coahuila en el Aptiano Tardío ocurrió una transgresión representada por un horizonte delgado de conglomerados, areniscas, limolitas y lutitas calcáreas, denominado Formación Las Uvas (Pozo Tarahumara-1).

ALBIANO.- (108-100 m.a.). La Plataforma de Coahuila se caracteriza por tener un basamento paleozoico, de rocas del sistema apalacheano al que le suprayace una secuencia sedimentaria de evaporitas y carbonatos de la Formación Acatita y calizas biógenas del Grupo Aurora de ambientes someros. Estos sedimentos progradan hacia la Cuenca de Sabinas y "Mar Mexicano" a facies de plataforma abierta formada por calizas con fauna planctónica.

CENOMANIANO-SENONIANO.- (100-67 m.a.). Suprayaciendo a las rocas del Albiano se depositaron, de poniente a oriente, sedimentos tipo flysch (Formación Mezcalera), que cambian paulatinamente a secuencias depositacionales arcillo - carbonatadas (Formación Indidura) y areno-arcillosas (Formación San Carlos).

Las rocas mesozoicas están cubiertas discordantemente por sedimentos continentales del Cenozoico (Conglomerados Ahuichila).

## II.2

### ANALISIS ESTRUCTURAL

En la evaluación de una cuenca sedimentaria es importante definir sus estilos estructurales, con el objeto de interpretar sus eventos de deformación para asociarlos con los de generación, migración, acumulación y transformación de los hidrocarburos.

#### II.2.1 CARACTERISTICAS GENERALES DE LAS ESTRUCTURAS

En el área de estudio para describir y analizar las características generales de las estructuras, se elaboró un mapa de estilos estructurales escala 1:1000,000 (fig. 2).

# ESTILO ESTRUCTURAL CHIH

AREA

I





MAR MEXICANO

AREA

(I)



Corte Esquemático

A'

MAGA-1

YUCATAN



AREA

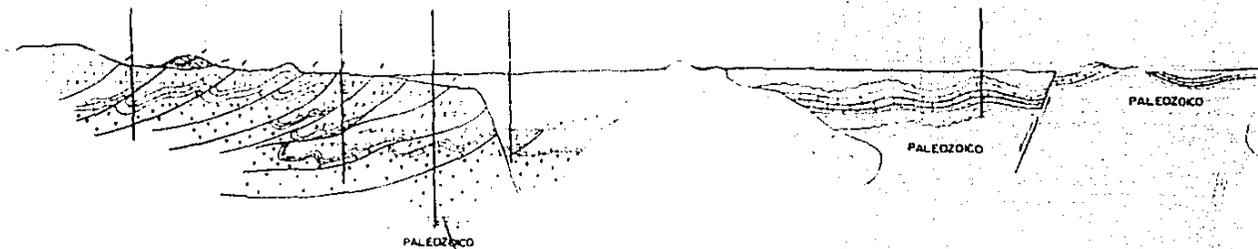
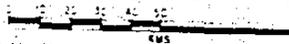
II

AREA

III

ESCALA 1 1000 000

ESCALA GRAFICA



Corte Esquemático

B - B





Para obtener dicho mapa, primeramente se cartografiaron las sierras que se distinguen por rocas sedimentarias, y posteriormente, mediante la información obtenida de reportes finales de los prospectos elaborados por geología superficial, se integraron en la cartografía los rasgos estructurales característicos de cada una de las sierras.

Se omitió cartografiar las sierras representadas por rocas ígneas, con la idea de resaltar los trazos estructurales, con lo que se logró identificar y diferenciar tres áreas con dominios de deformación diferente (fig. 2); una de ellas corresponde a la Cuenca de Chihuahua y dos a la del "Mar Mexicano - Plataforma de Coahuila".

#### A) AREA I CUENCA DE CHIHUAHUA

Los estilos estructurales que se han descrito en esta cuenca consisten de plegamientos recostados con fallamiento inverso hacia el noreste en dirección a la Plataforma del Diablo y hacia el oeste, en dirección a la Plataforma de Aldama.

En la porción norte, la carencia de afloramientos en las áreas cubiertas por bolsón hace que la reconstrucción y relación estructural entre la Plataforma de Aldama y la Cuenca de Chihuahua sea inferida; sin embargo, hacia la localidad del Pozo Chinos-1 se reportan estructuras anticlinales y sinclinales moderadamente plegadas, que se encuentran afectadas por fallas normales, las cuales originan en este proceso grandes bolsones, que difiere con el estilo que se observa en la Sierra de Juárez, en donde se presentan anticlinales y sinclinales asimétricos, los cuales se encuentran recostados al noroeste. En la Sierra de Samalayuca se manifiesta un anticlinal asimétrico hacia el oriente, afectado por una falla inversa en este flanco.

En la Sierra de Villa Ahumada existen anticlinales y sinclinales amplios; en la Sierra de Pilares, anticlinales y sinclinales angostos con recostamiento al noreste.

Las estructuras Banco de Lucero, El Fierro y el Pozo Menonita-1 representan el flanco occidental de anticlinales orientados NW-SE, recostados con fallamiento inverso hacia el occidente, y las estructuras de la Sierra del Hueso y Pozo Hueso-1, correspondientes al flanco oriental, caracterizan los anticlinales recostados, con fallamiento inverso hacia el oriente.

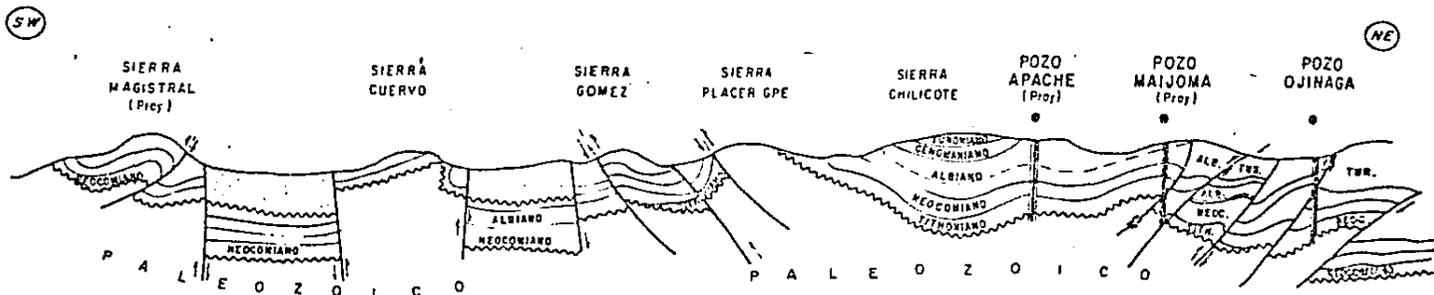
En la porción sur del Area I y con el objeto de mostrar las relaciones estructurales, se construyó la sección estructural de manera esquemática (figs. 2 y 3), trazándose de SW a NE, siguiendo cierto paralelismo, con objeto de hacer notar los diferentes estilos estructurales, para lo cual se integró la información obtenida de geología superficial y del subsuelo. La sección tiene como punto de partida a la Sierra de Magistral y concluye con la columna geológica del Pozo Ojinaga-1. En la Sierra del Cuervo se puede observar el fallamiento normal en ambos flancos de esta estructura, que origina un alto estructural en el que afloran rocas paleozoicas; en Placer de Guadalupe afloran rocas paleozoicas, jurásicas y cretácicas, apreciándose anticlinales y sinclinales orientados NW-SE, recumbentes con fallamiento inverso hacia el occidente, presentando una relación estructural con las estructuras de Banco de Lucero, El Fierro y el Pozo Menonita-1. Hacia el área de las sierras de Chilicote, Cuchillo Parado, Peguis y el Pozo Apache-1, se muestra un cambio importante en el comportamiento estructural, con la presencia de plegamientos alargados recostados al noroeste, conformando un grupo de anticlinales y sinclinales orientados oblicuamente a una gran estructura tipo abanico, que se presenta tanto al norte como al sur del Area I. En el extremo oriental de la sección estructural (fig. 3) se muestra el estilo estructural, caracterizado por anticlinales y sinclinales angostos y recostados al noroeste con fallamiento inverso intenso (pozos Maijoma-1 y Ojinaga-1).

#### B) AREA II-III "MAR MEXICANO - PLATAFORMA DE COAHUILA"

En el área de Mar Mexicano - Plataforma de Coahuila (fig. 2) se muestran dos dominios estructurales. Uno en "Mar Mexicano", que se caracteriza por una franja de pliegues y cabalgaduras con orientación NW-SE y con tendencia hacia el NE y otro en la Plataforma de Coahuila con un estilo de deformación representado por estructuras altas, amplias, dómicas, simétricas y relativamente simples.

En esta región se tienen amplias llanuras cubiertas por aluvión cuaternario, que cubren las relaciones entre los dos dominios estructurales. Así que para definir esta relación, nos apoyamos con el análisis estructural que realizaron Eguluz y Campa (1982) y con la interpretación de la sección estructural Mar Mexicano - Plataforma de Coahuila - Golfo de Sabinas (fig. 4) de lo que resulta lo siguiente:

# CUENCA DE CHIHUAHUA



SECCION ESTRUCTURAL  
(Esquemática)

Maria Lúcia Santos  
1983

FIG. 3

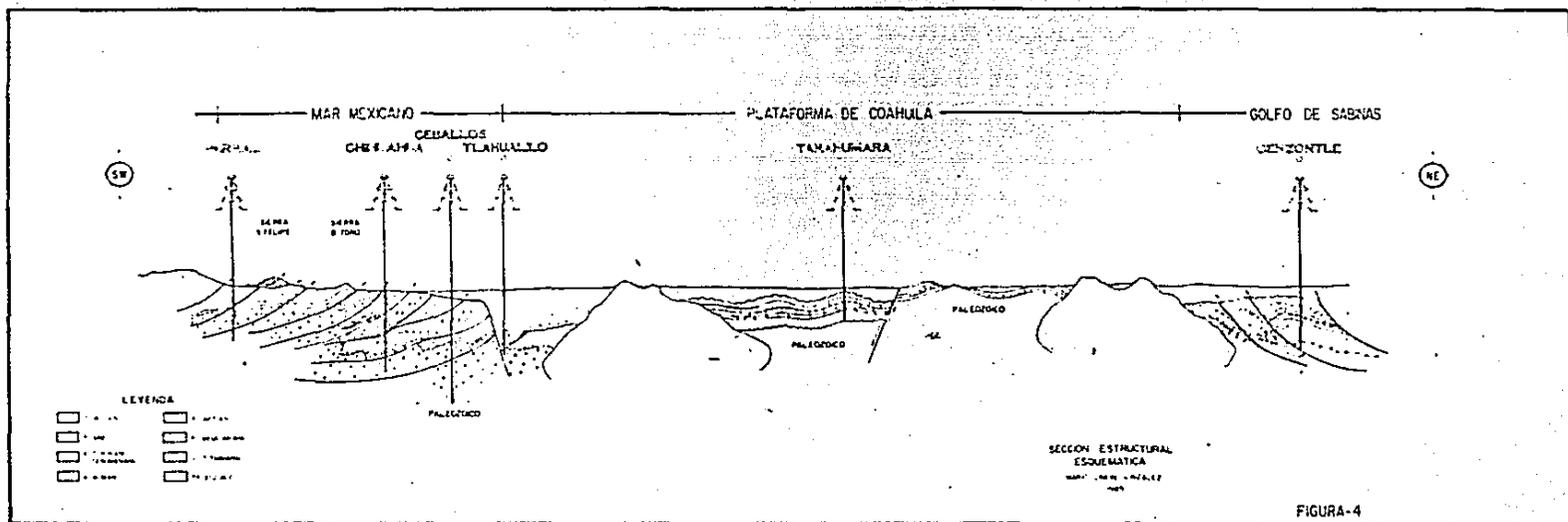


FIGURA-4

A nivel regional y de acuerdo a los rasgos estructurales que se observan en la fig. 2, se infieren sus dominios, pero en perfil, se distinguen cuatro estilos diferentes (fig. 4). Si relacionamos sus características estratigráficas y sedimentarias notamos que la Plataforma de Coahuila manifiesta dos estilos estructurales, uno en su porción oriental, representada por anticlinales dómicos (Sierras de Tlahualilo), El Diablo, Acatita) en donde afloran, además del mesozoico, rocas triásicas y paleozoicas (Sierra de Delicias-Acatita), en tanto que en su porción occidental las rocas deformadas del Albiano-Senoniano, muestran pliegues disarmónicos en bloques escalonados con fallamiento inverso y vergencia al noreste (pozos Parral-1, Chihuahua, Ceballos-1 y Durango-1, entre otros).

A este sistema de bloques fallados le suprayace el tercer estilo estructural, constituido por una franja de bloques alóctonos (area II, fig. 2) representado en la sección estructural (fig. 4) por la Sierra de San Felipe en donde se describen una serie de pliegues simétricos y micropliegues acostados, que en conjunto definen un anticlinorio de naturaleza compleja, totalmente alóctono (Eguiluz, 1976) de características estructurales y estratigráficas diferentes a las descritas en la Plataforma de Coahuila.

En la sección estructural (fig. 4), el cuarto estilo lo definen las rocas del Golfo de Sabinas, representado por un sistema de bloques con fallamiento inverso, pero en dirección hacia la Plataforma de Coahuila. Generalizando, se determina que los procesos de deformación que originaron el sistema de fallamientos inversos en la porción occidental de la Plataforma de Coahuila (segundo estilo) en relación con los del Golfo de Sabinas (cuarto estilo), son diferentes.

## II.2.2 ORIGEN Y EDAD DE LOS PLEGAMIENTOS Y FALLAMIENTOS. RELACIONES TECTONICAS

Los eventos tectónicos que se sucedieron en la Provincia de Chihuahua dejaron sus huellas con mayor o menor intensidad, dependiendo de la columna sedimentaria y de su relación paleogeográfica, estos eventos expresan delineamientos estructurales como resultado de la Orogenia Laramide. Sus diferentes estilos de plegamientos permitieron inferir tres áreas, las cuales se distinguen principalmente por estructuras asociadas con compresión, estructuras de desplazamiento gravitacional y fallas normales.

## A) AREA I CUENCA DE CHIHUAHUA

En la Cuenca de Chihuahua, las rocas mesozoicas fueron deformadas durante la Orogenia Laramide (80-40 m.a.), originando un sistema de deformación compleja que fué gobernado por los elementos paleogeográficos preexistentes y la competencia de las secuencias sedimentarias (González, 1976).

Para explicar los procesos que originaron estas estructuras tan complejas, se ha interpretado un arqueamiento regional del centro de la cuenca, asociado a un basculamiento y relativa deformación del basamento Pre-Jurásico Superior, creándose en las rocas jurásicas y cretácicas el deslizamiento, deformación y fallamiento (Gries y Haenggi, 1970).

En la Cuenca de Chihuahua, el efecto de plegamientos recostados es hacia los flancos en dirección a los elementos positivos (Plataforma de Aldama y del Diablo). De la misma manera, este estilo estructural se manifiesta en la Cuenca de Sabinas, en donde los plegamientos y fallamientos inversos son hacia las plataformas de Coahuila y de Tamaulipas, lo cual nos induce a interpretar que las fuerzas compresivas que actuaron durante la Orogenia Laramide (80-40 m.a.) formaron estilos estructurales similares en ambas cuencas.

Los esfuerzos que produjeron estos efectos fueron de NE a SW, formando a nivel regional una estructura en abanico, caracterizada hacia los extremos por un sistema de fallamiento inverso en bloques y en el núcleo de la estructura por plegamientos alargados (fig. 3).

En síntesis, se determina que la dirección principal de la deformación es hacia el NE, como se manifiesta en las Sierras del Magistral y del Cuervo (Plataforma de Aldama), aunque se observen tendencias diferentes en la Cuenca de Chihuahua, producto de los esfuerzos compresivos a los que estuvieron sujetos los sedimentos de cuenca entre los elementos positivos.

Interpretar estos estilos estructurales es de importancia en la exploración petrolera. A nivel mundial, se considera que en el núcleo de las estructuras en abanico se localizan grandes yacimientos de hidrocarburos. Lo anterior es consecuencia de las zonas presurizadas resultantes, que facilitan la migración de los hidrocarburos y su

acumulación está en mayor proporción en el núcleo que en los flancos de la estructura en abanico (plegamientos y fallamiento inverso).

Este análisis estructural es básico, ya que si nos apoyamos con el mapa de estilos estructurales (fig. 2), observamos que la mayoría de los pozos perforados se ubican en los flancos de la estructura en abanico en donde las posibilidades petrolíferas, desde este punto de vista estructural, serían menores que si se perforara en su núcleo, principalmente al sur de la cuenca en donde se reportan los mayores espesores de las secuencias sedimentarias mesozoicas.

A fines del Terciario, y posterior a la deformación laramídica, se registró el último evento tectónico de tipo distensivo que afectó a la Plataforma de Aldama y Cuenca de Chihuahua, manifestándose por una serie de pilares y fosas.

#### B) AREA II-III "MAR MEXICANO-PLATAFORMA DE COAHUILA"

El proceso que deformó al paquete sedimentario de la porción occidental de la Plataforma de Coahuila fue producto de un dislocamiento que sufrió esta plataforma, ocasionándose un "décollement" o plano de despegue de las secuencias sedimentarias del Albiano-Senoniano, en donde las evaporitas del Albiano Inferior (Fm. Acatita) facilitaron el deslizamiento de estas secuencias sobre el basamento paleozoico. Durante el desarrollo del dislocamiento de la Plataforma de Coahuila, paulatinamente se derivaron pliegues disarmonicos conjuntamente a un sistema de bloques escalonados con fallamiento inverso y con tendencia al noreste.

El mecanismo de deformación tuvo que haber sido por un "cizalleo sinistral", en donde Norteamérica se movió hacia WNW con respecto a México, que se movió hacia el ESE. Esto nos da una dirección de compresión NE-SW y podría explicar las vergencias opuestas (Padilla y Sánchez, 1986).

Ahora bien, el efecto que provocó la formación de la franja de bloques alóctonos (tercer estilo) que suprayacen al sistema de bloques fallados del segundo estilo estructural, son producto de un corrimiento que sufrieron las secuencias sedimentarias del Jurásico Superior-Cretácico Superior (Facies del "Mar Mexicano") de su posición original a la actual por efecto de un combamiento creado en la zona de subducción durante el Maastrichtiano-Eoceno Medio.

## II.3

## EVOLUCION TECTONICO-SEDIMENTARIA

Con el objeto de explicar la distribución sedimentológica relacionada con la tectónica del área de estudio, se propone un modelo de evolución tectónico - sedimentaria (fig. 5) que comprende ocho etapas que dieron lugar a la formación del "Mar Mexicano", la Plataforma de Coahuila e, inferimos, la Cuenca de Chihuahua.

## ETAPA I.- TRIASICO TARDIO-JURASICO MEDIO (200-160 M.A.)

Los eventos que dieron lugar a la formación del "Mar Mexicano" se iniciaron en el Triásico Tardío (Fm. Nazas) y se relaciona con el origen del Golfo de México cuando Norteamérica, Sudamérica y África estaban unidas. En este proceso el combamiento regional, el rompimiento y la separación de las placas, se manifestaron por un sistema de fracturas tensionales y fosas. Estas últimas se rellenaron por sedimentos continentales (fluviales) y derrames volcánicos de tipo andesítico.

Para este tiempo ya se tenía la presencia de un Arco Volcánico y de un Mar Marginal en el Océano Occidental (el Pacífico), como producto de una colisión entre placas oceánica y continental.

## ETAPA II.- KIMERIDGIANO-TITONIANO (160-140 M.A.)

Posiblemente durante el Jurásico Tardío las primeras aguas marinas invadieron el "Mar Mexicano", Cuenca de Chihuahua y Cuenca de Sabinas, como consecuencia de un levantamiento central y extensión que propiciaron la subsidencia inicial. Actualmente está en discusión la dirección de proveniencia de las aguas; se discute si fue del Pacífico o del Proto-Atlántico.

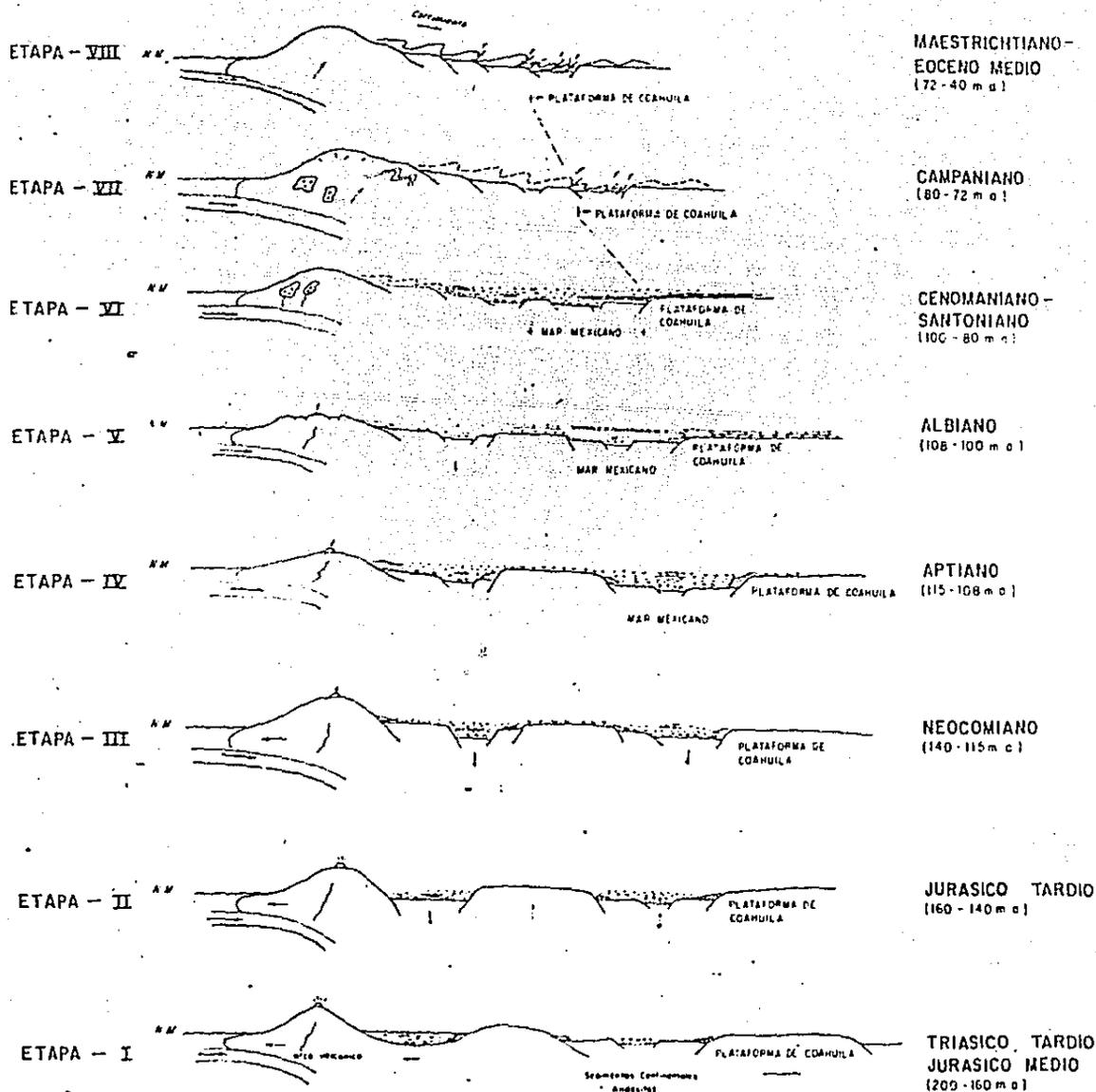
Debido al enfriamiento de la corteza, en este lapso se desarrolla una subsidencia en el "Mar Mexicano" y en la Cuenca de Chihuahua, depositándose sedimentos de aguas profundas en su parte central y de aguas someras en las márgenes adyacentes que se caracterizan por evaporitas (yesos y anhídritas en las zonas de supramarea) y a mayor profundidad por terrígenos y carbonatos arcillosos.

## ETAPA III.- NEOCOMIANO (140-115 M.A.)

Continúa la subsidencia, el tirante de agua es mayor y varía de acuerdo al relieve topográfico marino, manifestándose inicialmente por sedimentos clásticos costeros y carbonatos de plataforma somera en las márgenes

FIG. 5

MODELO DE EVOLUCION TECTONICO-SEDIMENTARIA  
MAR MEXICANO — PLATAFORMA DE COAHUILA



de las Plataformas de Coahuila y Aldama, cambiando a facies calcáreo arcillosas de ambientes extralitorales hacia las cuencas de Sabinas y "Mar Mexicano".

ETAPA IV.- APTIANO (115-108 M.A.)

Durante el Aptiano continúa la subducción de la corteza oceánica bajo la continental, manifestándose con actividad volcánica y plutonismo. En tanto que en el "Mar Mexicano", Cuenca de Chihuahua y Cuenca de Sabinas continúa la subsidencia, con la depositación de arcillas fosilíferas e intercalaciones calcáreo - arcillosas hacia los elementos positivos (Plataforma de Coahuila-Aldama) se efectúa una transgresión que permite el depósito de arcillas calcáreas, limolitas y areniscas.

ETAPA V.- ALBIANO (108-100 M.A.)

En el Albiano persiste la subsidencia y la transgresión marina cubre la Plataforma de Coahuila con carbonatos de aguas someras y evaporitas, desarrollándose en sus márgenes cuerpos arrecifales, en tanto que en el "Mar Mexicano" y Cuenca de Sabinas las facies cambian a carbonatos de mar abierto.

En la Cuenca de Chihuahua, la transgresión se define con carbonatos de plataforma con intercalaciones arcillosas variando a facies de mar abierto hacia el poniente.

ETAPA VI.- CENOMANIANO-SANTONIANO (100-80 M.A.)

La subsidencia continúa y la sedimentación marca un incremento progresivo de secuencias arcillo - carbonatadas (Fm. Indidura) y areno - arcillosas (Fm. San Carlos).

En la porción occidental prosigue la subducción, formándose un combamiento o levantamiento regional, que repercute en los primeros plegamientos y la depositación de sedimentos tipo flysch (Fm. Mezcalera).

ETAPA VII.- CAMPANIANO (80-72 M.A.)

En esta etapa sigue el levantamiento en las costas del Pacífico, creándose, además de los plegamientos, un dislocamiento en la Plataforma de Coahuila, el cual provoca que sus secuencias sedimentarias del Albiano-Santoniano sufrieran sus primeros deslizamientos hacia el Noreste.

**ETAPA VIII.- MAASTRICHTIANO-EOCENO MEDIO (72-40 M.A.)**

Como resultado del combamiento que se produjo en la parte occidental, debido a la zona de subducción y al dislocamiento de la Plataforma de Coahuila durante la Orogenia Laramide (40-80 m.a.), las secuencias sedimentarias del Jurásico Tardío - Cretácico ("Mar Mexicano") fueron afectadas por plegamientos y cabalgaduras principalmente. Las secuencias de la Plataforma de Coahuila sufrieron deslizamientos con vergencia al noreste por procesos de compresión-gravedad, debido al desnivel propiciado por el dislocamiento en bloques.

### III.- CONCEPTOS GEOQUIMICOS

La aplicación de los conocimientos de la geoquímica orgánica en la exploración petrolera tiene como finalidad la de evaluar el potencial petrolero de una cuenca en estudio o desarrollada, mediante la interpretación de su evolución tectónico - sedimentaria y de su relación con los parámetros analíticos que determinan las características de generación, maduración, migración, acumulación y conservación del petróleo y gas natural.

#### ROCAS GENERADORAS

En la evaluación de una cuenca sedimentaria, uno de los primeros requisitos es la identificación del potencial generador de sus rocas, mediante el análisis geoquímico de muestras de pozos y afloramientos que determinan la cantidad y calidad de la materia orgánica dispersa en los sedimentos.

#### CANTIDAD

La cantidad de la materia orgánica dispersa de una roca generadora puede ser estimada por su contenido de carbono orgánico (C.O.). El contenido (%) de C.O. necesario para la generación de hidrocarburos no está bien definido y varía de una cuenca a otra, de acuerdo a los estudios de diversos autores, de la siguiente manera:

- Baker (1962) relacionó rocas generadoras y yacimientos en la provincia petrolera Cherokee del SE de Kansas, EEUU y determinó que el intervalo generador de la Lutita Burbank, presenta valores de C.O. que promedian 1.6% y en el intervalo generador de la Lutita Thrall, el valor promedio es de 2%.
- Gehman (1962) efectuó un estudio de C.O. de lutitas y carbonatos de diferentes lugares en el mundo, con 1066 lutitas y 346 calizas y concluyó que es mayor el porcentaje de materia orgánica en las lutitas que para los carbonatos, aunque la generación promedio de hidrocarburos es aproximadamente igual para el mismo porcentaje de C.O. en ambas rocas.
- Philippi (1965), en su estudio del origen de los aceites terciarios en California, encontró que en la roca generadora de la Cuenca de los Angeles el valor promedio de C.O. es de 2.9% y en la Cuenca de Ventura es de 2.1%.

- Nixon (1973) asocia la Lutita Mowry con yacimientos de aceite que se encuentran en áreas donde el contenido de carbono orgánico es mayor de 2% y a menudo el 3%.

De lo anterior se resume que la concentración mínima esencial de porcentaje de C.O. para que una formación pueda considerarse como roca generadora, no se conoce y en cada caso es motivo de interpretación, aunque el contenido mínimo de carbono orgánico, aceptado de manera general y optimista, esencial para una roca generadora es del 0.5% para lutitas y 0.2% para carbonatos.

Roger Sassen (1985) considera más apropiado decir que muchas de las rocas generadoras de petróleo conocidas, tienen un contenido de carbono orgánico mayor del 1%.

#### CALIDAD DE LA MATERIA ORGANICA

Además de la cantidad de materia orgánica, se requiere clasificar el tipo de kerógeno que es la materia orgánica insoluble dispersa en las rocas sedimentarias y es un parámetro geoquímico con el que se puede predecir si se ha generado aceite o gas.

El kerógeno se constituye por carbono, hidrógeno, oxígeno, azufre y nitrógeno, lo que proporciona una identificación directa de la materia orgánica como rica o pobre en hidrógeno y varía en función de sus medios de depósito.

Así tenemos que el kerógeno derivado de medios lacustres, Tissot (1974) los clasifica como kerógeno tipo I, y el relacionado con medios marinos reductores derivados de material planctónico como de tipo II; estos kerógenos ofrecen un potencial muy elevado para la generación del petróleo y gas, dependiendo de su etapa de evolución térmica. El kerógeno tipo III se deriva principalmente de plantas terrestres transportadas a un medio de depósito marino o no marino y su contenido de hidrógeno y potencial de generación de hidrocarburos es menor en el tipo III que en los tipos I y II.

Tissot (1984) clasifica un kerógeno tipo IV que es una forma de "carbón muerto", o material que ha perdido hidrógeno en el proceso de maduración térmica, por lo que carece de potencial para la generación de hidrocarburos.

Los términos que se utilizan con mayor frecuencia para clasificar los tipos de kerógeno se basan en análisis químicos y ópticos.

**ANALISIS QUIMICO:** El análisis químico del kerógeno es una manera de caracterizar su calidad y se determina, ya sea por el análisis elemental o por pirólisis.

En el análisis elemental (C,O,H) los kerógenos que generan aceite tienen proporción atómica H/C relativamente alta y una proporción O/C relativamente baja, y los kerógenos resultantes de una contribución abundante de plantas evolucionadas y materia orgánica terrestre, presentan una proporción alta de O/C y relativamente baja de H/C.

La técnica por pirólisis proporciona una determinación rápida de la calidad y etapa de evolución del kerógeno. La calidad se interpreta sobre una gráfica obtenida del diagrama de Van Krevelen, sustituyéndose las relaciones H/C y O/C por los índices de hidrógeno (IH) y oxígeno (IO). La etapa de maduración se obtiene a partir de temperatura máxima (T max), correspondiente al máximo pico de pirólisis del kerógeno.

**ANALISIS OPTICO:** Las técnicas ópticas se utilizan para caracterizar el tipo y etapa de evolución del kerógeno, y los términos que califican los diversos constituyentes orgánicos son: algáceo, amorfo, herbáceo, maderáceo y carbonoso. Su relación con los tipos de kerógeno definidos sobre la base del análisis químico resulta clara (Tissot y Welte 1978), excepto para el kerógeno amorfo que puede tener varios orígenes, ya que aunque comúnmente es considerado como de origen algáceo predominantemente, y por ello de los tipos I y II de kerógeno, la composición química del kerógeno amorfo puede dispersarse en todo el campo del diagrama de V. Krevelen (Durand 1980).

En los estudios ópticos, los principales grupos de macerales observados en la petrografía del carbón se utilizan en la descripción del kerógeno: liptinita, exinita, vitrinita e inertinita. Los kerógenos de liptinita o alginiticos están compuestos por algas; los exiniticos consisten de material ceroso y resinoso que en general tienen formas características, como cutículas de plantas, exinas de polen y esporas, resinas, etc.; la vitrinita se describe como una película de madera, alterada en un ambiente húmedo, sin oxígeno; la inertinita, una cuarta categoría de materia orgánica sedimentaria no es importante, ya que rara vez se convierte en hidrógeno (Dow 1977), normalmente es clasificada como "carbón muerto". La capacidad de estos kerógenos para generar aceite decrecen en el orden liptinita, exinita, vitrinita e inertinita.

Hunt (1979) asocia los kerógenos de liptinita (tipo I) y los exiniticos (tipo II) y los clasifica como kerógenos saprópelicos y los de vitrinita (tipo III) e inertinita como kerógenos húmicos. En general, estas técnicas proporcionan una identificación directa de la materia orgánica como rica o pobre en hidrógeno.

#### MADUREZ TERMICA DE LA MATERIA ORGANICA DISPERSA

La madurez térmica de la materia orgánica en las rocas generadoras es el proceso primario en la génesis del petróleo. Las diferentes fuentes potenciales para la generación de hidrocarburos dependen de la adecuada cantidad, calidad y maduración térmica de la materia orgánica dispersa. La maduración térmica es el resultado de la historia de sepultamiento tiempo - temperatura de los sedimentos generadores.

Por lo tanto, determinar la historia térmica de un intervalo geológico es de gran importancia para este fin, y para ello se dispone de varias técnicas que permitan establecer la maduración térmica de la materia orgánica dispersa, misma que puede ser medida de muestras de núcleos, canal o afloramientos, pero también se pueden efectuar cálculos para formaciones con ausencia de muestras o de mediciones.

Existen varias formas de medir la maduración térmica de la materia orgánica dispersa en muestras de rocas sedimentarias, pero en este trabajo únicamente mencionaremos las que se definen mediante técnicas ópticas, como lo son el índice de alteración térmica (IAT) y reflectancia de vitrinita (Ro).

El índice de alteración térmica (IAT) se basa en el cambio de coloración progresiva que sufren las esporas en su historia de la maduración y que van de amarillo a café y por último a negro, pero hay que considerar que son medidas subjetivas y que hacen difícil la comparación entre análisis y analistas, además, el color de las esporas en algunas ocasiones se altera por oxidación y el material carbonoso desde su etapa de diagénesis pudiera presentar colores oscuros.

La reflectancia de la vitrinita es uno de los parámetros más utilizados para medir la madurez de las rocas generadoras (Dow 1977 - Alpern 1980), y se aplica a fragmentos pequeños de carbón disperso en los sedimentos (vitrinita).

De lo anterior resalta que esta técnica es valiosa para medir, la etapa de maduración del kerógeno tipo III y el carbón, pero también se encuentran limitaciones como pueden ser: la ausencia o escasez de vitrinita en los kerógenos marinos o lacustres (tipo I y II); el criterio para seleccionar los fragmentos para su medición, y en algunos otros casos se presentan poblaciones diferentes de macerales, por lo que resulta necesario efectuar un análisis de los histogramas de la reflectancia de la vitrinita obtenidos de un conjunto de mediciones e integrarla a la información geológica, con el fin de obtener mejor interpretación.

Ahora bien, las fronteras para definir la zona o ventana de generación del petróleo no están bien delineadas, debido a que el kerógeno puede variar en su composición de acuerdo a su tipo original y la abundancia relativa de los diversos enlaces químicos (Tissot y Welte 1978). Aunque también las variaciones dependerán de las características tectónico - sedimentarias de las diversas cuencas. Estas variaciones han originado que se establezcan diversas tablas, en donde se presentan escalas de valores de reflectancia de vitrinita comparados con otros métodos y en donde se relacionan la maduración térmica y las etapas de generación y preservación de los hidrocarburos, como se observa en la Tabla-1 (Waples, 1981).

TABLA-1

<u>E T A P A</u>	<u>I.T.T.</u>	<u>Ro.</u>	<u>I.A.T.</u>
Inicio de la fase de generación del petróleo.	15	0.65	2.65
Máxima generación del petróleo.	75	1.00	2.90
Fin de la generación del petróleo.	160	1.30	3.20
Límite para encontrar petróleo con menos de 40 API.	500	1.75	3.60
Límite para encontrar petróleo con menos de 50 API.	1000	2.00	3.70
Límite para encontrar gas húmedo.	1500	2.20	3.75
Ultima presencia de gas seco.	6500	-	-
Azufre líquido (abajo del límite de gas seco).	972000	5.00	4.00

El método indirecto que en la actualidad se desarrolla para calcular la madurez térmica de la materia orgánica diseminada (MOD) es el del método de construcción de gráficas de historia de sepultamiento y el cálculo del índice tiempo - temperatura (ITT) propuesto por Lopatin (1971) y posteriormente modificado por Waples (1980), cuya aplicación en la exploración petrolera, conjuntamente con los análisis geoquímicos, permite:

- 1.- Determinar el grado de maduración térmica alcanzada por la materia orgánica dispersa en las rocas de un intervalo geológico.
- 2.- Definir el tiempo geológico en que tuvo lugar la generación de hidrocarburos a partir de las rocas potencialmente generadoras de petróleo.
- 3.- Predecir parámetros físico-químicos de los petróleos, tales como la gravedad API.

Para construir las gráficas de historia de sepultamiento, índice tiempo - temperatura (ITT), Waples (1980) considera los siguientes aspectos:

- 1.- Reconstrucción de la historia tectónica y sedimentológica de la sección geológica de interés, relacionando espesores y edades de las unidades litológicas.
- 2.- La temperatura del subsuelo debe de especificarse para cada profundidad a través del tiempo geológico, computando el gradiente geotérmico actual y asumiendo que éste y la temperatura superficial han permanecido constantes durante el tiempo de la reconstrucción.
- 3.- Si existió un cambio de gradiente geotérmico debido a cambios de la litología o de las condiciones tectónicas, debe especificarse con un cambio de la separación de las isotermas. (Las areniscas tienen una termoconductividad más baja).
- 4.- Si existen levantamientos y erosión de una parte de la sección, ésta debe aparecer como una disminución del espesor de la unidad involucrada.

- 5.- Si la sección fue cortada por una falla normal, las secciones arriba y abajo tendrán diferentes historias térmicas y deben de hacerse dos reconstrucciones.
- 6.- Si la falla es inversa, es necesario hacer dos figuras independientes.
- 7.- Los eventos ígneos intrusivos deben tomarse en consideración ajustando el gradiente geotérmico durante el periodo de calentamiento.

Considerando estos aspectos se construye la gráfica de historia de sepultamiento, ubicando en el eje vertical la columna geológica, profundidad, espesores, temperatura de superficie e isothermas, y en el eje horizontal la edad geológica.

La teoría del método de Lopatin, asume que la madurez depende linealmente del tiempo, es decir, si se duplica el tiempo a temperatura constante, se duplica la velocidad de las reacciones de transformación de la MOD. La teoría de la relación-reacción predice que la velocidad de una reacción que ocurre a los casi 70°C con una energía de activación de 17,000 calorías por molécula se duplicará a cada 10°C de incremento con la temperatura. Esta temperatura y los valores de la energía de activación son similares a los calculados empíricamente por Connan (1974) y por Waples (1980), para los procesos de generación de aceite, aunque otros autores no están de acuerdo (Neruchev y Parparova 1972, Golitsyn 1973). Lopatin dividió el perfil de temperatura en intervalos de 10°C para obtener las isothermas, mismas que se dibujan en las gráficas de historia de sepultamiento y escogió el intervalo de 100-110°C como base y le asignó un valor índice de  $n=0$ . A los otros intervalos (i) les asignó valores índices positivos y negativos, como se observa en la Tabla-2.

INTERVALO DE TEMPERATURA (°C )	VALOR DEL INDICE n	FACTOR DE TEMPERATURA r = 2
30-40	-7	$r^{-7} = 1/128$
40-50	-6	$r^{-6} = 1/64$
50-60	-5	$r^{-5} = 1/32$
60-70	-4	$r^{-4} = 1/16$
70-80	-3	$r^{-3} = 1/8$
80-90	-2	$r^{-2} = 1/4$
90-100	-1	$r^{-1} = 1/2$
100-110	0	$r^0 = 1$
110-120	1	$r^{+1} = 2$
120-130	2	$r^{+2} = 4$
130-140	3	$r^{+3} = 8$
140-150	4	$r^{+4} = 16$
150-160	5	$r^{+5} = 32$
160-170	6	$r^{+6} = 64$
170-180	7	$r^{+7} = 128$

TABLA 2.- FACTORES PARA DIFERENTES INTERVALOS DE TEMPERATURA.

También definió un factor de temperatura (r) que refleja la dependencia exponencial de la madurez en relación con la temperatura y considera que el rango de maduración se incrementa con un factor de 2 para cada 10°C de incremento en la temperatura de reacción.

Para cualquier intervalo de temperatura de 10°C ( $T_i - T_{i+1}$ ), el factor de temperatura (r) es igual a 2, en donde  $n = (T_i - 100)/10$  (Tabla 2).

Así la madurez adicionada en cualquier intervalo de temperatura (i) se define por:

$$\text{MADUREZ} = 2^{\Delta T} = r^{\Delta T}$$

En donde  $\Delta T$  es el tiempo (en millones de años) que estuvo un sedimento o roca en un intervalo térmico. Como los efectos de la maduración sobre la materia orgánica dispersa son adicionales, la madurez térmica total o índice de maduración tiempo - temperatura (ITT) de un sedimento o roca dada, es igual a la suma de las adquiridas en cada uno de los intervalos:

$$\text{ITT} = \sum_{n_{\text{mín}}}^{n_{\text{máx}}} 2^{\Delta T_n}$$

en donde  $n_{\text{máx}}$  y  $n_{\text{mín}}$  son los n-valores de los intervalos de máxima y mínima temperaturas registradas.

El cálculo de la madurez térmica total o índice de maduración tiempo - temperatura (ITT), se procede de la siguiente manera:

- 1.- El  $\Delta T$  de un intervalo es igual a la edad a la que el sedimento o roca entra a un rango de temperatura, menos la edad a la que entra en el siguiente rango, esto en millones de años.
- 2.- La madurez térmica de un intervalo (MT<sub>i</sub>). Se calcula multiplicando el  $\Delta T$  por el factor de temperatura (r).
- 3.- El índice de maduración térmica total (ITT), se obtiene de la suma de los valores de madurez térmica de todos los intervalos, obtenidos y equivalentes a un período geológico.

En la interpretación de los valores de ITT, Lopatin (1971) propuso originalmente que los valores definidos del ITT corresponden a las diferentes etapas de generación del petróleo. Sin embargo, los valores que escogió son incorrectos, debido a errores en la reconstrucción geológica original (Waples 1980).

Por lo que Waples (1981) elaboró una nueva escala de valores de ITT, apoyado en la correlación de mediciones de reflectancia de la vitrinita (Ro) y del I.A.T., obtenidos de 31 modelos geológicos de diferentes medios sedimentarios y edades en el mundo, de la manera que se muestra en la tabla 1.

#### IV. INTERPRETACION Y EVALUACION GEOLOGICO - GEOQUIMICA

En la evaluación geológico - geoquímica se analizan los aspectos estratigráfico, estructural y tectónico - sedimentario integrados con los parámetros geoquímicos, con la finalidad de identificar el potencial generador de sus rocas en función de sus facies sedimentarias y relacionar sus eventos de deformación con la historia de maduración de las rocas generadoras para definir las etapas de migración, acumulación y transformación del petróleo.

##### IV.1 ROCAS GENERADORAS

Para reconocer las rocas generadoras se integraron los parámetros geoquímicos, como el contenido de C.O. (%) y el tipo de kerógeno, que es la materia orgánica insoluble dispersa en las rocas sedimentarias, a fin de relacionarlos con las unidades estratigráficas y establecer sus variaciones, acorde a sus cambios de facies.

##### IV.1.A. CUENCA DE CHIHUAHUA

Dada la magnitud del área en estudio y debido a que la intensidad del muestreo no fue sistemático y suficiente, y por no haberse aplicado criterios estratigráficos y estructurales durante el muestreo, la distribución de los parámetros geoquímicos en relación con las secuencias sedimentarias, deberá de considerarse con cierta reserva. En la Cuenca de Chihuahua, la distribución del contenido de C.O. y el tipo de materia orgánica dispersa en sus facies sedimentarias se refleja de la siguiente manera:

**PALEOZOICO:** Las secuencias del Paleozoico con mayor rango de muestreo fueron las del pozo Chinos-1 que abarca rocas desde el Devónico hasta el Pérmico. En el pozo Apache-1 se muestrearon rocas del Pérmico y en el Memonita-1 del Pérmico-Pensilvánico.

**CAMBRICO-DEVONICO (570-365 m.a.).-** El Ordovícico presenta una secuencia de terrígenos con materia orgánica amorfa y un contenido de C.O. de 0.07% (Placer de Guadalupe). En el Devónico (Pozo Chinos-1) en las facies de lutitas, la materia orgánica es herbácea y leñosa con un contenido de 3.60%, disminuyendo de 0.39 a 0.45% en sus facies de dolomías con materia orgánica amorfa (Sección I y IV).

CARBONIFERO-PERMICO(365-250 m.a.).- Para el Misisípico en las facies de lutitas negras se reportó 1.09% de C.O. y materia orgánica leñosa - carbonosa. En el Pensilvánico en sus facies de lutitas se tienen valores de C.O. de 0.09% a 1.44% (Pozo Chinos-1) con materia orgánica herbácea. En las facies de calizas masivas (Sierra de Placer de Guadalupe) se tiene 0.07% de C.O. y materia orgánica amorfa (Secc. I y IV).

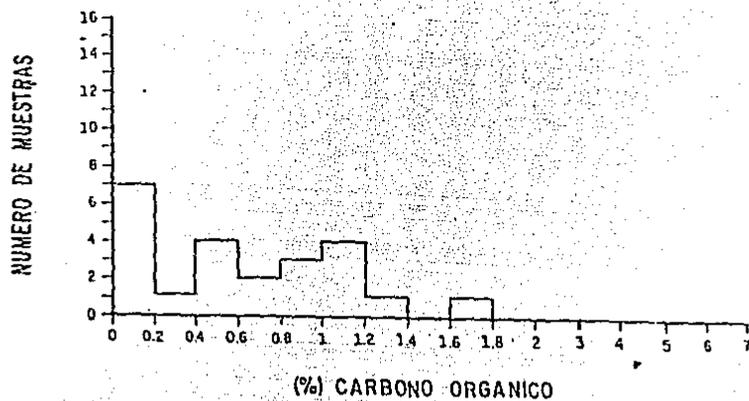
En el Pozo Chinos-1, el Pérmico Inferior en facies de calizas tiene porcentajes de C.O. de 0.44 con materia orgánica amorfa. Hacia el sur de la cuenca, las facies terrigenas contienen de 0.06% a 0.08% de C.O., en la Sierra de Placer de Guadalupe, y de 0.11 a 0.08% en el Pozo Apache-1, incrementándose hasta 3.69% en el Menonita-1 (Secc. I, III y IV).

#### MESOZOICO:

TITONIANO (145-140 m.a.).- De manera general a las rocas del Titoniano se les ha considerado como potencialmente generadoras de hidrocarburos, pero al analizar su contenido de C.O. contra el número de muestras mediante un histograma de frecuencias (fig. 6), se observó que un número mayor de muestras caen en el rango de 0 a 0.8% y menos en el de 0.8 a 1.4%, lo que es bajo comparativamente con los valores del Titoniano de la Cuenca de Sabinas que caen en el rango de 1.8 a 5%. Con estos valores se determinaría entonces, que las rocas del Titoniano de la Cuenca de Chihuahua presentan menos posibilidades de ser potencialmente generadoras. Pero al integrar y relacionar este parámetro con la variación de sus series sedimentarias, se observa que la mayoría de las muestras fueron colectadas en facies de areniscas y limolitas y sólo algunas en lutitas y calizas arcillosas, esto es, se colectaron principalmente muestras de los bordes de la cuenca, de ambientes litorales poco propicios para la conservación de la M.O. y, en menor proporción, rocas de medios profundos. De aquí resalta la importancia de interpretar los parámetros geoquímicos en relación con los procesos sedimentarios y considerar estos aspectos en el muestreo geoquímico.

Ahora bien, relacionando el C.O. y el tipo de materia orgánica dispersa (M.O.D.) con la distribución de sus litofacies, se determina que en la porción norte de la Cuenca de Chihuahua en donde sus facies son de areniscas, limolitas y en menor proporción lutitas, los porcentajes de C.O. oscilan entre 0.08 y 0.11 (Sierra de Samalayuca) con materia orgánica maderácea (secc. II).

FORMACION LA CASITA (JURASICO)  
CUENCA DE CHIHUAHUA



FORMACION LA CASITA (JURASICO)  
GOLFO DE SABINAS

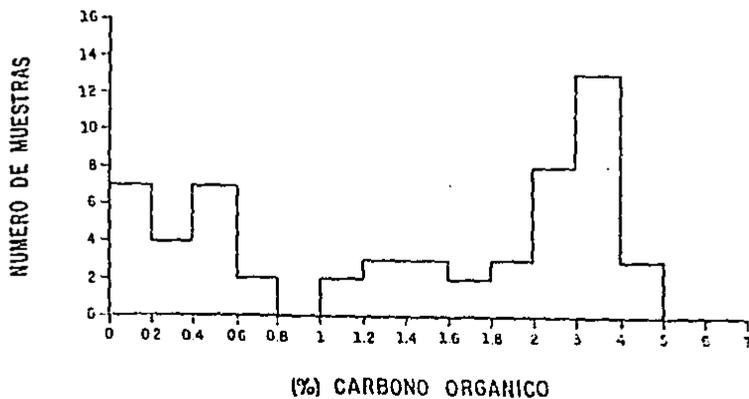


FIG. 6

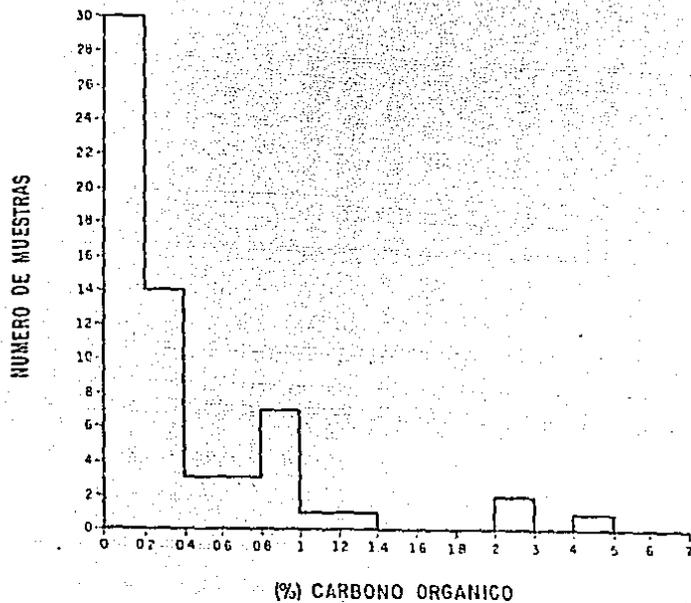
En la porción centro occidental de la cuenca (secc. III), las facies son de calizas con evaporitas, lutitas, limolitas y calizas arcillosas (Pozo Menonita-1) con un rango de 0.77 a 4.48% de C.O. Hacia el oriente (Pozo Hueso-1), en facies de calizas arcillosas el Titoniano presenta valores de 1.43% y en las lutitas de 0.94 a 2.31% de C.O., no contándose aún con datos del tipo de materia orgánica. En la porción sur en los bordes de alta energía donde predominan las areniscas y limolitas, el C.O. se refleja con valores bajos (0.13% en promedio) y hacia su depocentro en las secuencias terrígenas que alternan con calizas arcillosas, los valores se incrementan de 0.62% a 2.32% de C.O. (secc. IV y V).

NEOCOMIANO (140-115 m.a.).- El Neocomiano se caracteriza en su base por limolitas café rojizo, areniscas y en menor proporción lutitas de medios costeros, con C.O. que varía de 0.14 a 0.65%. En la porción sur de la cuenca en sus secuencias calcáreas, los valores de C.O. se incrementan de 0.78 a 2.78% (secc. III).

APTIANO (115-108 m.a.).- Se construyeron dos histogramas de C.O. contra el número de muestras, para las rocas del Aptiano de las cuencas de Chihuahua y Sabinas (fig. 7), reflejándose una distribución mayor de valores bajos de C.O. en la Cuenca de Chihuahua, comparativamente con los de Sabinas. De la misma manera que con las rocas del Titoniano, la alta distribución coincide con muestras que corresponden a medios litorales. La sedimentación en el Aptiano fluctuó hacia la Plataforma del Diablo a alternancias de arenas, arcillas y carbonatos con 0.12 a 0.66% de C.O., predominando la materia orgánica maderácea (Sierra de San Ignacio). Las facies se diversifican a lutitas calcáreas hacia la Sierra de Cuchillo Parado con 0.27 a 0.92% de C.O. y materia orgánica herbácea - maderácea. En el pozo Apache, en las lutitas y calizas arcillosas se reportaron valores de 2.18 a 4.55%. En el pozo Menonita-1 de 1.40 a 3.81% con materia orgánica amorfa y herbácea. Hacia las Sierras del Cuervo y Magistral, en las calizas arcillosas, el C.O. decrece hasta 0.04% y la materia orgánica es del tipo herbáceo - maderáceo (secc. II, III y IV).

ALBIANO (108-100 m.a.).- La intensidad del muestreo fue mayor en las rocas del Cretácico Superior, principalmente en el Albiano, en donde predominan las litofacies carbonatadas con intercalaciones arcillosas que presentan valores de 0.09 a 0.31% de C.O. y materia orgánica herbácea - amorfa, variando hacia el poniente en las calizas del Grupo Aurora entre 0.04% y 0.07% (secc. IV y V).

FORMACION CUCHILLO (APTIANO)  
CUENCA DE CHIHUAHUA



FORMACION LA PENA (APTIANO)  
GOLFO DE SABINAS

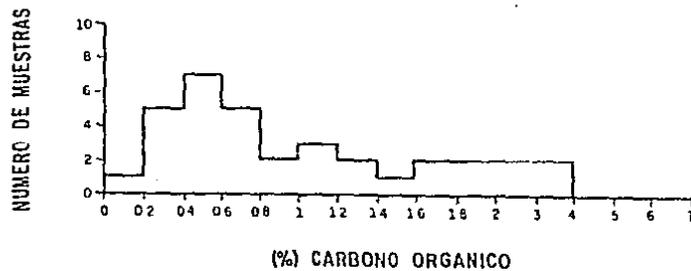


FIG. 7

CENOMANIANO-SENONIANO (100-67 m.a.).- Al Cenomaniano - Turoniano lo distingue una secuencia arcillo - calcárea con promedios de 0.72% (Fm. Buda-Del Río) y de 2.02% (Fm. Ojinaga) de C.O., reportándose materia orgánica amorfa, principalmente. El Senoniano se caracteriza por una secuencia terrígena de ambientes mixto - continental con 0.34% de C.O. como promedio.

De lo anterior, y en función de la cantidad y calidad de la materia orgánica dispersa en las series sedimentarias, se consideran como rocas con potencial generador de hidrocarburos a las del Titoniano y a las del Aptiano en sus facies profundas fundamentalmente, aunque las del Neocomiano Superior (Fm. La Virgen) presentan también características de rocas generadoras.

#### IV.1.B "MAR MEXICANO" - PLATAFORMA DE COAHUILA

Por los procesos tectónicos y estructurales, los paquetes sedimentarios se encuentran traslapados en el área de "Mar Mexicano", por lo que el análisis de las variaciones del contenido orgánico y el tipo de M.O.D. se debe desarrollar considerando estos efectos, para lo cual nos apoyamos en la sección estratigráfica VI, a fin de relacionar los parámetros geoquímicos con los cambios de facies que presentan las secuencias sedimentarias del "Mar Mexicano" y los de la Plataforma de Coahuila, antes de la Orogenia Laramide, proceso que deformó a estas rocas.

JURASICO SUPERIOR (155-140 m.a.).- De la columna sedimentaria del Jurásico Superior en el área del "Mar Mexicano", únicamente se analizaron cuatro muestras del Titoniano (Fm. La Casita) y una del Kimeridgiano (Fm. La Gloria) en la Sierra de San Felipe, correspondientes a la secuencia transgresiva somera de limolitas, lutitas y calizas arcillosas con 0.27 a 0.35% de C.O. y materia orgánica maderácea - herbácea. En el borde oriental de la Plataforma de Coahuila (Pozo Cenizontle-1), en sus facies arcillosas se reportó 0.12% de C.O.

NEOCOMIANO (140-115 m.a.).- Al poniente de la Plataforma de Coahuila en las capas arcillo - calcáreas de las Formaciones Taraises y Tamaulipas (Sierra San Felipe) se tienen valores de 0.09 a 0.21% de C.O. y materia orgánica maderácea - herbácea. Hacia el oriente (Pozo Cenizontle-1), en los depósitos clásticos costeros, se tiene de 0.09 a 0.28% de C.O.

APTIANO (115-108 m.a.).- En el alóctono de la Sierra San Felipe, en las calizas arcillosas de la Formación La Peña se reportaron valores del rango de 0.12 a 0.43% de C.O. (en cuatro muestras) y materia orgánica amorfa - herbácea.

ALBIANO (108-100 m.a.).- En la Plataforma de Coahuila en la secuencia de evaporitas y carbonatos de la Formación Acatita, los porcentajes de C.O. varían de 0.09 a 0.14 en el Pozo Parral-1 y hasta de 3.01% hacia el Pozo Ceballos-1, reflejándose este comportamiento también en el Grupo Aurora, que va de 0.10% al oriente a 0.07-0.35% en el Parral-1, y hasta de 0.44 a 1.44% en el Ceballos-1. En las Sierras de Banderas y del Diablo, en el Grupo Aurora los porcentajes decrecen hasta 0.5% con materia orgánica amorfa.

CENOMANIANO-SENONTIANO (100-67 m.a.). En el Pozo Parral-1, en los sedimentos tipo flysch de la Formación Mezcalera, se reportó de 0.11 a 1.8% de C.O. Hacia los Pozos Chihuahua-1 y Ceballos-1, la sedimentación varía a arcillo-carbonatada (Fm. Indidura) con 0.63 a 1.21% y hasta 1.17 y 1.54% en las Sierras de Banderas y Pajaritos. La materia orgánica es herbácea, amorfa y maderácea. El ciclo sedimentario del Mesozoico, en la Plataforma de Coahuila, culmina con una depositación arenosa - arcillosa, con 0.55 a 0.67% de C.O. (Pozo Ceballos-1).

De esto podríamos concluir que en el "Mar Mexicano", las rocas del Jurásico Superior y Neocomiano en sus facies costeras no se considerarían como potencialmente generadoras de hidrocarburos.

En la Plataforma de Coahuila, las unidades generadoras serían las del Cretácico Superior, principalmente en las series arcillo - carbonatadas de la Formación Indidura, considerándose las de mayor interés a las que se depositaron en el flanco occidental de la Plataforma de Coahuila y que alcanzan la ventana de generación del petróleo como se explicará en el siguiente parágrafo.

#### IV.2 TECTONICA E HISTORIA DE MADURACION DE LAS ROCAS GENERADORAS.

Una vez identificadas las unidades generadoras, se requiere relacionarlas con sus eventos tectónicos y su historia de maduración térmica, para definir el tiempo geológico en que tuvo lugar la generación del petróleo.

La historia térmica es de gran importancia para este fin, y para ello se dispone de varias técnicas que permiten establecer la maduración térmica de la materia orgánica dispersa en las rocas sedimentarias, como el IAT, el ITT y la reflectancia de la vitrinita, siendo este último uno de los parámetros más utilizados y confiables para estos fines.

En virtud de no contar con el número suficiente de resultados de reflectancia de vitrinita (Ro), nos apoyamos con el método indirecto de construcción de gráficas de historia de sepultamiento y del cálculo del índice de maduración tiempo - temperatura (ITT), propuesto por Lopatin (1971) y modificado por Waples (1980), adaptándolo para este trabajo a las complejidades estructurales y tectónicas que se presentan en la Cuenca de Chihuahua y Mar Mexicano - Plataforma de Coahuila.

Para adecuar el método de Lopatin a las condiciones geológicas del área, se seleccionó el Pozo Ceballos-1, por contar con mayor número de datos de Ro (fig. 8), para compararlos con los cálculos obtenidos del índice de maduración tiempo - temperatura (ITT), mediante la construcción de sus gráficas de historia de sepultamiento. Por ello, en este capítulo se describe primero la interpretación correspondiente al área del Mar Mexicano - Plataforma de Coahuila y posteriormente para la Cuenca de Chihuahua.

#### IV.2.A. "MAR MEXICANO" - PLATAFORMA DE COAHUILA

En capítulos anteriores describimos de manera general los aspectos estratigráficos, estructurales y presentamos un modelo de evolución tectónico - sedimentaria, mismo que se analizó e interpretó. Considerándose estos aspectos, se construyeron las gráficas de historia de sepultamiento.

Para establecer la historia de la maduración de las unidades generadoras en el área Mar Mexicano - Plataforma de Coahuila, nos apoyamos con la sección estructural interpretada para esta área (fig. 4), en la que se distinguen cuatro estilos diferentes de deformación.

El primer dominio estructural que interpretamos fue el que se localiza en el flanco occidental de la Plataforma de Coahuila, caracterizado por pliegues disarmónicos en bloques escalonados con fallamiento inverso en dirección hacia el noreste. En este dominio se perforó el pozo Ceballos-1, que cortó una columna sedimentaria del Albiano

POZO CEBALLOS - I  
HISTOGRAMA DE REFLECTANCIA DE VITRINITA

VALORES  
(IAT)  
(1e-2)



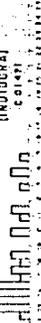
NUMERO DE OBSERVACIONES

PROFUNDIDAD - 872m  
(LAUBORA)  
CO (44)  
(1e-2)



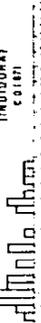
NUMERO DE OBSERVACIONES

PROFUNDIDAD - 1390m  
(INDIDURA)  
CO (47)  
(1e-2)



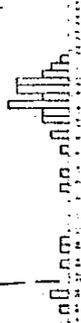
NUMERO DE OBSERVACIONES

PROFUNDIDAD - 1794m  
(INDIDURA)  
CO (47)  
(1e-2)



NUMERO DE OBSERVACIONES

PROFUNDIDAD - 1944m  
(SAN CARLOS)  
CO (123)  
(2e-2)



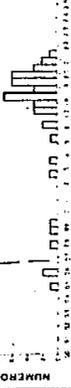
NUMERO DE OBSERVACIONES

(-2)

PROFUNDIDAD  
CO (131)

PROFUNDIDAD - 1944 m  
(SAN CARLOS)  
CO (131)

(-20 \*2)



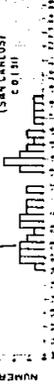
(-2)

PROFUNDIDAD - 2116 m  
(SAN CARLOS)  
CO (131)



(-2)

PROFUNDIDAD - 2279 m  
(SAN CARLOS)  
CO (131)

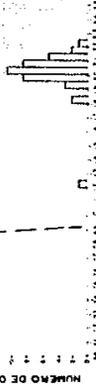


(-2)

PROFUNDIDAD - 2386.5 m  
(SAN CARLOS)  
CO (131)

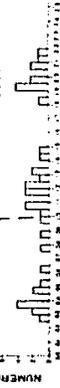


PROFUNDIDAD - 2422 m  
(SAN CARLOS)  
CO (131)



(-2)

PROFUNDIDAD - 2526 m  
(SAN CARLOS)  
CO (131)



(-2)

PROFUNDIDAD - 3540 m  
(LA CATITA)  
CO (131)



(-2)

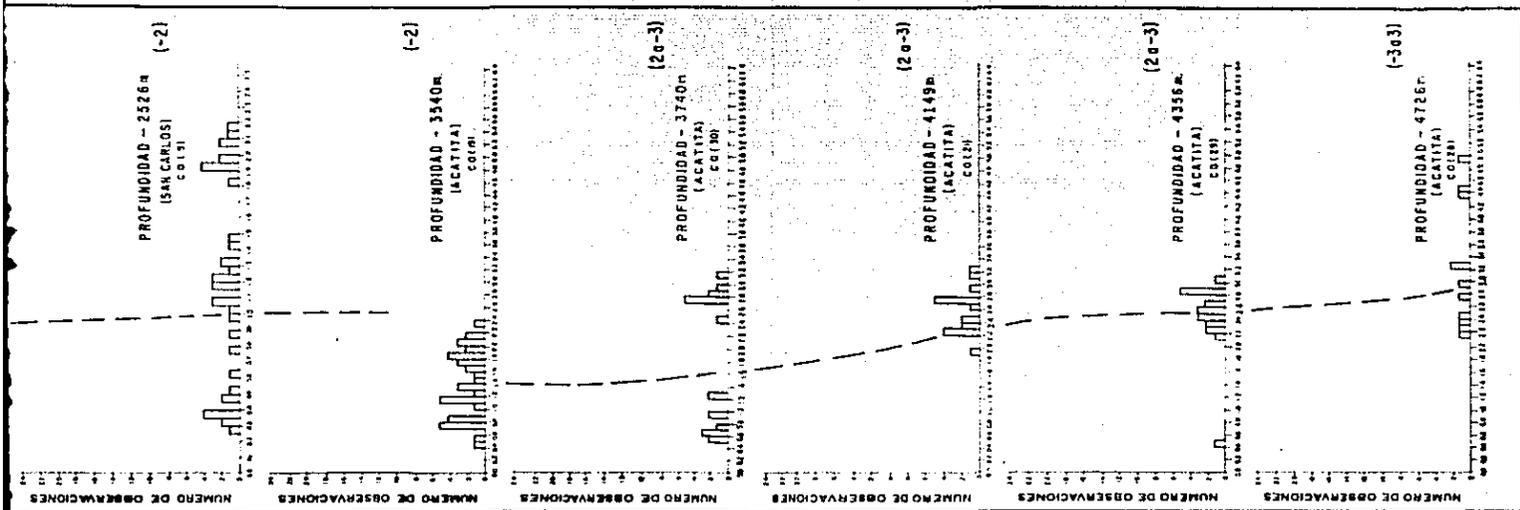


FIG. 8

- Senoniano en cuatro bloques. El bloque inferior lo constituye la secuencia sedimentaria de evaporitas y carbonatos de la formación Acatita que suprayacen en discordancia a las rocas metamórficas del Paleozoico; suprayaciendo a este bloque se tienen las secuencias del Albiano (Formaciones Acatita y Aurora) y los sedimentos areno - arcillosos de la Formación San Carlos que a su vez subyacen, por fallamiento inverso, a los arcillo - arenosos de la Formación Indidura. En el bloque superior se perforaron a las Formaciones Acatita, Aurora e Indidura. A esta columna geológica la cubren discordantemente sedimentos cuaternarios.

Para construir la gráfica de historia de sepultamiento tiempo - temperatura de este pozo, con tales complejidades, procedimos de la siguiente manera:

- a) Los bloques que constituyen la columna geológica los identificamos del bloque inferior al superior con las letras A, B, C y D (figs. 9 y 10).
- b) Reconstrucción retrospectiva de la columna sedimentaria relacionando espesores y edades de las unidades litológicas (fig. 9).
- c) Se determinó el gradiente geotérmico actual, asumiendo que ha permanecido constante durante el tiempo de la reconstrucción.
- d) En la construcción de las curvas de sepultamiento, iniciamos con los espesores de las columnas estratigráficas correspondientes a las etapas de subsidencia de la Plataforma de Coahuila antes de su deformación, terminando con los espesores de las columnas geológicas actuales ya deformadas.
- e) En las gráficas se indicaron los periodos de los eventos sedimentarios y tectónicos, con la finalidad de relacionar el comportamiento de las curvas de sepultamiento con las etapas de subsidencia, deslocamiento y deformación, a las que estuvieron sujetas las columnas sedimentarias.
- f) Se elaboró una gráfica de historia de sepultamiento tiempo - temperatura para cada uno de los bloques, deduciendo que durante el proceso del deslocamiento de la Plataforma de Coahuila, su columna sedimentaria se desplazó paulatinamente, deslizándose primero las unidades correspondientes a los bloques A-B, proseguidos por los bloques C y D, infiriéndose que

POZO PARRAL-1



POZO CEBALLOS-1

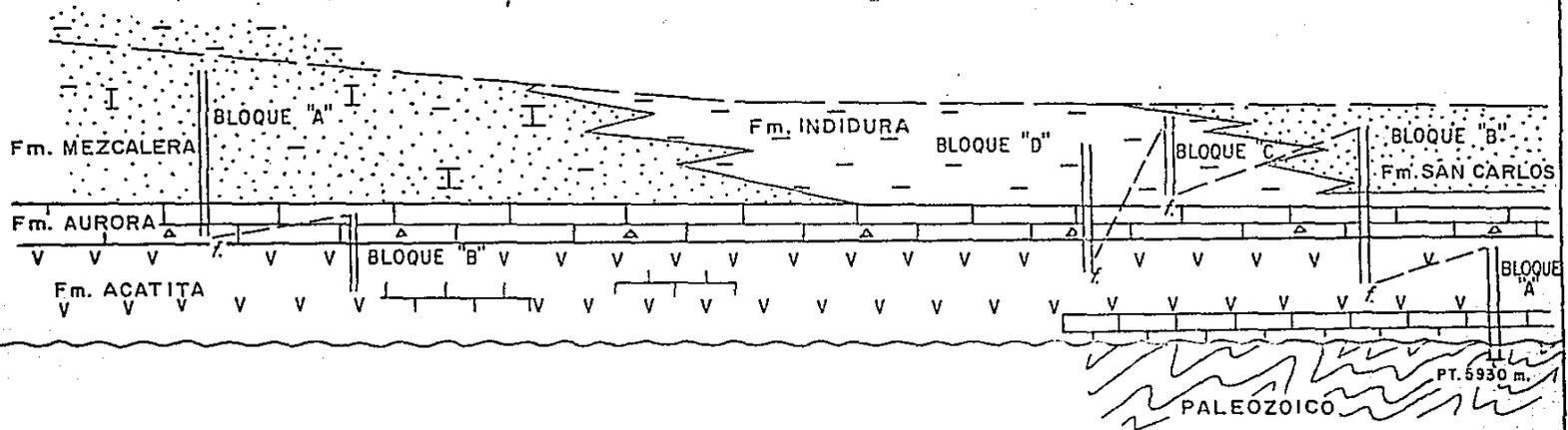
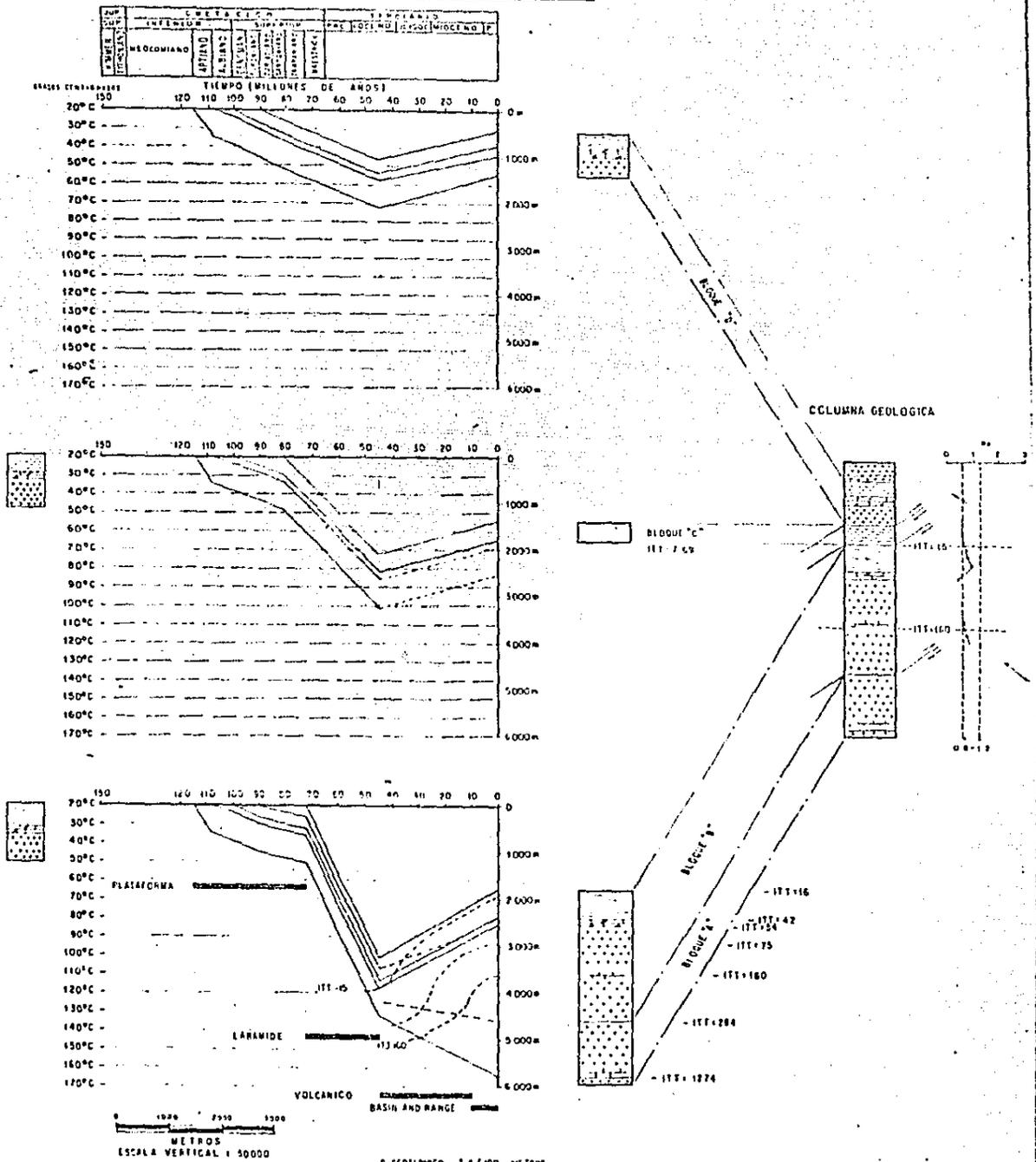


FIG. 9.- SECCION ESTRATIGRAFICA (DIAGRAMATICA)

FIG.10

GRAFICA HISTORIA DE SEPULTAMIENTO TIEMPO - TEMPERATURA  
POZO CEBALLOS No.1



la transformación de la M.O.D. sería diferente en cada uno de estos bloques.

- g) Los bloques A y B se interpretaron en una sola gráfica, porque se unen con una falla intraformacional.
- h) Se integraron las gráficas de los bloques A, B, C y D en una sola figura, refiriéndolas a la columna geológica del pozo.
- i) Mediante un registro de histogramas de la reflectancia de vitrinita (Ro), se interpretaron las mediciones de la maduración térmica de la materia orgánica dispersa, equivalente a la columna geológica del pozo Ceballos-1 (fig. 8).
- j) Las mediciones obtenidas de la interpretación del registro de Ro se indicaron en la gráfica de historia de sepultamiento - índice de maduración tiempo - temperatura, a fin de relacionar y comparar los cálculos obtenidos de ITT de 15 a 160 con los del rango de 0.6-1.2 de Ro. que definen las fronteras de la zona de generación del petróleo de acuerdo a Waples (1981), tabla 1, mismos que presentaron correspondencia con la columna geológica del pozo Ceballos-1 (fig. 10).

Por presentar similitud los parámetros de Ro e ITT al definir la ventana de generación del petróleo en el pozo Ceballos-1, se consideró que el procedimiento utilizado en la construcción de las gráficas de historia de sepultamiento e índice tiempo - temperatura (ITT), fue el correcto, siendo aplicado en los pozos Parral-1, Chihuahua-1 y Durango-1, por corresponder al mismo dominio estructural; interpretándose las siguientes fases:

- 1.- Las gráficas de historia de sepultamiento e índice de maduración tiempo - temperatura se construyeron para los pozos Parral-1, Chihuahua-1, Durango-1 y Ceballos-1 (figs. 10 a 13). Ellas indican que la subsidencia sedimentaria de la Plataforma de Coahuila se desarrolló desde el Aptiano Tardío hasta el Campaniano (115-72 m.a.), depositándose una secuencia sedimentaria de 1500 a 2000 m. de espesor, en un periodo de 43 millones de años, por lo que de acuerdo al índice de maduración tiempo - temperatura, estas rocas se encontraban en condiciones de inmadurez durante ese tiempo.



FIG. 12 GRAFICA HISTORIA DE SEPELTIAMIENTO TIEMPO-TEMPERATURA  
POZO DURANGO No. 1

ZUM	CRETACICO			TERCIARIO		
	SUM.	INFERIOR	SUPERIOR	PALEOCENO	EOLIG.	MIOCENO
1	1	1	1	1	1	1
2	2	2	2	2	2	2
3	3	3	3	3	3	3
4	4	4	4	4	4	4
5	5	5	5	5	5	5
6	6	6	6	6	6	6
7	7	7	7	7	7	7
8	8	8	8	8	8	8
9	9	9	9	9	9	9
10	10	10	10	10	10	10
11	11	11	11	11	11	11
12	12	12	12	12	12	12
13	13	13	13	13	13	13
14	14	14	14	14	14	14
15	15	15	15	15	15	15
16	16	16	16	16	16	16
17	17	17	17	17	17	17
18	18	18	18	18	18	18
19	19	19	19	19	19	19
20	20	20	20	20	20	20
21	21	21	21	21	21	21
22	22	22	22	22	22	22
23	23	23	23	23	23	23
24	24	24	24	24	24	24
25	25	25	25	25	25	25

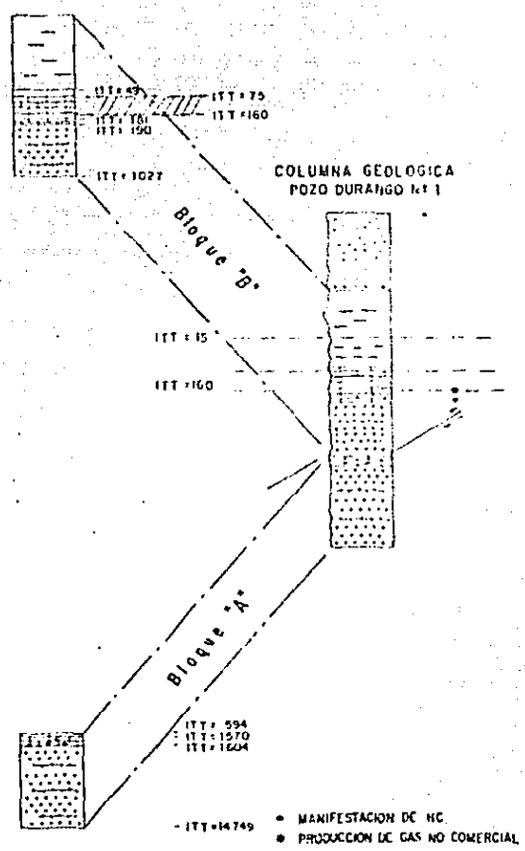
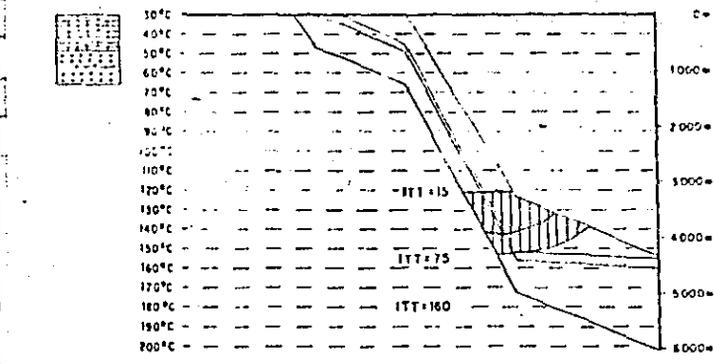
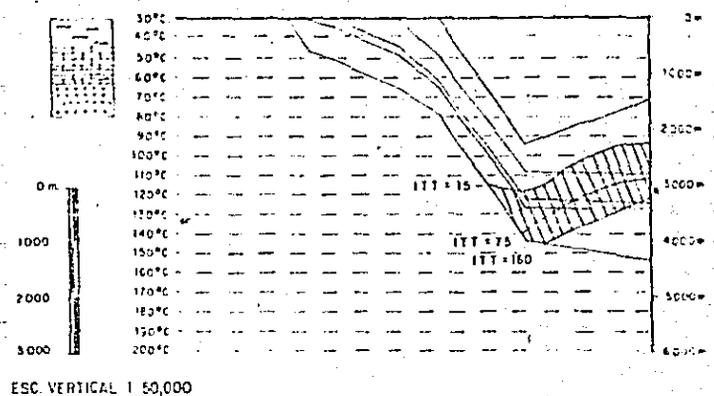
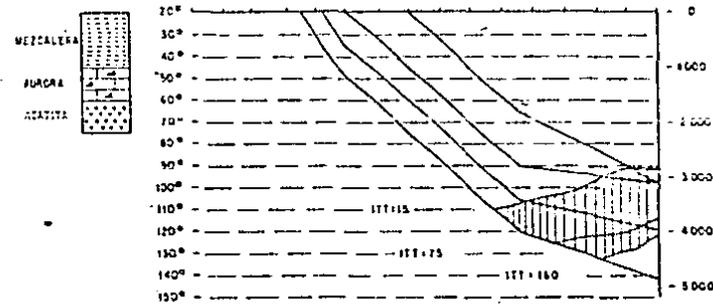
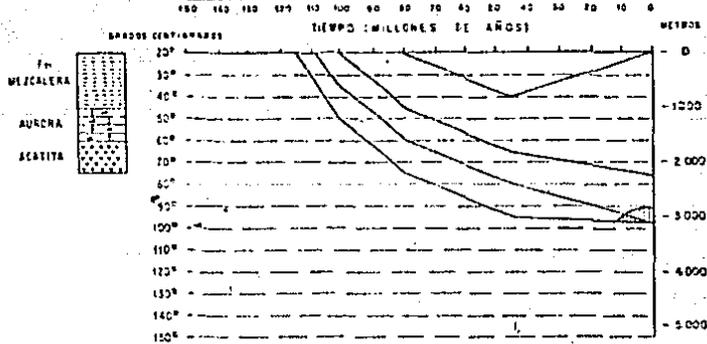


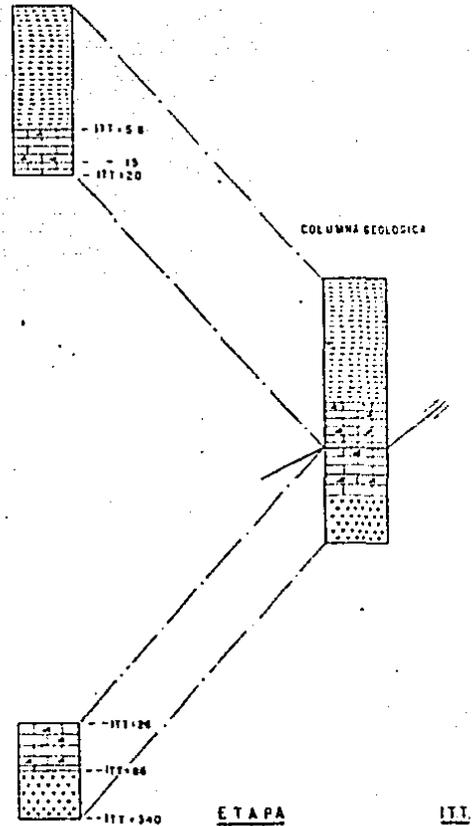
FIG.13

GRAFICA HISTORIA DE SEPULTAMIENTO TIEMPO-TEMPERATURA  
 POZO PARRAL No.1

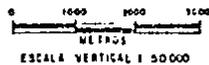
CUBO		CUBO DE TIEMPO										CUBO DE TEMPERATURA									
TIPO	USO	190	180	170	160	150	140	130	120	110	100	90	80	70	60	50	40	30	20	10	0
RECOMIENDADO																					



G Geot. = 2.4 / 100 m.



ETAPA	ITT.
INICIO DE LA GENERACION DEL PETROLEO	15
GENERACION MAXIMA DEL PETROLEO	75
FIN DE LA GENERACION DEL PETROLEO	160



- 2.- La segunda fase importante se registra durante la Orogenia Laramide cuya duración en tiempo fue desde hace 80 a 40 m.a., cuando la Plataforma de Coahuila se dislocó y se deslizaron las rocas del Albiano-Senoniano, derivándose un hundimiento paulatino de un sistema de bloques escalonados con fallamiento inverso.

Este proceso originó que las rocas se sometieran a mayores temperaturas, principalmente en los bloques inferiores, en donde las rocas generadoras del Cretácico Superior alcanzaron la zona o ventana de generación del petróleo.

En las gráficas de sepultamiento se determinó que, actualmente, en el pozo Parral-1, (fig.13) las rocas del Albiano del bloque inferior se encuentran dentro de la ventana de generación del petróleo. En el pozo Chihuahua-1 (fig. 11), el umbral de generación abarca los bloques A y B que incluye rocas de las Formaciones Acatita, Aurora e Indidura. En el Durango-1 (fig. 12), la ventana se ubica en el bloque superior en rocas del Cretácico Inferior y Superior en donde, por cierto, la zona de generación coincide con el intervalo productor de gas no comercial de la Formación Aurora. En el pozo Ceballos-1 (fig. 10), la zona de generación del petróleo se indica en el bloque B, que incorpora rocas de las Formaciones Acatita, Aurora y San Carlos.

- 3.- Las curvas de sepultamiento e índices de maduración tiempo - temperatura de los pozos Chihuahua-1, Durango-1 y Ceballos-1, indican que las rocas del Cretácico Superior iniciaron la generación de hidrocarburos (ITT=15) en el Paleoceno, hace aproximadamente 65 millones de años, limitándose las posibilidades petroleras a aquellos bloques que alcanzaron o se encuentran actualmente dentro de la ventana de generación del petróleo, con temperaturas de entre 110° y 120°C.

En la porción oriental de la Plataforma de Coahuila, en su dominio estructural representado por estructuras dómicas, se localizan los pozos Tarahumara-1 y Paila-1A que cortaron series sedimentarias del Neocomiano - Senoniano. Las gráficas de sepultamiento indican que la sedimentación se desarrolló lentamente desde el Neocomiano Superior hasta el Campaniano, es decir, desde hace 120 a 70 m.a., en cuyo proceso de subsidencia - sedimentación se acumularon de 2000 a 3000 m. de espesor en 50 m.a.

La subsidencia de la Plataforma de Coahuila en esta porción, finalizó cuando se produjo el levantamiento y deformación debido a los efectos de la Orogenia Laramide.

Las curvas de sepultamiento e índices de maduración tiempo - temperatura (figs. 14 y 15) nos muestran que todas las series sedimentarias se encuentran en la fase inmadura, y que las rocas generadoras del Cretácico Superior alcanzaron temperaturas de entre 30° y 50°C como máximo, durante su historia de sepultamiento.

En el tercer dominio estructural, constituido por una franja de bloques alóctonos representados por la Sierra de San Felipe, afloran las series sedimentarias del Triásico Superior (Fm. Nazas), Jurásico Superior y Cretácico. En la elaboración e interpretación de las gráficas de historia de sepultamiento, consideramos los espesores de la columna geológica antes de su deformación y las variaciones de gradientes a que estuvo sujeta durante su historia geológica.

En la gráfica de sepultamiento (fig. 16), se infiere que el evento de subsidencia - sedimentación de las facies de "Mar Mexicano" se efectuó del Calloviano al Turoniano (165-90 m.a.), depositándose un paquete sedimentario de 4800 m. de espesor en un lapso de 75 m.a., alcanzando temperaturas hasta de 115°C en la base de la formación La Casita del Titoniano.

Durante la Fase Laramidica se registró un levantamiento que se manifestó con la disminución del gradiente geotérmico y el plegamiento y desplazamiento en bloques de las rocas del "Mar Mexicano".

Las curvas de sepultamiento e índices de maduración tiempo - temperatura, definen que las series sedimentarias que caen dentro de la ventana de generación del petróleo son las rocas del Jurásico Superior, que presentan bajo potencial de generación de hidrocarburos.

Hay que considerar que fueron pocas las muestras del Titoniano que se colectaron y analizaron, pero podríamos inferir que estas rocas estarían en posibilidad de generar hidrocarburos gaseosos, siempre y cuando el tiempo de generación y las trampas se hubieran formado después del desplazamiento de los bloques alóctonos. De otra manera, si el petróleo se hubiera generado a partir de la etapa final de la subsidencia del "Mar Mexicano" o al inicio de la Orogenia Laramide, posiblemente los hidrocarburos se

FIG. 14

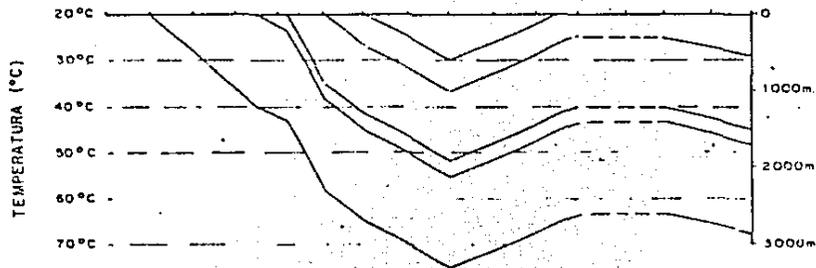
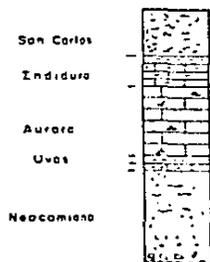
# GRAFICAS HISTORIA DE SEPULTAMIENTO TIEMPO-TEMPERATURA

## POZO TARAHUMARA - 1

JUR	CRETACICO						TERCIARIO				
SUP	INFERIOR			SUPERIOR			PAL	EOCENO	OLIG	MIOCENO	PL
	NEOCOMIANO	APTIANO	ALBIANO	CENOMAN	TUPONIAN	CONIACIANO					
					CAMPANIAN	MASTRIC					

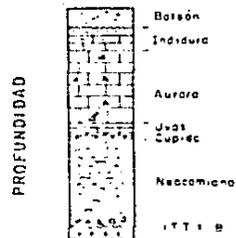
150 140 130 120 110 100 90 80 70 60 50 40 30 20 10 0

TIEMPO ( MILLONES DE AÑOS )



Gradiente Geotermico: 1.6 °C / 100 m

COLUMNA GEOLOGICA  
POZO TARAHUMARA-1



PROFUNDIDAD

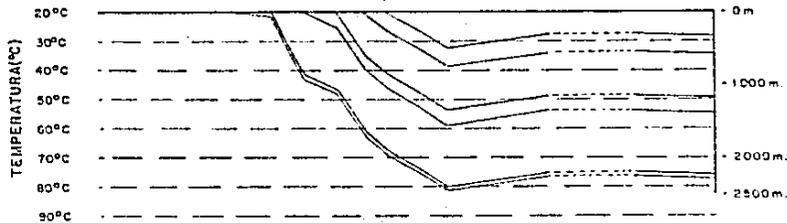
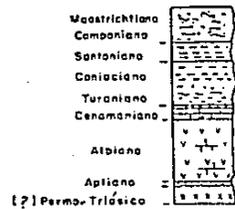
INMADURAS

# POZO PAILA 1-A

JUR	CRETACICO							TERCIARIO				
SUP	INFERIOR			SUPERIOR				PAL.	EOCENO	OLIG	MIOCENO	PL
	NEOCOMIANO	APTIANO	ALBIANO	SEACAN	TURONIANO	SEN. SUPER.	SEN. INFER.					

150 140 130 120 110 100 90 80 70 60 50 40 30 20 10 0

TIEMPO ( MILLONES DE AÑOS )



## COLUMNA GEOLOGICA POZO PAILA 1-A



INMADURAS

FIG-15

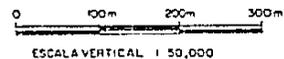
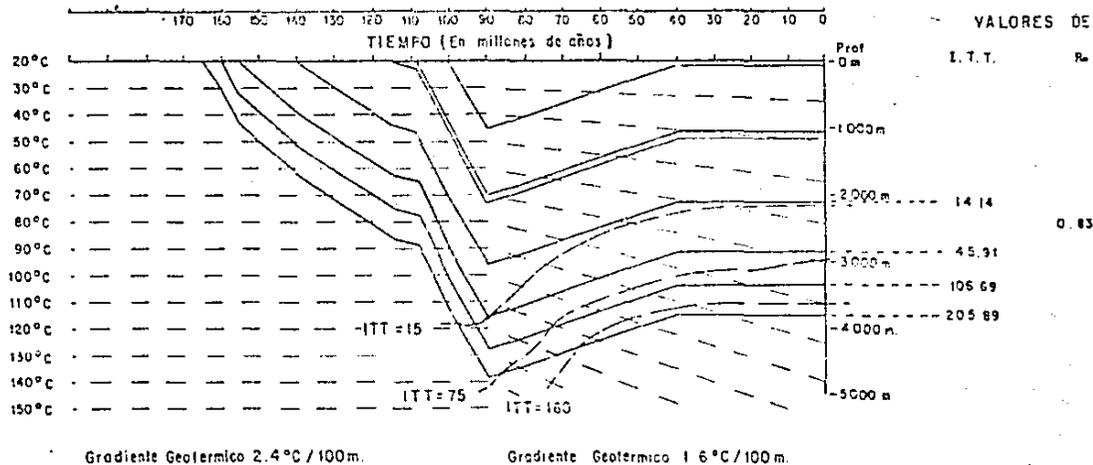
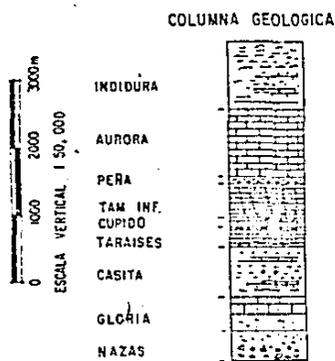


FIG.16

## GRAFICA HISTORIA DE SEPULTAMIENTO E INDICE TIEMPO-TEMPERATURA DE LA SIERRA DE SAN FELIPE

JURASICO			CRETACICO					TERCIARIO		
SUPERIOR			INFERIOR		SUPERIOR			PAL.	OLIG.	MIOCENO IN.
CALLONIA	OROGONIA	PRIMERIO	NEOCOMIANO	APTIANO	ALBANO	CRETACIANO	TURONIANO	SAATCHI		



habrían perdido durante la etapa de deformación y desplazamiento.

Las características del "Mar Mexicano" contrastan con los procesos que se desarrollaron en la porción occidental del Golfo de Sabinas (cuarto dominio estructural), representado con la gráfica de sepultamiento del pozo Cenizontle-1 (fig. 17), que refleja un gradiente mayor ( $2.8^{\circ}\text{C}/100\text{ m.}$ ) y constante en su historia geológica, acumulándose una columna de más de 4000 m. de sedimentos durante su etapa de subsidencia.

En la porción occidental del Golfo de Sabinas, las facies litorales del Titoniano ingresaron a la ventana de generación del petróleo (ITT=15) hace 87 m.a. en el Coniaciano en un rango de temperaturas de  $110^{\circ}$  a  $120^{\circ}\text{C}$ , alcanzando su máxima generación (ITT=75) a principios del Maastrichtiano (70 m.a.), concluyendo (ITT=160) a fines del Paleoceno (55 m.a.). A la fecha se encuentra en la fase sobremadura con valores de ITT de 304 a 360 dentro de la ventana del gas. Finalmente, se establece que las rocas del Aptiano y Neocomiano Superior están en su fase de madurez.

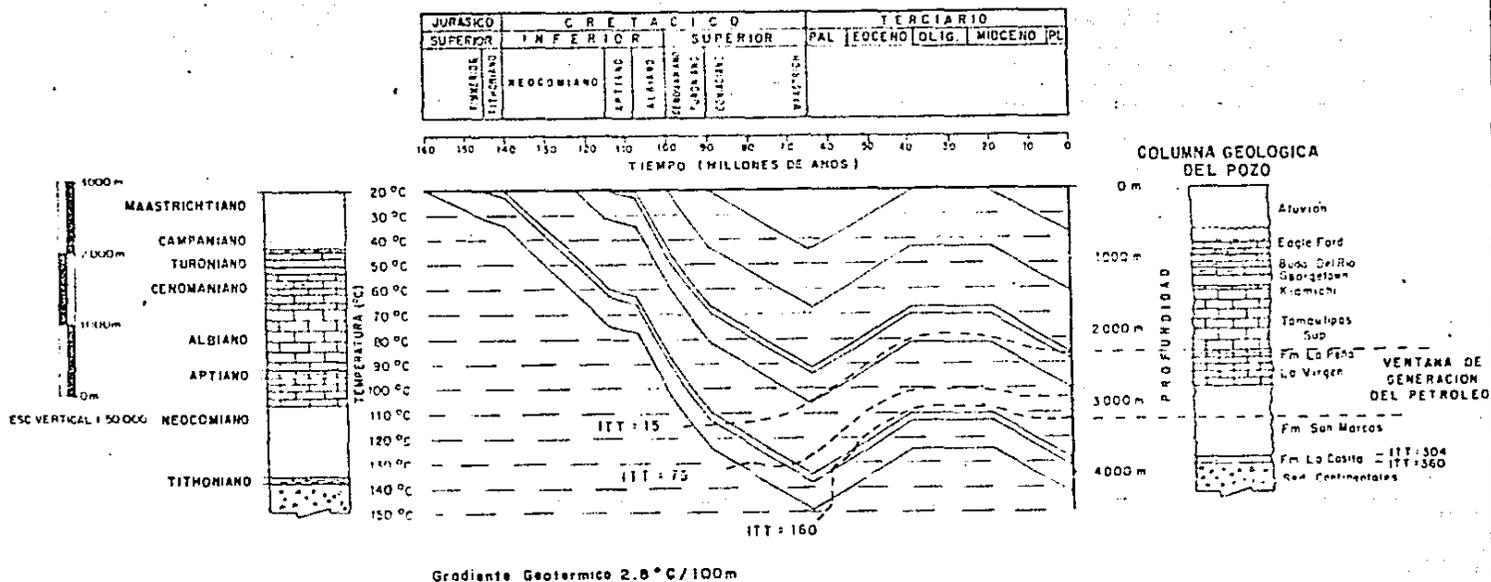
A nivel regional, la tendencia de los valores de maduración tiempo - temperatura y de la reflectancia de la vitrinita que definen la zona de generación del petróleo, difieren en cada dominio estructural (fig. 18). En la porción occidental de la Plataforma de Coahuila se define claramente la ventana del petróleo, observándose que solamente en algunos bloques las rocas generadoras del Turoniano se encuentran actualmente dentro de ella, en tanto que hacia su porción oriental, el paquete sedimentario refleja condiciones de inmadurez, sin descartar la posibilidad de que en algunas fosas, las rocas generadoras hayan alcanzado mayor profundidad y temperatura adecuada para generar hidrocarburos. En la franja de bloques alóctonos, las rocas maduras del Jurásico Superior (Sierra de San Felipe) se encuentran aflorando.

Hacia la porción occidental del Golfo de Sabinas, las rocas del Neocomiano Superior - Aptiano se encuentran dentro del umbral de generación del petróleo, y las rocas del Titoniano en la zona de gas.

FIG.17

# GRAFICA HISTORIA DE SEPULTAMIENTO TIEMPO-TEMPERATURA

## POZO CENZONTE - 1



MAR MEXICANO

PARRAL

CHIHUAHUA

CEBALLOS

TLAHUALILO

SW

SIERRA  
S. FELIPE

SIERRA  
D. TORO

VENTANA DE  
GENERACION DEL PETROLEO

ITT-15

ITT-160

INMADURA

MADURA

SOBREMADURA

Ro-4

Ro-7

Ro-8

Ro-2 3

PALEOZOICO

LEYENDA

T. BOLSON.

T IGNEO.

K. TURONIANO-  
GENOMANIANO.

K. ALBIANO.

K. APTIANO.

K. NEOCOMIANO

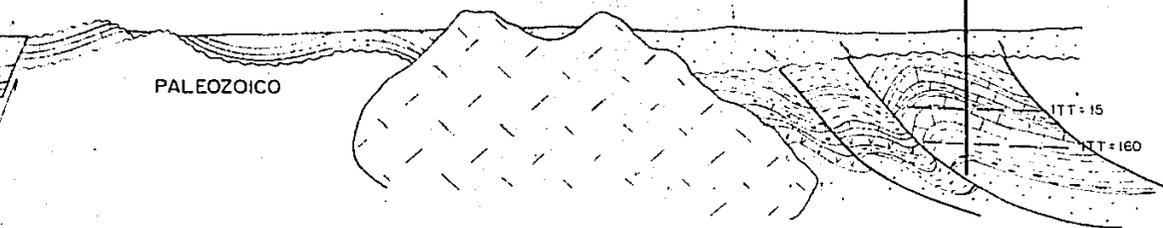
J. TITONIANO.

PALEOZOICO.



AHUILA ————— GOLFO DE SABINAS

CENZONTLE



SECCION ESTRUCTURAL  
ESQUEMATICA

MARIO LIMON GONZALEZ  
(1985)

FIG. 18

## IV.2.B.

## CUENCA DE CHIHUAHUA

Durante la Orogenia Laramide, los procesos que deformaron a las rocas mesozoicas de la Cuenca de Chihuahua, fueron diferentes a los del área del Mar Mexicano - Plataforma Coahuila. Por ello los criterios de construcción y de interpretación de las gráficas de historia de sepultamiento fueron distintos.

Los esfuerzos que deformaron a las unidades sedimentarias de la Cuenca de Chihuahua fueron de NE a SW, constituyendo a nivel regional una estructura en abanico, caracterizada por un sistema de fallamiento inverso en bloques hacia los extremos y plegamientos anticlinales alargados en el núcleo de la estructura. A fines del Terciario, posterior a la deformación laramídica, se registró el último evento tectónico de tipo distensivo que se manifiesta por una serie de fosas y pilares.

Para definir la tectónica e historia de maduración de las rocas generadoras de la Cuenca de Chihuahua, elaboramos las gráficas de historia de sepultamiento tiempo - temperatura (IPT) de los pozos Maijoma-1, Ojinaga-1, Menonita-1, Hueso-1 y Presidio-1 que caen en el sistema de fallamiento inverso en bloques. El pozo Apache-1 se perforó en el núcleo de la estructura en abanico y los pozos Espia-1 y Moyotes-1, reflejan el efecto distensivo en fosas y pilares.

Así tenemos que el pozo Apache-1, que se localiza en la franja de pliegues anticlinales alargados NW-SE y con vergencia hacia el NE, se interpreta con una gráfica de historia de sepultamiento, mientras que los pozos Maijoma-1 y Ojinaga-1 se representan con dos gráficas, por corresponder al sistema de bloques fallados que, comparativamente con las gráficas de sepultamiento del flanco occidental de la Plataforma de Coahuila, reflejan comportamientos diferentes durante su historia geológica.

Las gráficas de los pozos Apache-1 y Maijoma-1 (figs. 19 y 20), nos indican que la subsidencia - sedimentación de la Cuenca de Chihuahua se desarrolló en un lapso de 78 millones de años, acumulándose 5500 m. de sedimentos desde el Titoniano al Maastrichtiano, alcanzando las rocas del Titoniano temperaturas de 170-200°C en el pozo Apache-1, y de 150-170°C en el Maijoma-1. La etapa de subsidencia - sedimentación se interrumpe cuando el paquete sedimentario es afectado por los esfuerzos compresivos que actuaron durante la Orogenia Laramide, todo lo cual se manifiesta por la disminución de la temperatura y variación de los

# POZO APACHE - 1

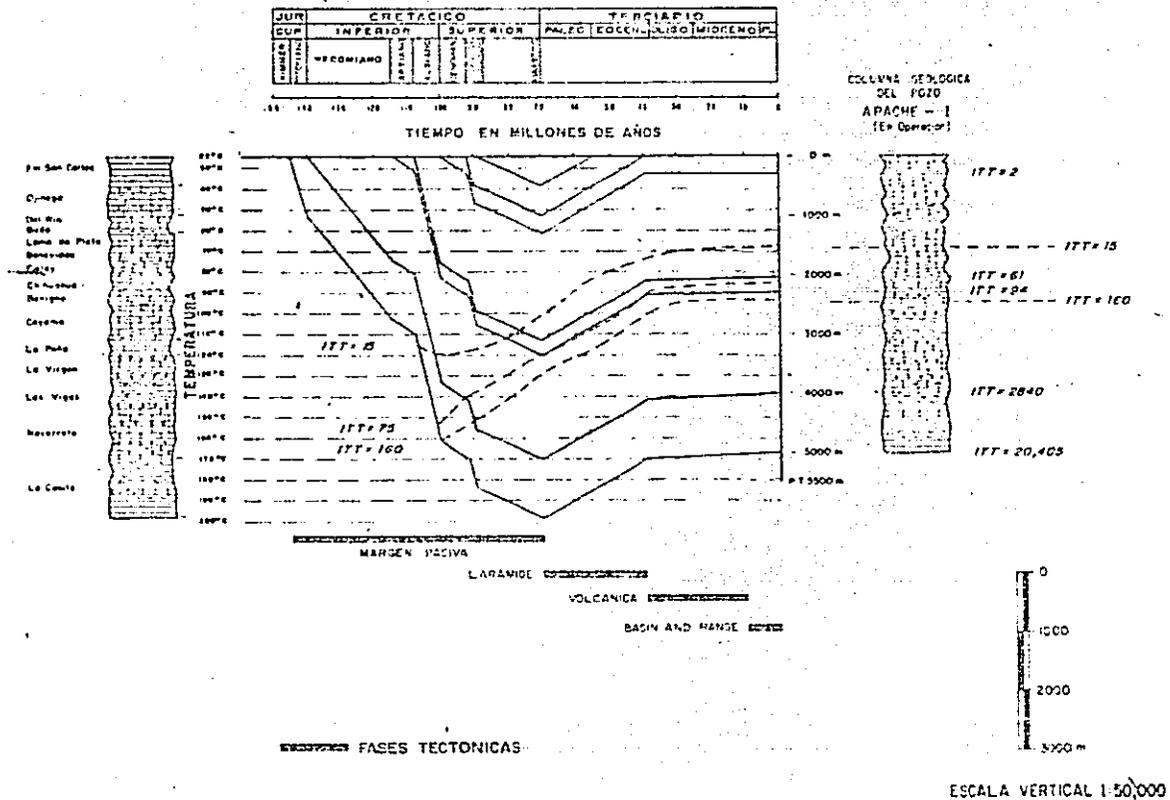


FIG. 19 GRAFICA DE HISTORIA DE SEPULTAMIENTO TIEMPO - TEMPERATURA DEL POZO APACHE - I

# GRAFICA DE HISTORIA DE SEPULTAMIENTO TIEMPO-TEMPERATURA

## POZO MAIZOMA-1

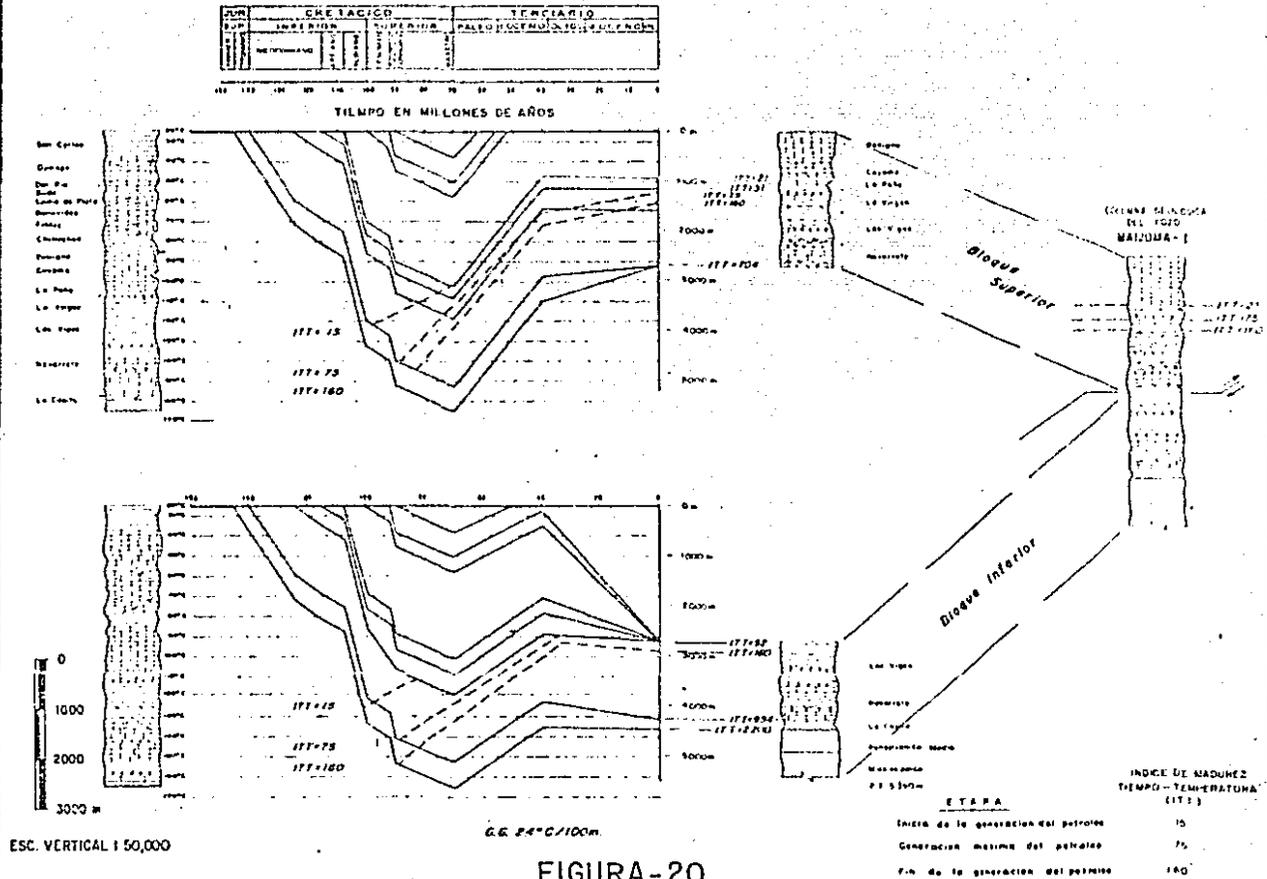


FIGURA-20

espesores por efectos de plegamientos, fallamientos y erosión.

Las curvas de sepultamiento e índices de maduración tiempo - temperatura nos indican que las rocas generadoras del Titoniano, durante su etapa de subsidencia, entraron a la ventana de generación del petróleo (ITT=15) hace 108 millones de años (Aptiano), bajo temperaturas de 110 a 120°C en el Apache-1 y de 120 a 130°C en el Maijoma-1, a profundidades que oscilan entre los 3000 y 4000 m. Alcanzaron su máxima generación (ITT=75) en el Cenomaniano y termina (ITT=160) en el Turoniano hace 90 millones de años, con rangos de temperatura de 150-160°C y de 140-150°C, respectivamente.

Las rocas que actualmente se encuentran dentro de la ventana de generación del petróleo (ITT de 15 a 160) son las rocas del Albiano Superior, Aptiano y Neocomiano Superior, como se observa en las gráficas de sepultamiento de los pozos Apache-1 y Maijoma-1 (figs. 19 y 20).

En el pozo Ojinaga-1 (fig. 21), las facies litorales del Neocomiano - Aptiano que suprayacen discordantemente a las unidades del Paleozoico, se encuentran en condiciones de inmadurez.

En los pozos Menonita-1, Hueso-1 y Presidio-1 las curvas de sepultamiento e índices de maduración tiempo - temperatura definieron comportamientos similares a los de los pozos ya mencionados, en relación con sus procesos de subsidencia-sedimentación y de generación, donde las rocas generadoras del Titoniano se encuentran dentro de la ventana de gas (figs. 22, 23 y 24).

Al norte de la Cuenca de Chihuahua en el pozo Moyotes-1 (fig. 25), las rocas del Titoniano en sus facies litorales, presentan una relación de subsidencia - sedimentación que alcanzó los 3000 m. que comparativamente con la porción sur, fue menor, y por consecuencia las curvas del índice de maduración, nos indican que estas rocas entraron a la zona fundamental de generación del petróleo hace 90 millones de años, manteniéndose a la fecha dentro del límite de maduración, pero desafortunadamente su potencial es pobre. Las rocas del Aptiano se encuentran en su fase inmadura.

En la Plataforma de Aldama, se perforaron los pozos Villa Ahumada y el Espía-1, indicándonos sus gráficas de sepultamiento (figs. 26 y 27) que la subsidencia de la Plataforma de Aldama inició hace 140 millones de años y culminó hace 72, depositándose un paquete sedimentario del

Neocomiano - Campaniano de 3000 m. de espesor, afectado por levantamiento y deformación durante la fase laramídica, habiéndose erosionado en promedio 1000 m. de sedimentos. En el último evento tectónico de tipo distensivo, las rocas del Neocomiano llegaron hasta 5000 m. de profundidad en las fosas (pozo Espia-1).

De lo anterior, podemos concluir que la Cuenca de Chihuahua estuvo sujeta a eventos de subsidencia - sedimentación durante 78 millones de años, depositándose de 5500 a 6000 m. de espesor de sedimentos del Titoniano - Maastrichtiano en la porción sur-centro de la cuenca y decrece hasta con 3000 m. hacia su porción norte, en donde la subsidencia fue de menor magnitud.

La etapa sedimentaria concluye cuando las series mesozoicas se levantan y deforman en la etapa laramídica, reflejándose en la distorsión de sus espesores, por efectos de plegamientos, fallamientos inversos y erosión.

A fines del Terciario se registra el último evento tectónico, de tipo distensivo, formando una serie de pilares y fosas, que afectan principalmente la porción norte de la Cuenca de Chihuahua y a la Plataforma de Aldama.

Las curvas de historia de sepultamiento e índices de maduración tiempo - temperatura definen que las rocas del Titoniano iniciaron la generación de hidrocarburos en el Aptiano, durante la etapa de subsidencia - sedimentación de la Cuenca de Chihuahua en su porción sur-centro bajo rangos de temperaturas de 110° a 130°C, habiendo rebasado la zona de madurez en el Turoniano al oriente de la cuenca y en el Coniaciano en su porción occidental con rangos de temperaturas de 150-190°C y 120-160°C, respectivamente, es decir, los hidrocarburos líquidos se generaron entre los 108 y 85 millones de años, antes de concluir la etapa de subsidencia.

Las rocas generadoras del Titoniano en sus facies profundas, a la fecha se encuentran dentro de la zona de generación de gas. Las rocas generadoras del Aptiano en la porción sur-centro de la cuenca, actualmente están en la etapa de madurez y hacia el norte se mantienen en condiciones inmaduras.

Con la finalidad de analizar el comportamiento y relación de los índices de maduración ITT con Ro., se integraron los resultados de ITT y de reflectancia de vitrinita en las columnas estratigráficas de pozos y sierras de las

secciones estratigráficas (fig. 28), mostrándonos a simple vista que existe cierta correlación entre estos dos parámetros. Esto nos indica que la aplicación del IRT funciona para esta área, siendo esto muy importante para la evaluación regional de la Cuenca de Chihuahua. Sin embargo, su verificación queda sujeta al análisis y correlación de futuras mediciones de Ro.

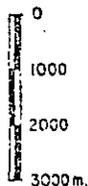


# POZO OJINAGA-1

JUR.	CRETACICO				TERCIARIO	
	INFERIOR	INFERIOR	SUPERIOR	PALEOCENO	OLIGOCENO	MIOCENO
FRANCO	NECOMANS	ALANCO	ETIENCO			

120 115 110 105 100 95 90 85 80 75 70 65 60 55 50 45 40 35 30 25 20 15 10 5 0

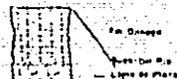
TIEMPO EN MILLONES DE AÑOS



ESC. VERTICAL 1:50,000



GRADIENTE GEOTERMICO  
25°C / 1000 m



COLUMNA GEOLOGICA DEL POZO OJINAGA-1

FRANCO  
OLIGOCENO  
CAMARCO  
STAGUEN  
PASAJEMTO



- 117 117  
- 117 120  
- 117 125

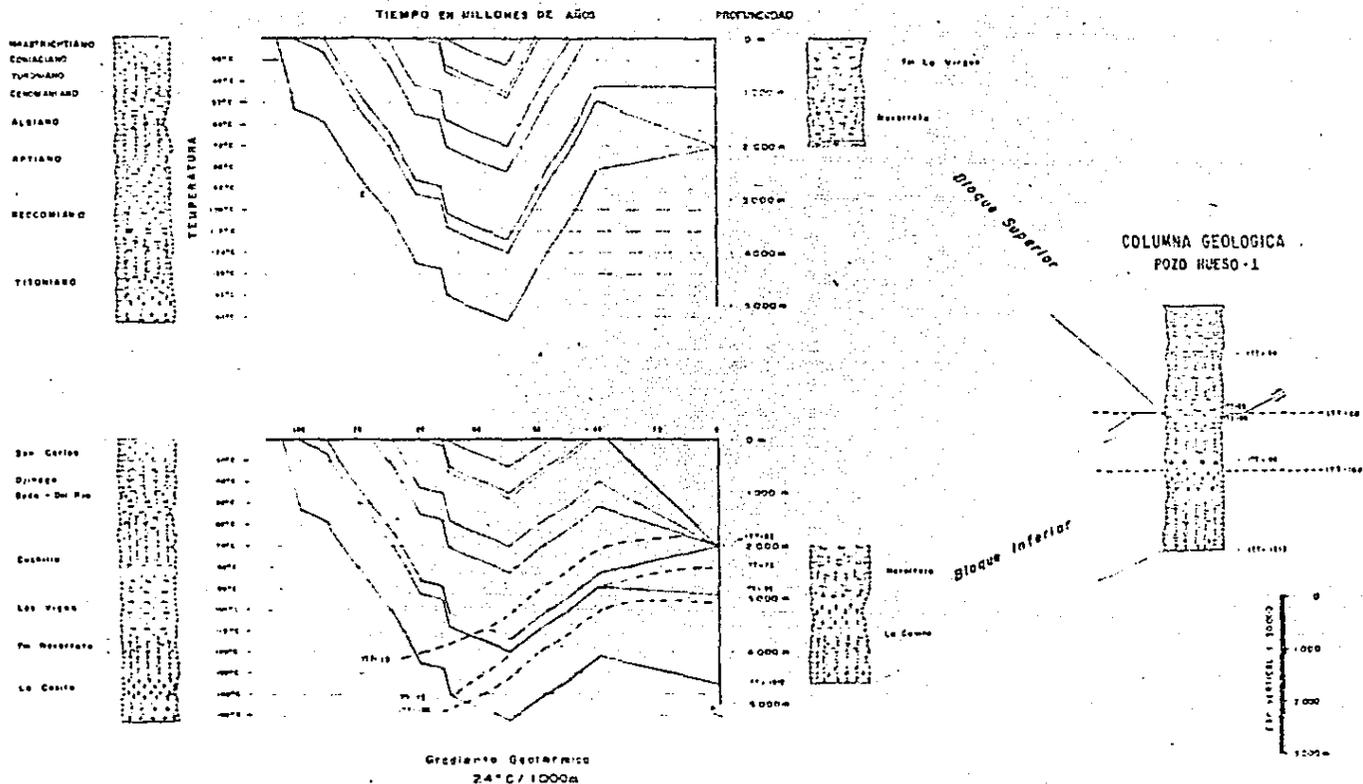
FIG.21 GRAFICA DE HISTORIA DE SEPULTAMIENTO TIEMPO-TEMPERATURA DEL POZO OJINAGA-1



FIG. 23 :

# GRAFICA DE HISTORIA DE SEPULTAMIENTO TIEMPO TEMPERATURA POZO HUESO 1

LITOL.	CRETACICO					TERCIARIO	
	INFERIOR	FLUVIOP.	FLUVIOP.	FLUVIOP.	FLUVIOP.	ALBUQUERQUE	MUGENSIAN
1	2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15	16



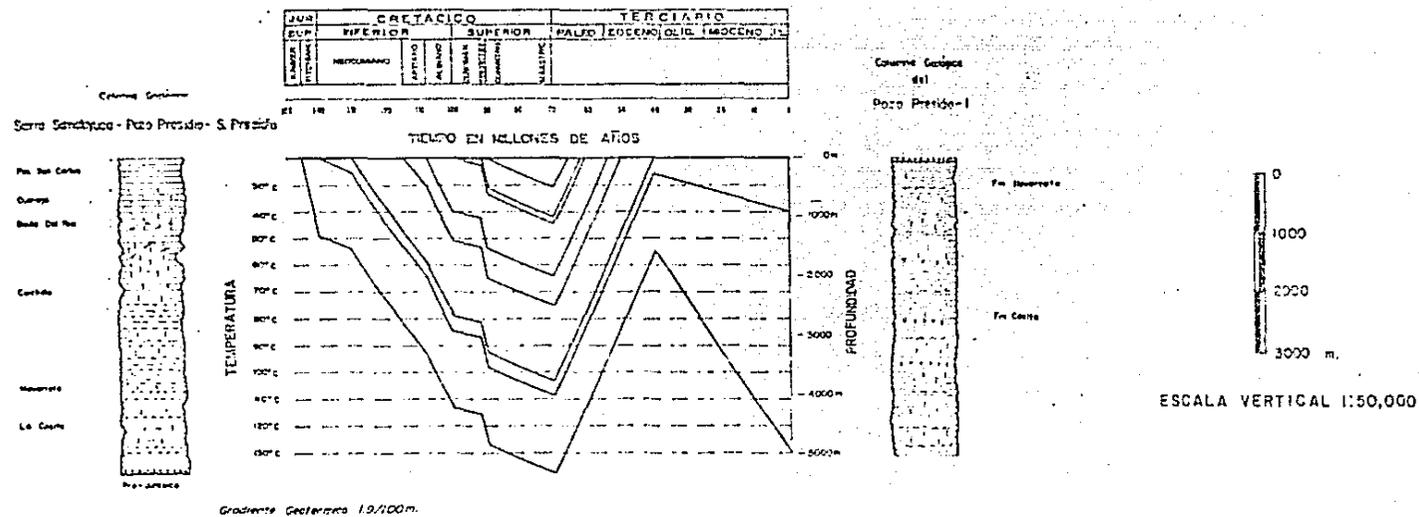


FIG. 24 GRAFICA DE HISTORIA DE SEPULTAMIENTO TIEMPO - TEMPERATURA POZO PRESIDIO - 1

# POZO MOYOTES No. 1

JUR.	CRETACICO						TERCIARIO		
SUP.	INFERIOR			SUPERIOR			PAL.	OLIGOC.	MIOCENO P.
PERIODO	NEOCOMIANO	ALTIANO	ALBIANO	CEYOMAN	TURONIANO	CONTOLENO	CAMPANIANO	CHETACK	

## Columna Geologica Pozo Moyotes No. 1

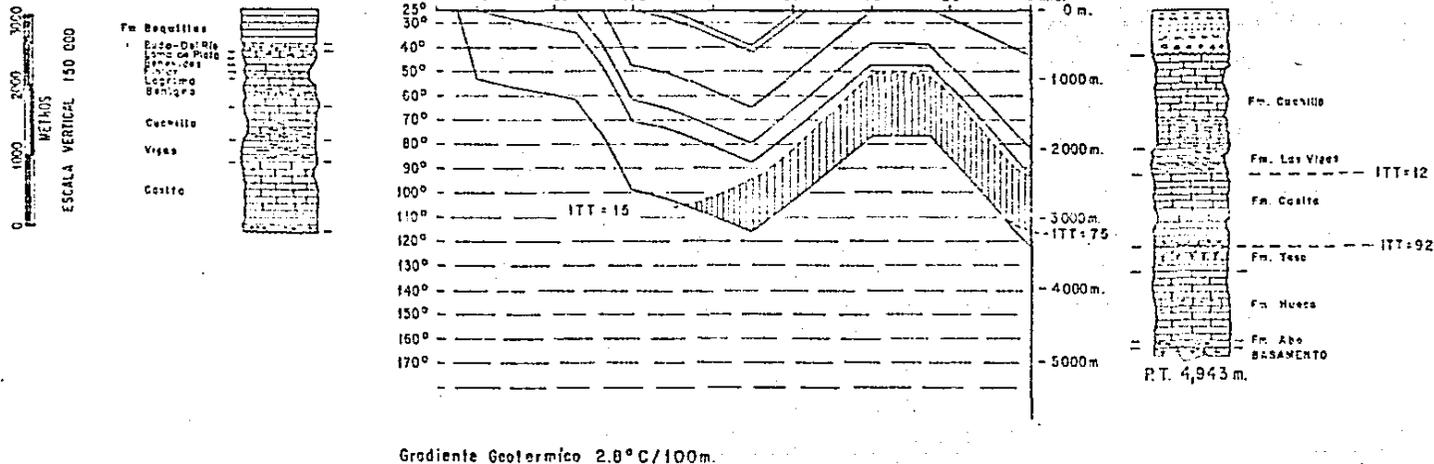


FIGURA-25 GRAFICA HISTORIA DE SEPULTAMIENTO TIEMPO-TEMPERATURA.

# GRAFICA HISTORIA DE SEPULTAMIENTO INDICE TIEMPO-TEMPERATURA POZO VILLA AHUMADA - 1

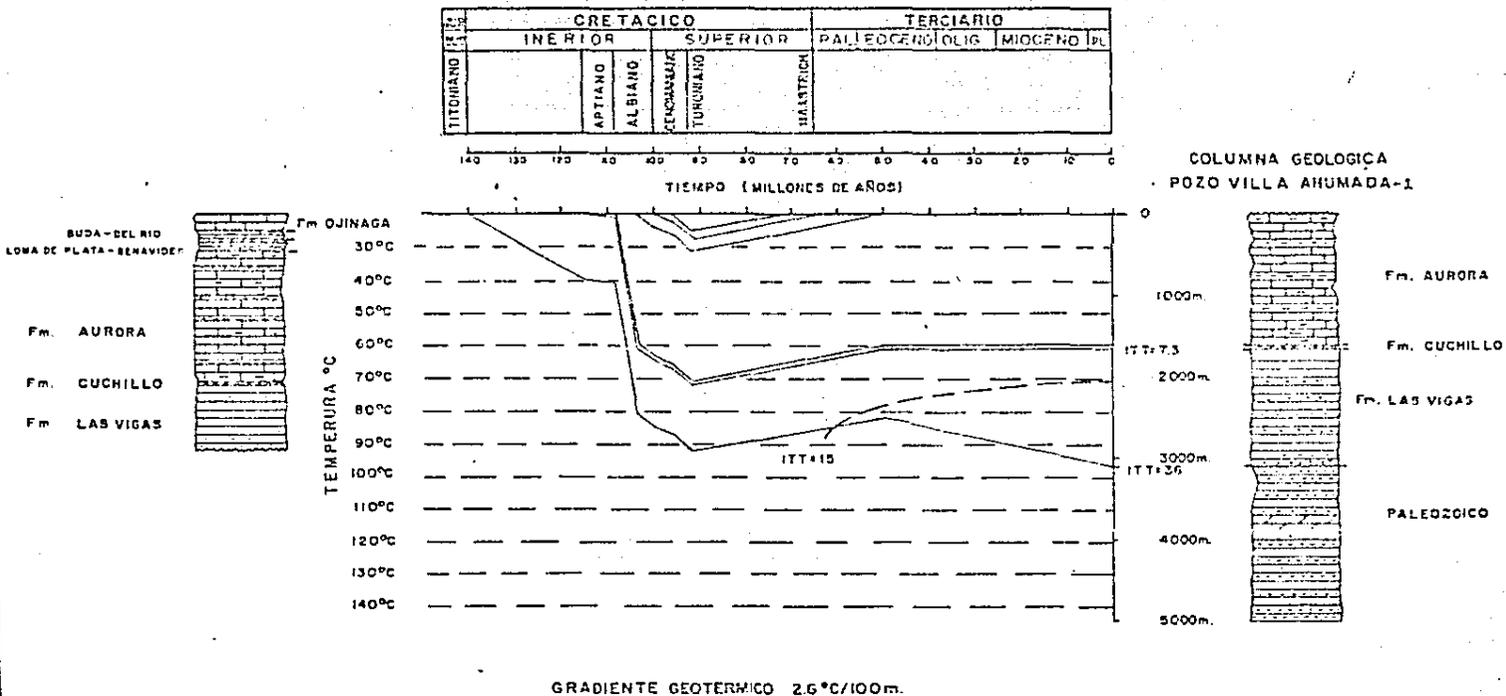


FIG. 26



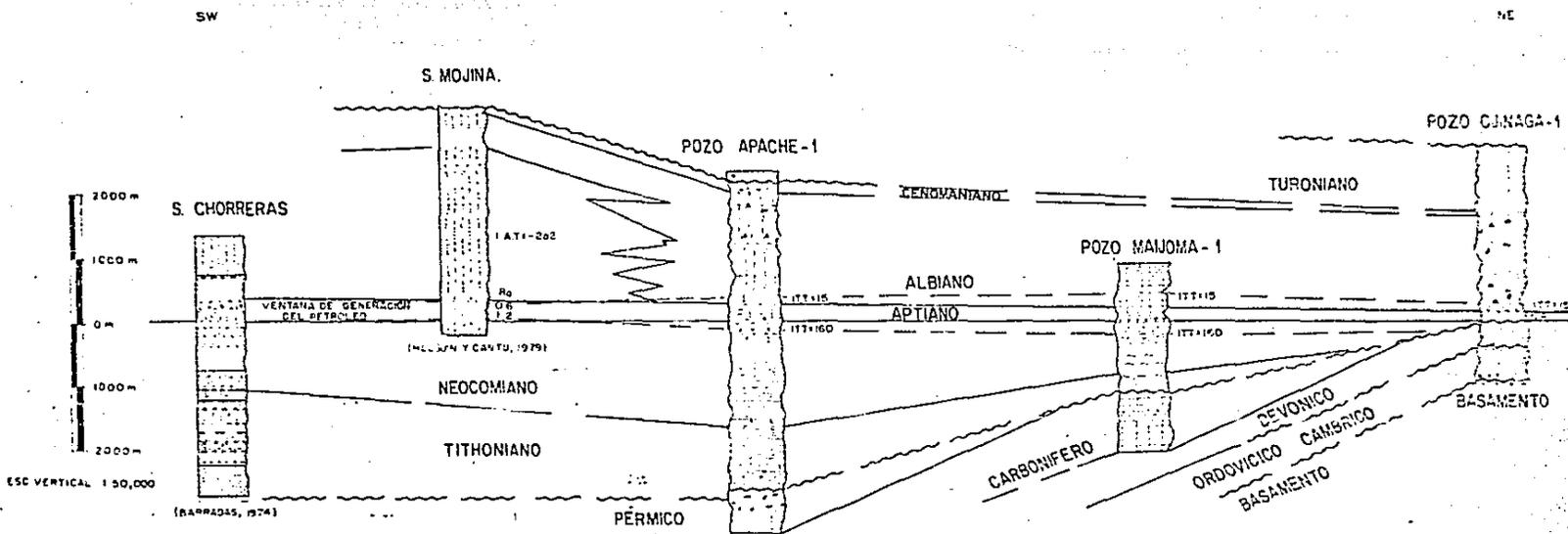


FIG.28 RELACION DE LOS INDICES DE MADURACION ITT CON Ro

### IV.3 CRONOLOGIA DE LOS EVENTOS TECTONICOS Y GENERACION DEL PETROLEO

De los resultados obtenidos de la interpretación geológica y geoquímica de la Provincia de Chihuahua y su relación con los eventos tectónicos a que estuvieron sujetas las rocas generadoras de esta área se definieron las etapas de generación y migración de los hidrocarburos.

#### IV.3.A CRONOLOGIA CUENCA DE CHIHUAHUA

En la Cuenca de Chihuahua, las rocas potencialmente generadoras son las del Titoniano y las del Aptiano de litofacies profundas, mismas que estuvieron sujetas a los siguientes eventos:

##### a) Cronología de la Cuenca Jurásica de Chihuahua (fig. 29)

- 1.- La depositación de los sedimentos del Jurásico Tardío se desarrolló hace 145 millones de años, cuando los eventos distensivos propiciaron la subsidencia inicial.
- 2.- Durante la etapa de subsidencia de la Cuenca Jurásica de Chihuahua (De 145 a 67 m.a.), se llevó a cabo la generación del petróleo entre los 108 y 85 millones (Aptiano - Coniaciano).
- 3.- Al continuar la subsidencia, las rocas generadoras del Titoniano rebasaron la ventana de generación del petróleo, propiciando que los aceites formados durante el Aptiano - Coniaciano evolucionaran y aquéllas ingresaran a la zona fundamental de generación de gas desde hace 90 millones de años, manteniéndose dentro de esos límites actualmente. Considerándose entonces que los yacimientos que podemos esperar serían solamente de gases y tal vez condensados.
- 4.- Entre los 80 y 40 millones de años se registra un evento compresivo equivalente a la Orogenia Laramide, que favorece la migración de los hidrocarburos.
- 5.- Durante el Mioceno - Pleistoceno, se desarrolló el último evento tectónico de tipo distensivo, ocasionando una última migración de los hidrocarburos.

b) Cronología Cuenca Aptiana de Chihuahua (fig. 30)

- 1.- Las rocas generadoras del Aptiano comienzan a generar hidrocarburos líquidos y/o gaseosos a principios de la Orogenia Laramide, hace 80 millones de años, y a la fecha se mantienen dentro del límite de madurez, principalmente al sur de la cuenca.
- 2.- La migración de los hidrocarburos se activó en el transcurso del evento compresivo y a fines del Terciario.

IV.3.B CRONOLOGIA DEL CRETACICO SUPERIOR  
EN EL "MAR MEXICANO" (fig. 31)

- 1.- La Plataforma de Coahuila, durante el evento laramídico sufrió un desplazamiento en su porción occidental, creándose deslizamientos y fallamientos inversos en bloques, que originaron que las rocas generadoras del Cretácico Superior alcanzaran, en algunos bloques, la ventana de generación del petróleo.
- 2.- La generación de aceite marca su inicio a fines del Cretácico Tardío, hace 67 millones de años, y la de gas, hace 50 millones de años, manteniéndose aún dentro de los límites de esta última, además, dadas las características de los medios sedimentarios de estas rocas y por el tipo de materia orgánica, se esperarían yacimientos de gas y condensado.
- 3.- La migración de estos hidrocarburos transcurrió a fines del Terciario, después de la formación de las trampas estructurales, lo que resulta de interés económico en la exploración del área del "Mar Mexicano".

IV.4 AREAS CON POSIBILIDADES

Como resultado final de la interpretación y evaluación geológica y geoquímica de la Provincia de Chihuahua, las áreas que se consideran con mayores perspectivas petroleras son:

1.- CUENCA DE CHIHUAHUA

- a) El área de mayor importancia sería la porción sur, en el núcleo de la gran estructura en abanico, donde las

rocas del Titoniano presentan buena cantidad y calidad de materia orgánica dispersa, por lo que proporcionarían gas, mientras que las rocas del Aptiano generarían aceite-gas.

- b) La segunda área es de menor importancia y comprende la porción norte. Aunque las rocas del Titoniano se mantienen dentro de la ventana de generación del petróleo, desmerecen en cuanto a su calidad y cantidad de la materia orgánica, por lo que se esperaría solamente la presencia de gas.

## 2.- AREA MAR MEXICANO - PLATAFORMA DE COAHUILA.

- a) En el "Mar Mexicano", el área con perspectivas se presenta en el subsuelo del flanco occidental de la Plataforma de Coahuila, limitándose a aquellos bloques en que las rocas generadoras del Cretácico Superior hayan alcanzado o se encuentren dentro de la ventana de generación del petróleo, esperando de ellos gas y condensado.
- b) En relación con los alóctonos, las rocas del Titoniano estarían en posibilidades de generar gas, siempre y cuando, el tiempo de generación se haya efectuado después de la fase Laramídica, restringiéndose a aquellos bloques que alcancen las profundidades y temperaturas adecuadas para la generación de hidrocarburos.

FIG. 29

## CRONOLOGIA CUENCA JURASICA DE CHIHUAUA

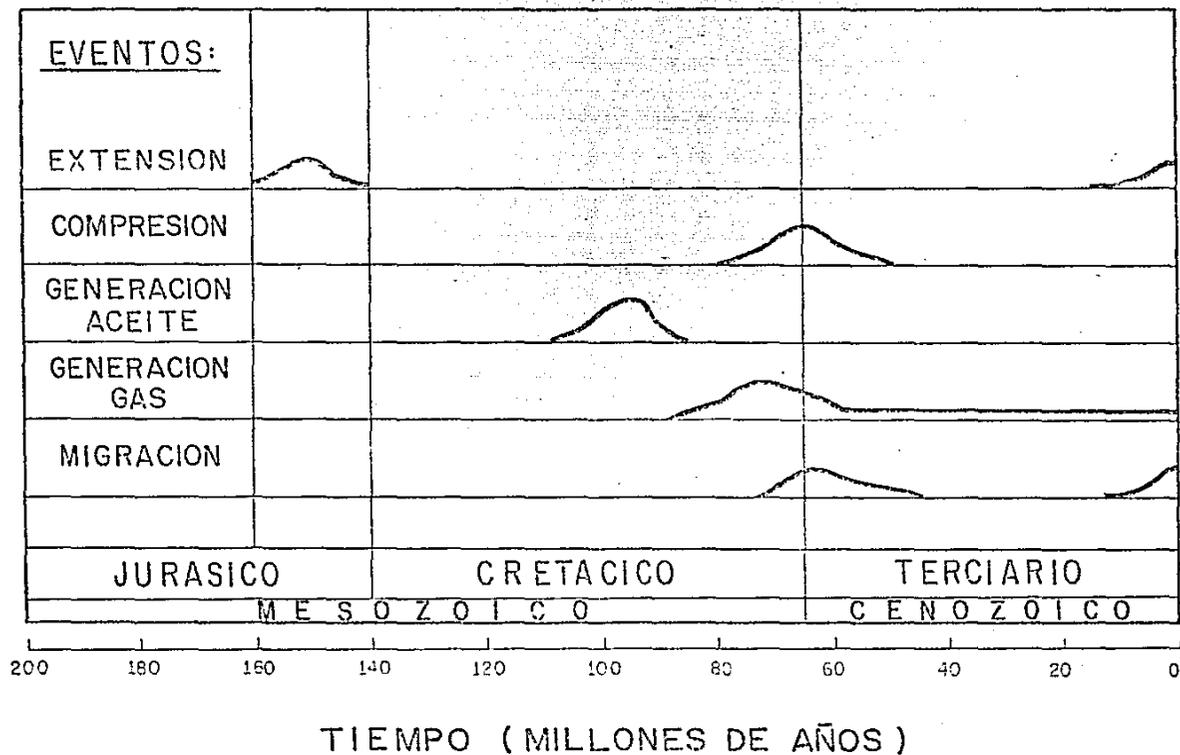


FIG. 30

## CRONOLOGIA CUENCA APTIANA DE CHIHUAHUA

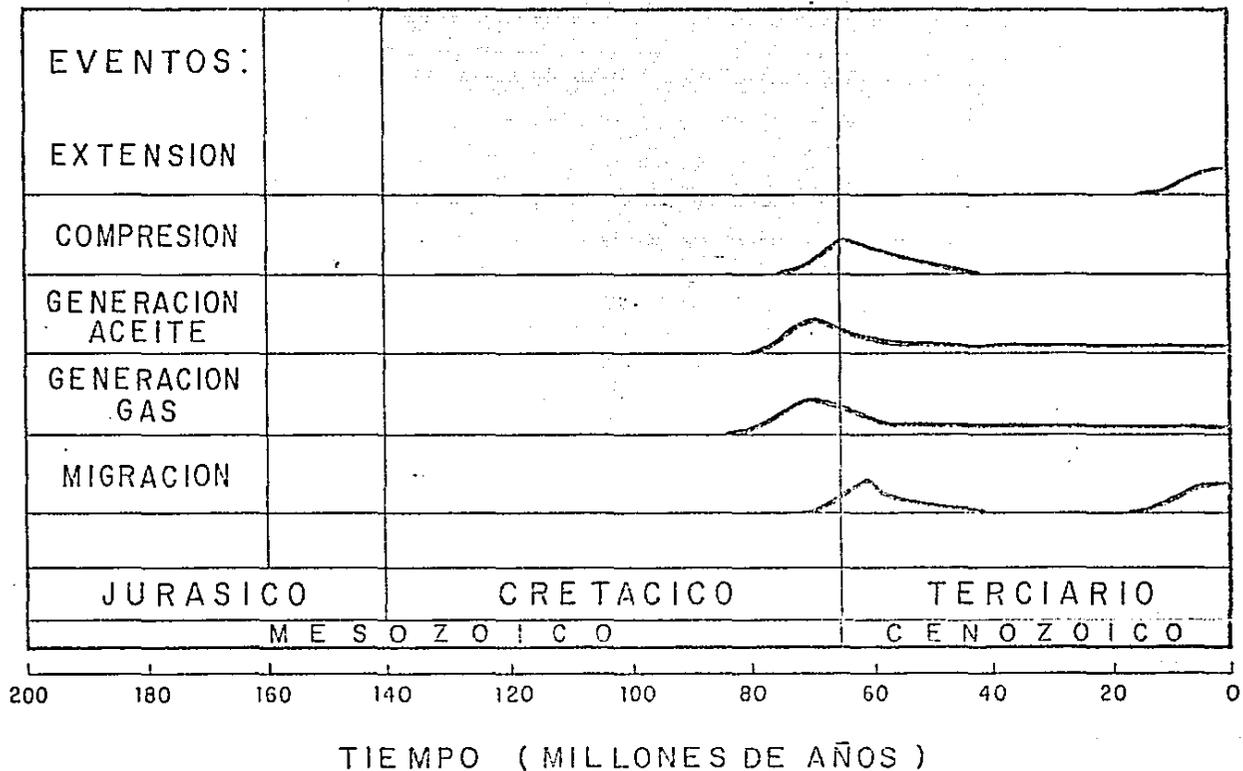
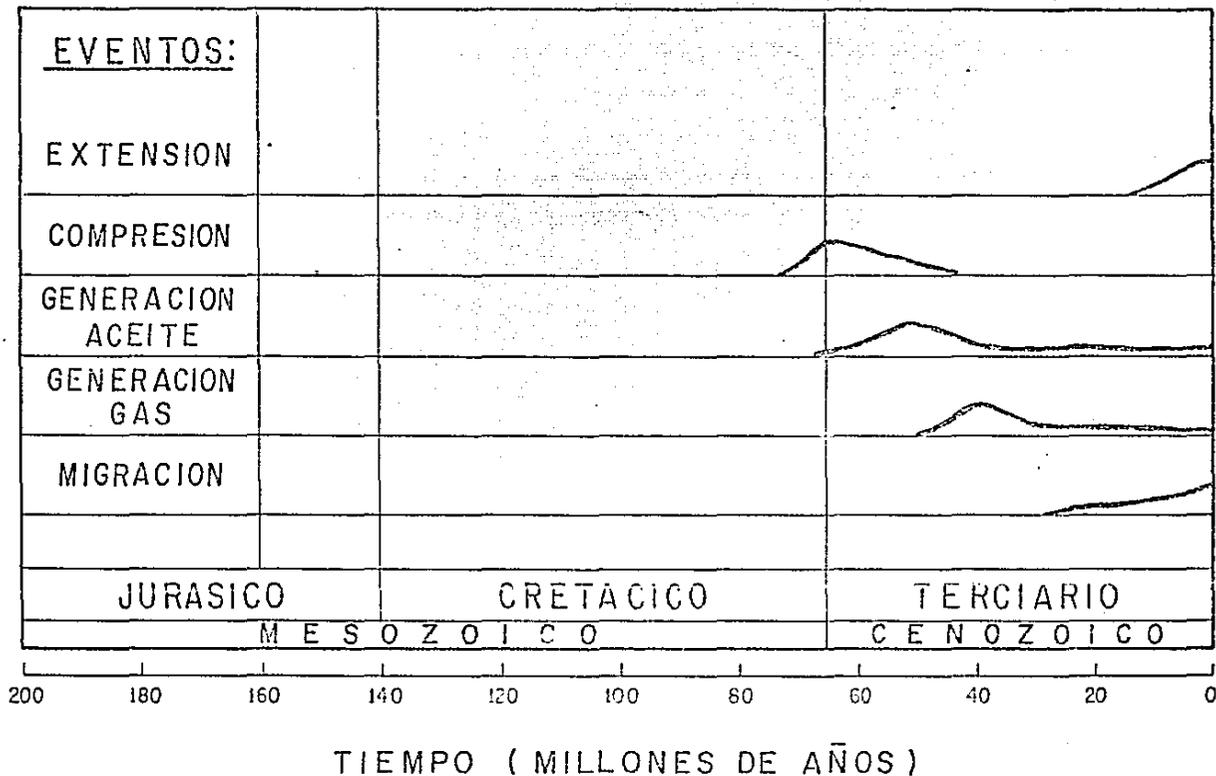


FIG. 31

# CRONOLOGIA PLATAFORMA CRET. SUP. "MAR MEXICANO"



## V.-

## CONCLUSIONES

- 1.- Se estableció que las unidades sedimentarias de los alóctonos, presentan relación con las columnas estratigráficas representativas de la Plataforma de Coahuila. Así mismo las facies de la Plataforma de Coahuila corresponden con las variaciones sedimentarias del Golfo de Sabinas.

Se definió que las rocas que se encuentran en el subsuelo del área del "Mar Mexicano" conforman la porción occidental de la Plataforma de Coahuila, siendo las columnas estratigráficas de los alóctonos las que pertenecen a los ambientes del llamado "Mar Mexicano".

- 2.- Se clasificaron tres áreas con estilos de deformación diferente, una en la Cuenca de Chihuahua y dos en el área del "Mar Mexicano" - Plataforma de Coahuila.

En la Cuenca de Chihuahua, las fuerzas compresivas que actuaron durante la deformación Laramide (80-40 m.a.), produjeron a nivel regional una estructura en abanico, caracterizada por un sistema de fallamiento inverso en bloques hacia los extremos de la cuenca y plegamientos alargados en el núcleo de la estructura. A fines del Terciario se registró el último evento tectónico de tipo distensivo, afectando principalmente la porción norte de Chihuahua y a la Plataforma de Aldama, reflejándose por una serie de fosas y pilares.

En el área del Mar Mexicano - Plataforma de Coahuila, regionalmente se infieren dos dominios estructurales, de los cuales, al relacionarlos con sus características estratigráficas y sedimentarias se establecieron cuatro estilos de deformación. La Plataforma de Coahuila manifiesta dos estilos, uno en su porción oriental que se representa por estructuras dómicas y en su porción occidental (área "Mar Mexicano"), en el subsuelo, por pliegues disarmónicos en bloques escalonados con fallamiento inverso y con vergencia al noreste. A este sistema de bloques fallados le suprayace una franja de alóctonos, constituyendo el tercer estilo estructural. El cuarto estilo lo definen las rocas del Golfo de Sabinas, representado por un sistema de bloques escalonados con fallamiento inverso, pero con vergencia hacia la Plataforma de Coahuila.

- 3.- Se propuso un modelo de evolución tectónica y sedimentaria, que comprende ocho etapas que dieron lugar a la formación del "Mar Mexicano", Plataforma de Coahuila y Cuenca de Chihuahua.
- 4.- Se definieron las rocas generadoras en función de sus parámetros geoquímicos y secuencias sedimentarias. En la Cuenca de Chihuahua, las rocas con potencial generador de hidrocarburos son las del Titoniano y las del Aptiano en sus facies profundas.

En la Plataforma de Coahuila, las unidades generadoras serian las del Cretácico Superior, principalmente las series arcillo - carbonatadas de la Formación Indidura, considerándose de mayor interés a las que se depositaron en el flanco occidental de la Plataforma de Coahuila y que alcanzan la zona de generación del petróleo.

- 5.- Las rocas generadoras se relacionaron con los eventos tectónicos y su historia de maduración térmica, para definir el tiempo geológico en que tuvo lugar la generación del petróleo, para lo cual nos apoyamos con la aplicación del método indirecto de construcción de gráficas de historia de sepultamiento y el cálculo del índice de maduración tiempo - temperatura (ITT) propuesto por Lopatin (1971) y Waples (1980), adaptándolo a las complejidades estructurales y tectónicas que se presentan en la Cuenca de Chihuahua y Mar Mexicano - Plataforma de Coahuila.

En la Cuenca de Chihuahua, las rocas generadoras del Titoniano ingresaron a la ventana de generación del petróleo hace 108 millones de años (Aptiano) con rangos de temperatura de 110-130°C, rebasándola con rangos de 140-160°C hace 85 millones de años, a fines del Coniaciano, es decir, antes de la Orogenia Laramide e ingresaron a la zona fundamental de gas hace 90 millones de años, manteniéndose dentro de estos límites actualmente. Las rocas del Aptiano generaron hidrocarburos líquidos y/o gaseosos a principios de la deformación Laramídica, hace 80 millones de años y a la fecha se mantienen dentro del límite de madurez.

La migración de los hidrocarburos generados por las rocas del Titoniano y del Aptiano se efectuó hace 80

ESTA TESIS NO DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA

a 40 millones de años y a fines del Terciario, durante el último evento tectónico de tipo distensivo.

La Plataforma de Coahuila, durante el evento laramidico sufrió un dislocamiento en su porción occidental, creándose deslizamientos y fallamientos en bloques que permitieron a las rocas generadoras del Cretácico Superior (Fm. Indidura) alcanzar en algunos bloques la ventana de generación del petróleo, lo que ocurrió hace 67 millones de años, manteniéndose aún dentro de sus límites.

Estas rocas habrían generado gas y condensado, cuya migración habría ocurrido a fines del Terciario, posterior a la formación de las trampas estructurales, siendo éste de interés económico.

En la porción oriental de la Plataforma de Coahuila, las secuencias sedimentarias del Mesozoico se encuentran en la etapa de inmadurez.

En la franja de alóctonos, las rocas maduras del Jurásico Superior afloran, y sus posibilidades se restringirían en aquellos bloques que hayan alcanzado las profundidades y temperaturas adecuadas para la generación del petróleo.

- 6.- Las áreas de la Cuenca de Chihuahua con mayores posibilidades petrolíferas se localizan hacia la porción sur, en el núcleo de una gran estructura en abanico. En el "Mar Mexicano" (flanco occidental de la Plataforma de Coahuila), se limita a aquellos bloques que hayan alcanzado o se encuentren dentro de la ventana de generación del petróleo.

## VI.-

## REFERENCIAS

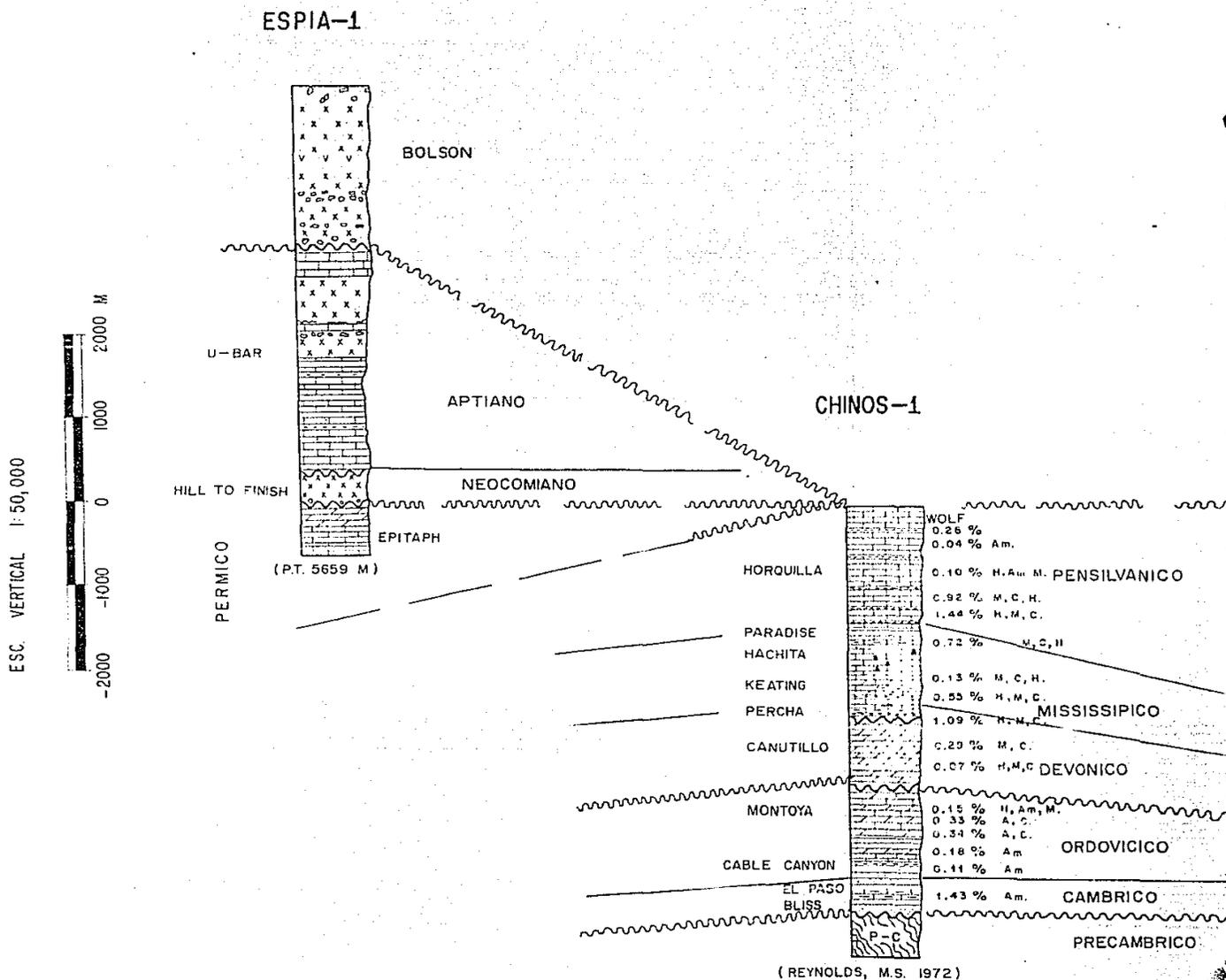
- ALPERN B. 1980 Pétrographie du kérogène, in B. Durand, ed., Kerogen: Paris, Editions Technip, p. 339-371.
- BARKER C., 1979 Organic Geochemistry in Petroleum Exploration. AAPG Continuing Education Course n. 10, 159 p.
- BÖSE E. 1923 Vestiges of an Ancient Continent in Northeast Mexico. Am. Jour. Sci., 5<sup>th</sup>. Ser. V-6.
- BRIDGES L.W., 1965 Geología del Area de Plomosas, Chihuahua. UNAM. México. Instituto de Geología, Bol. 74.
- BURCKHARDT C. 1930 Etude synthétique sur le Mésozoïque Mexicain. Mém. Soc. Paleont. Suisse 40-50, 28p.
- CANTU CHAPA C.M. 1974 Una nueva localidad del Cretácico Inferior de México. Rev. Inst. Mex. Petrol., 64.
- DE CSERNA Z. 1976 Tectonic framework of southern Mexico and its bearing on the problem of continental drift. Soc. Geol. Mexicana, Bol. V. 30, pp. 159-168.
- DOW W.G. 1977 Kerogen studies and geological interpretations; Journal of Geochemical Exploration, V.7, pp. 79-99.
- EGUILUZ DE A.S., 1984 Problemas tectónicos del sector San Pedro del Gallo, en los Estados de Chihuahua y Durango. Bol. Asoc. Mex. de Geol. Petrol., Vol. XXXIV, No. 2.
- FLORES R.L., 1980 Análisis tectónico estructural del Golfo de Sabinas. IMP. Proyecto C-1097 (inédito).

- FLORES R.L., 1981 Estudio tectónico estructural a partir de imágenes de satélite del Estado de Chihuahua y Norte de Durango. IMP. Proyecto C-1124 (inédito).
- PACHECO C.,  
CASTRO R.,  
GOMEZ M.A.
- GARZA G.R. 1973 Modelo sedimentario del Albiano - Cenomaniano en la porción sureste de la Plataforma de Coahuila. Bol. Asoc. Mex. Geol. Petr. Vol. XXV, No 7-9, pp. 311-340.
- GONZALEZ G.R., 1976 Bosquejo Geológico de la Zona Noreste. AMGP. Bol. Vol. XXVIII, No. 1 y 2.
- HARDING P.T., 1974 Petroleum Traps Associated with Wrench Faults. AAPG. V. 58, No. 7, p.1290-1304.
- HOLGUIN Q.N., 1979 Estratigrafía del Mesozoico en el área limítrofe de los Estados de Chihuahua y Coahuila. IMP. Proyecto C-1064 (inédito).
- CANTU CH. C.
- HUMPHREY W.E. 1956 Jurassic and Lower Cretaceous Stratigraphy and Tectonics of Northeast Mexico. Informe Geológico de PEMEX NE-M 799, inédito.
- DIAZ G.T.
- HUNT J.M., 1979 Petroleum Geochemistry and Geology. W.H. Freeman and Company, Sn. Fco.
- KELLUM L.B. 1936 Evolution of the Coahuila Peninsula Mexico. Part 1, Relation of structures, stratigraphy and igneous activity to an early continental margin: Bull.Geol.Soc. Amer. Vol. 47
- IMLAY R.W.  
KANE W.G.
- KLEMME H.D., 1980 Petroleum Basin.- Classification and Characteristics. Jour. Petrol. Geol., Vol. 3, No. 2, p. 187-207.
- LEONARD RAY, 1983 Geology and Hydrocarbon Accumulations, Columbus Basin, Offshore Trinidad. AAPG Bull. V. 67, No. 7, p. 1081-1093.

- LOPATIN N.V., 1976 Determination of the influence of temperature and geologic time on the catagenesis process of coalification and oil-gas generation. Otdelnie Ottiski, ed. Nauka (Moscu). p. 361-366 (Traducción al inglés de D.W. Waples, 1981).
- MAUGER R.L. 1982 K-Ar Dating of Igneous Rocks in  
Mc DOWEL F.W. Central Chihuahua, Mexico. Geol. Soc. Am. Cordilleran Section. (Abstract)
- PACHECO G.C., 1982 Estudio tectónico - estructural de  
CASTRO F. Sonora - Chihuahua. IMP. Proyecto  
GOMEZ M.A. C-1143
- PADILLA Y 1986 Post - Paleozoic Tectonics of  
SANCHEZ R.J. Northeast Mexico and its Role in the Evolution of the Gulf of Mexico. Geoph. Int. Vol. 25-1, pp. 157-206.
- PILGER R.H., 1980 The origin of the Gulf of México and the Early Opening of the Central North Atlantic Ocean. Louisiana State University. Baton Rouge, Louisiana.
- REYNOLDS M.S. 1972 Pozo Los Chinos N° 1, NE-M 1194. PEMEX, inédito
- SALVADOR A., 1985 Chronostratigraphic and Geochronometric Scales in COSUNA Stratigraphic Correlation Charts of the United States. AAPG, Bull. V. 69, No. 2.
- SASSEN R. 1985 Las estrategias geoquímicas básicas para la exploración de hidrocarburos. Oil & Gas Journal, Dec. 16. pp. 128-132. (Traducción por C. Arredondo M., abril, 1986).
- TARDY M. 1975 La Nappe de Parras: Un trait essentiel de la structure laramienne du Secteur Transverse de la Sierra Madre Oriental, México. B.S.G.F. (7) XII. N° 1.

- TISSOT B.P. 1984 Adelantos recientes en la geoquímica del petróleo aplicada a la exploración de hidrocarburos. AAPG. Bull. V. 68, N° 5, pp. 545-563. (Traducción por C. Arredondo M., 1986).
- TISSOT B.  
DURAND B.  
ESPITALIE J.  
COMBAZ A 1974 Influence of nature and diagenesis of organic matter in formation of petroleum. Amer. Assoc. Petro. Geophys. Res. V. 82, pp. 3762-3766.
- TISSOT B.P.,  
D.H. WELTE, 1978 Petroleum Formation and Occurrence. Editorial Springer, 583 p.
- TISSOT B.P.,  
D.H. WELTE, 1982 El petróleo, su formación y localización. Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología. México.
- TOVAR R.J.,  
H. VAZQUEZ,  
S. LOZANO, 1978 Interpretación Integrada Geológica-Geofísica. Porción Norte de Chihuahua. Bol. Asoc. Mex. Geol. Petrol., Vol. XXX, No. 1-2.
- VASSOEVICH N.B., 1967 Teoría del origen sedimentario - migratorio del petróleo (revisión histórica y estado actual). Academia de Ciencias de la URSS, serie geológica No. 11, UDK 553 061.3 (traducción por C. Arredondo M., 1987).
- WAPLES D.W., 1980 Time and Temperature in Petroleum Exploration. Application of Lopatin's method to petroleum exploration. AAPG Bull. Vol. 64, pp. 916-926.
- WAPLES D.W., 1981 Organic Geochemistry for Exploration Geologist. Burgess Publishing Company, CEPCO Division.
- WAPLES D.W., 1985 Geochemistry in Petroleum Exploration. IHRRDC, Boston, USA.

A N E X O S

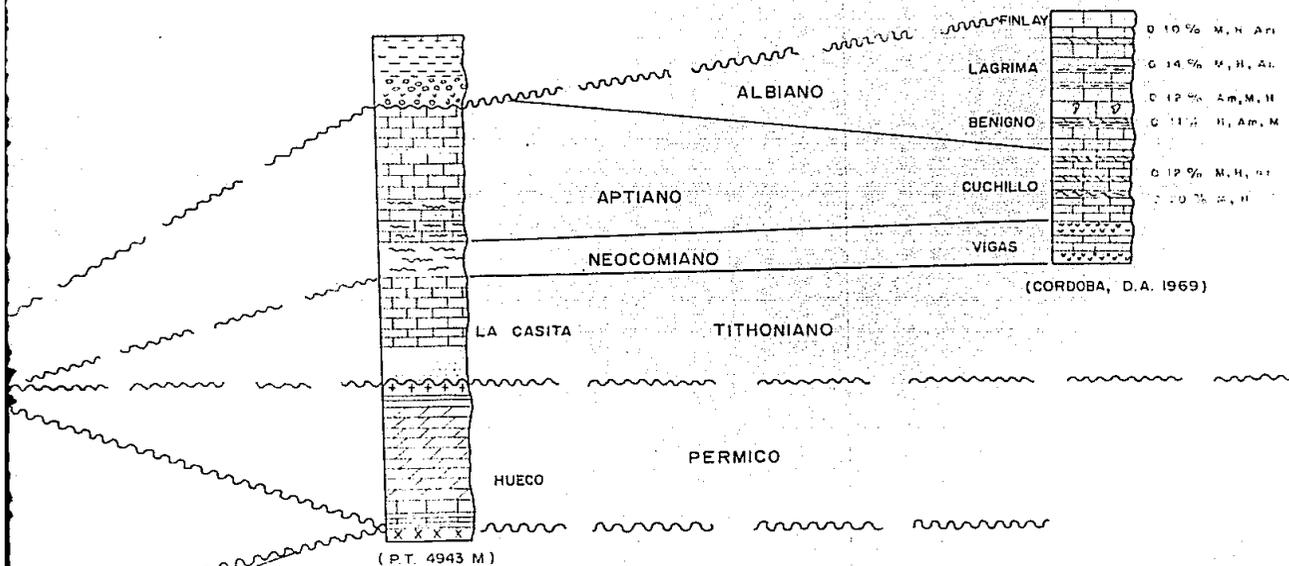


PORCENTAJES DE CARBONO ORG



# SIERRA DE JUAREZ

MOYOTES-1



E MATERIA ORGANICA DISPERSA

SECCION II-II'

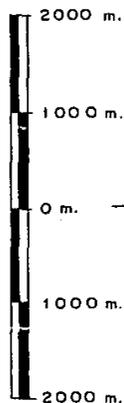
SW →

COLUMNA GENERALIZADA AREA  
STO. DOMINGO PLOMASAS - BANCO DE LUCERO

POZO  
BANCO DE LUCERO

POZO  
VILLA AHUMADA-1

S. CHILICOTE



ESC: VERTICAL 1:50,000

( LEMUS, 1969 )

( PEREZ, S. 1979 )

ALBIANO

APTIANO

NEOCOMIANO

( PT. 5000 m. )  
PEMEX

TITHONIANO

0.09%  
0.29% MAC  
0.38% IIEF  
0.27% AM  
0.24%

PORCENTAJES DE CARBONO ORGANICO Y TIPO DE MATERIA ORG

ACION II-II'

← NE

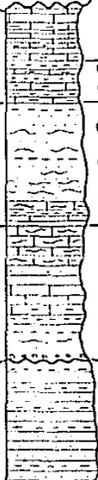
GENERALIZADA AREA  
LOSAS - BANCO DE LUCERO

POZO  
BANCO DE LUCERO-1

S. SAN IGNACIO



S. SAMALAYUCA - POZO  
PRESIDIO-1 - S. PRESIDIO



BIANO

TIANO

MIANO

TITHONIANO

(PT. 5000 m.)  
PEMEX

(CORDOBA D.A 1969)

0.09%  
0.29% MADERACEA  
0.38% HERBACEA  
0.27% AMORFA  
0.24%

0.62%  
0.24%  
0.11%  
0.09%  
0.08%

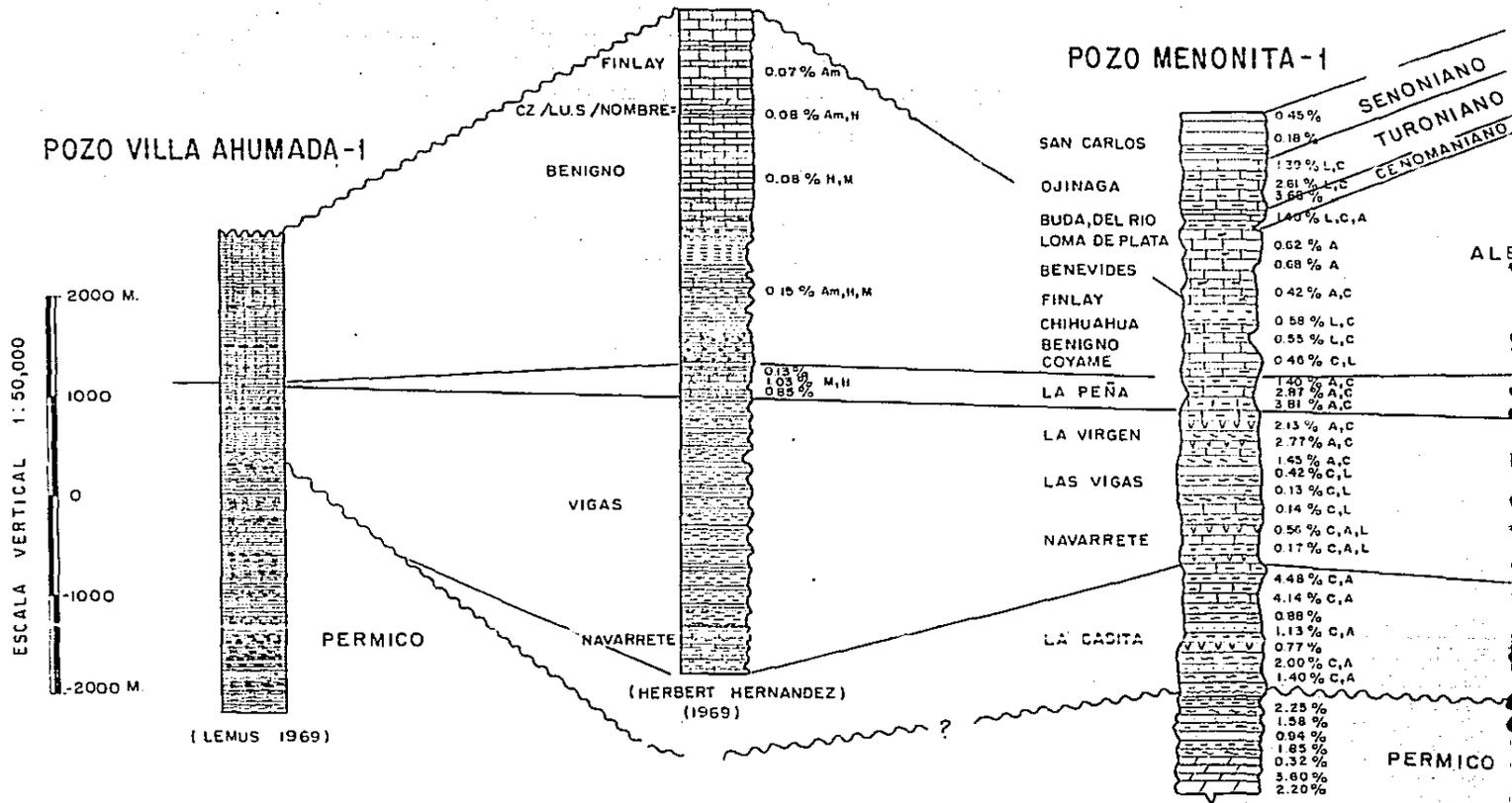
0.11% MADERACEA  
0.08% MADERACEA

0.12%  
0.66% MADERACEA  
0.12% N. R.

CARBONO ORGANICO Y TIPO DE MATERIA ORGANICA DISPERSA.

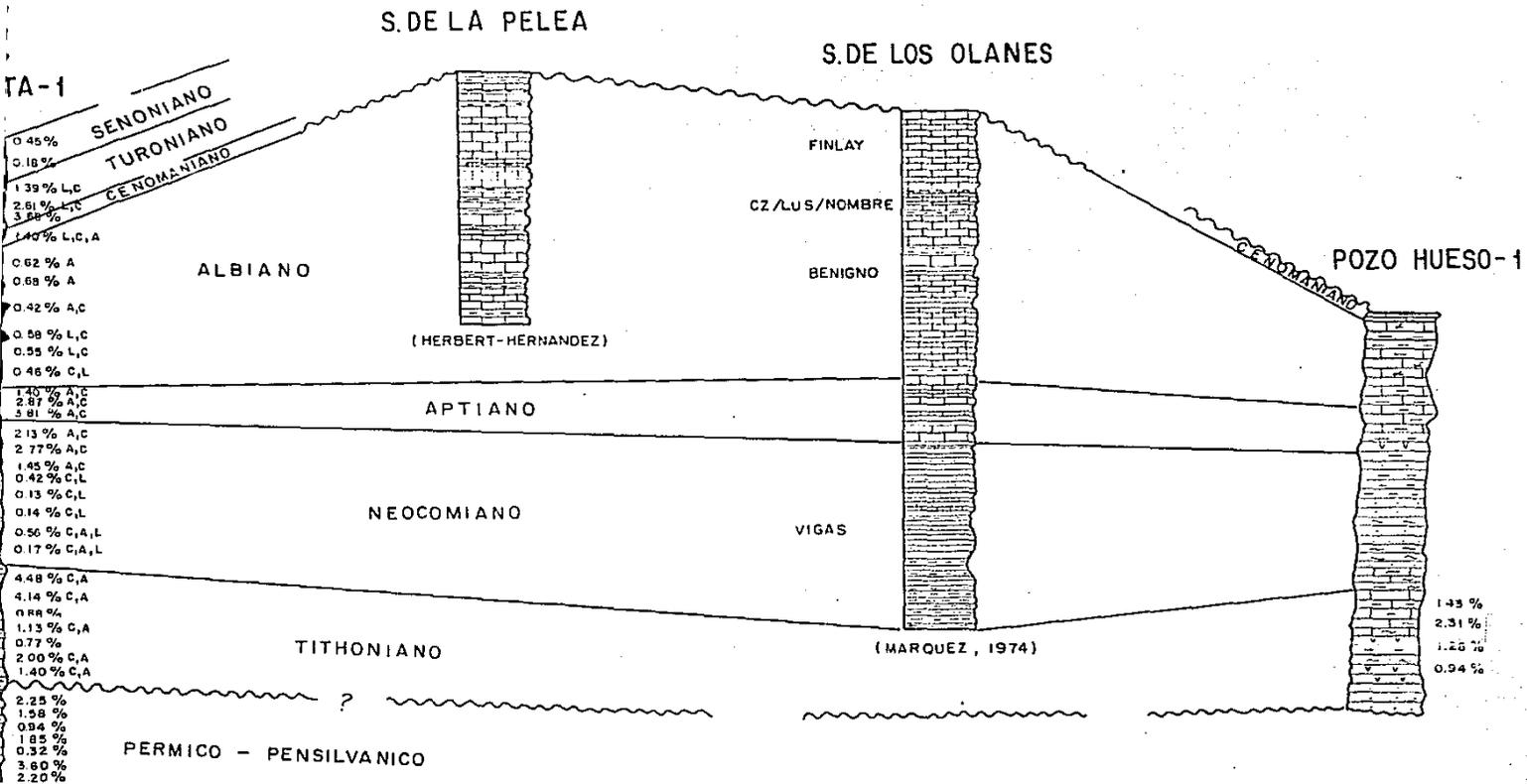
SECCION

S. DEL FIERRO



PERCENTAJES DE CARBONO ORGANICO Y TI

# SECCION III-III'



ORGANICO Y TIPOS DE MATERIA ORGANICA DISPERSA

S.W →

SECCION IV-IV'

S. CUCHILLO PARADO

CENOMANIANO

0.17%  
0.07% HERBACEA  
0.15%  
AMORFA  
0.06%

ALBIANO

APTIANO

0.31%  
0.12%  
0.32% HERBACEA  
0.27%

SIERRA  
PLACER DE GUADALUPE

NEOCC

( HOLGUIN Y CANTU, 1979 )

POZO C

TITHONIANO

1.06%  
1.1% HERBACEA  
0.66%  
0.52%  
0.41%  
0.2% MADERACEA

PERMICO

0.48% AMORFA  
0.08%  
0.22%  
0.07% MADERACEA

PERMICO INF - PENNSILVANICO

DEVONICO

SILURICO

ORDOVICICO - CAMBRICO

BASAMENTO PRECAMBRICO

( BRIDGES 1964 )  
( ARAUJO, 1985 )

S. DEL CUERVO

0.04%  
0.03%  
0.12% HERBACEA, MADERACEA  
0.04%

0.35%

0.48%

0.44%

( HERNANDEZ C.A. 1976 )  
( 854 ± 68 M.A. )



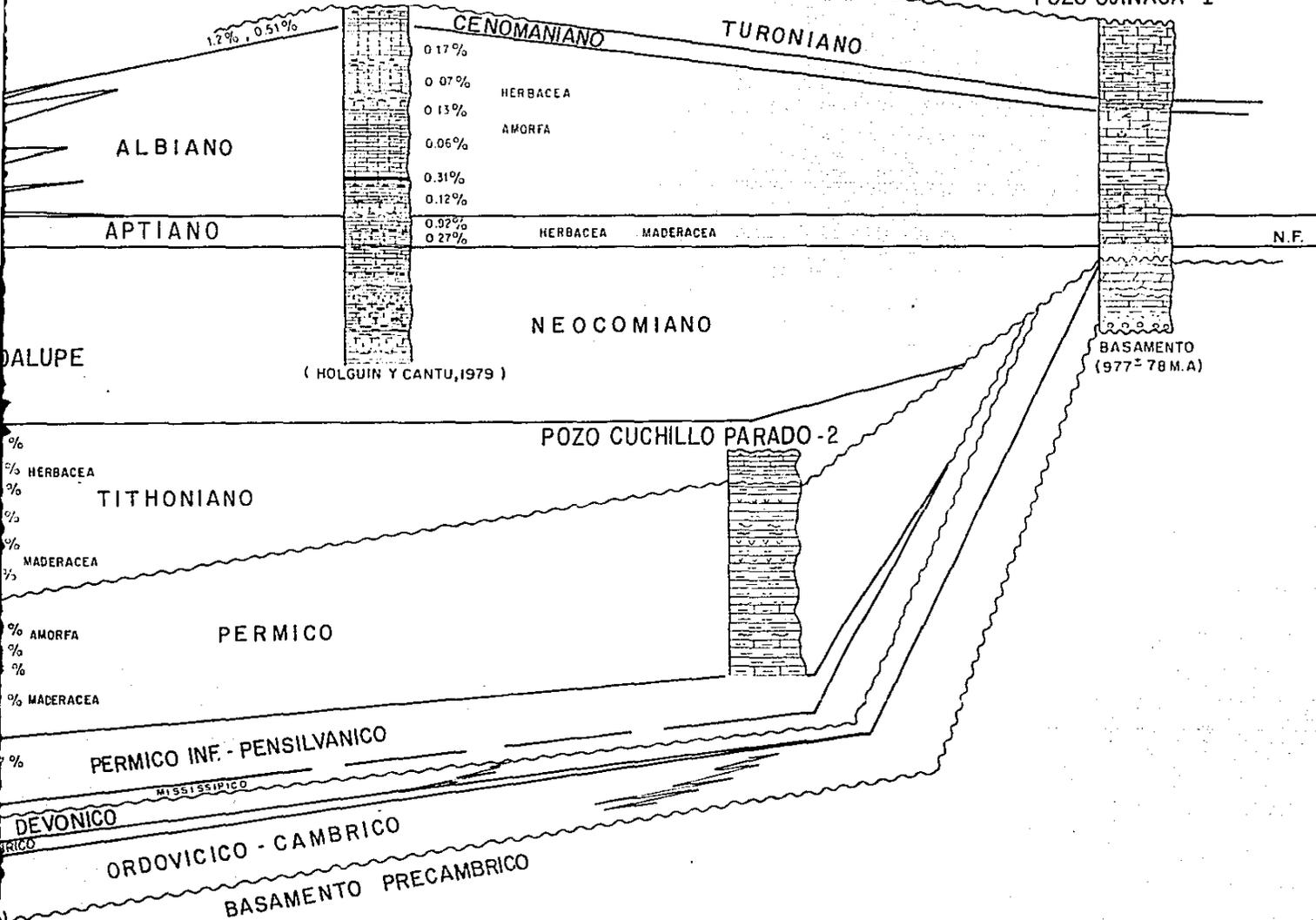
PORCENTAJES DE CARBONO ORG

SECCION IV-IV'

← NE

S. CUCHILLO PARADO

POZO OJINAGA - 1



( HOLGUIN Y CANTU, 1979 )

BASAMENTO  
(977-78 M.A.)

N.F.

PORCENTAJES DE CARBONO ORGANICO Y TIPO DE MATERIA ORGANICA DISPERSA.

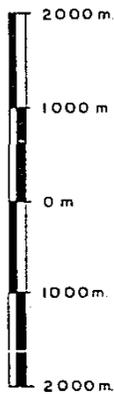
# SECCION V-V'

SW →

S. MOJINA.

POZO APACHE - 1

S. CHORRERAS



ESC. VERTICAL 1:50,000

(BARRADAS, 1974)

(HOLGUIN Y CANTU, 1979)

NEOCOMIANO

TITHONIANO

PERMICO

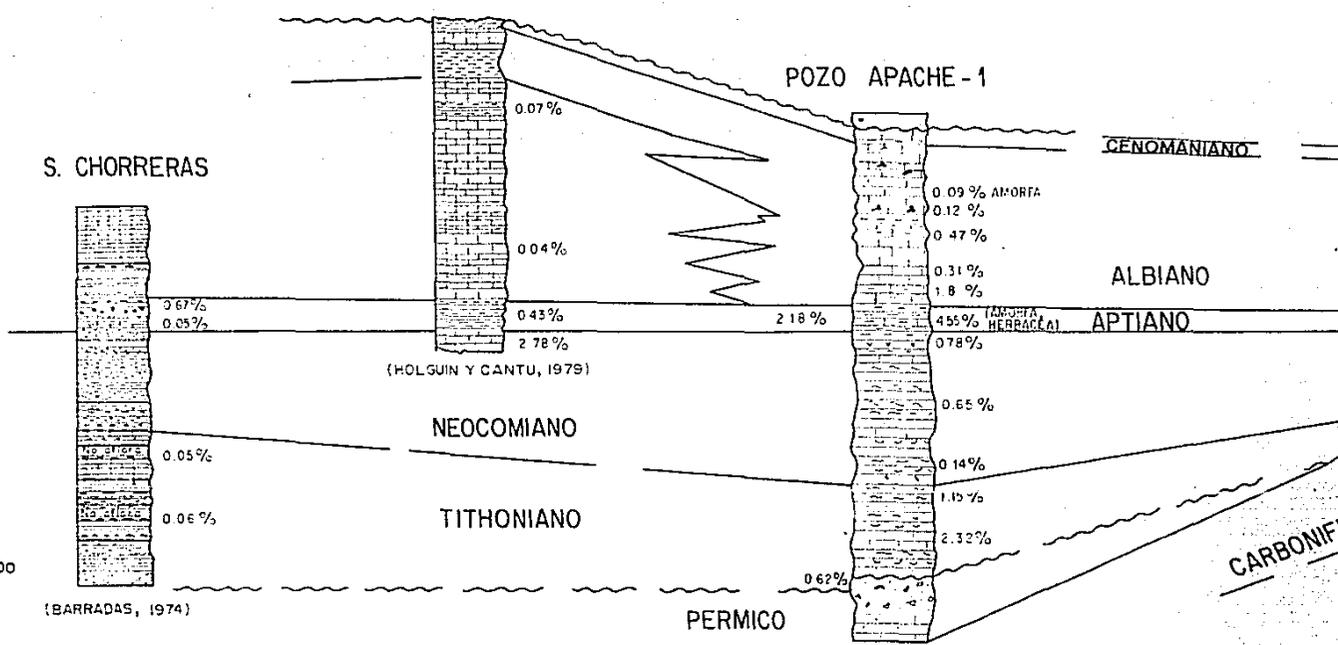
CENOMANIANO

ALBIANO

APTIANO

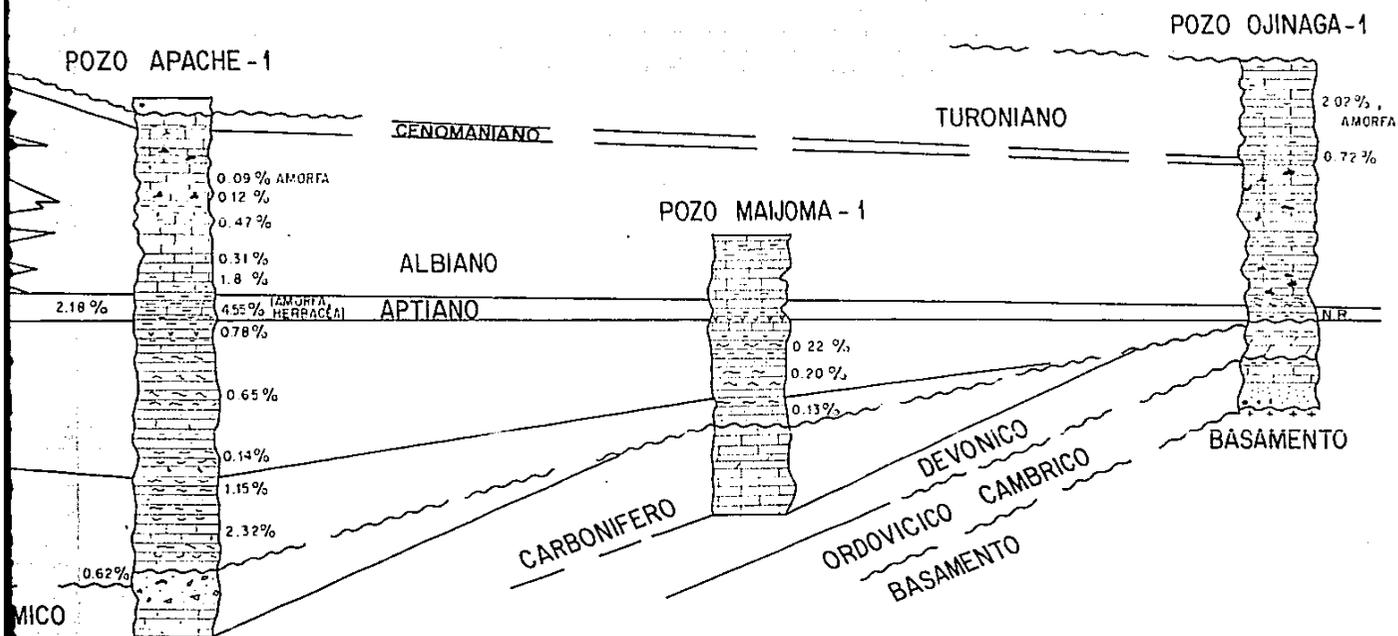
CARBONIFERO

PORCENTAJES DE CARBONO ORGANICO Y TIPO DE MATERIA ORGANICA DIS

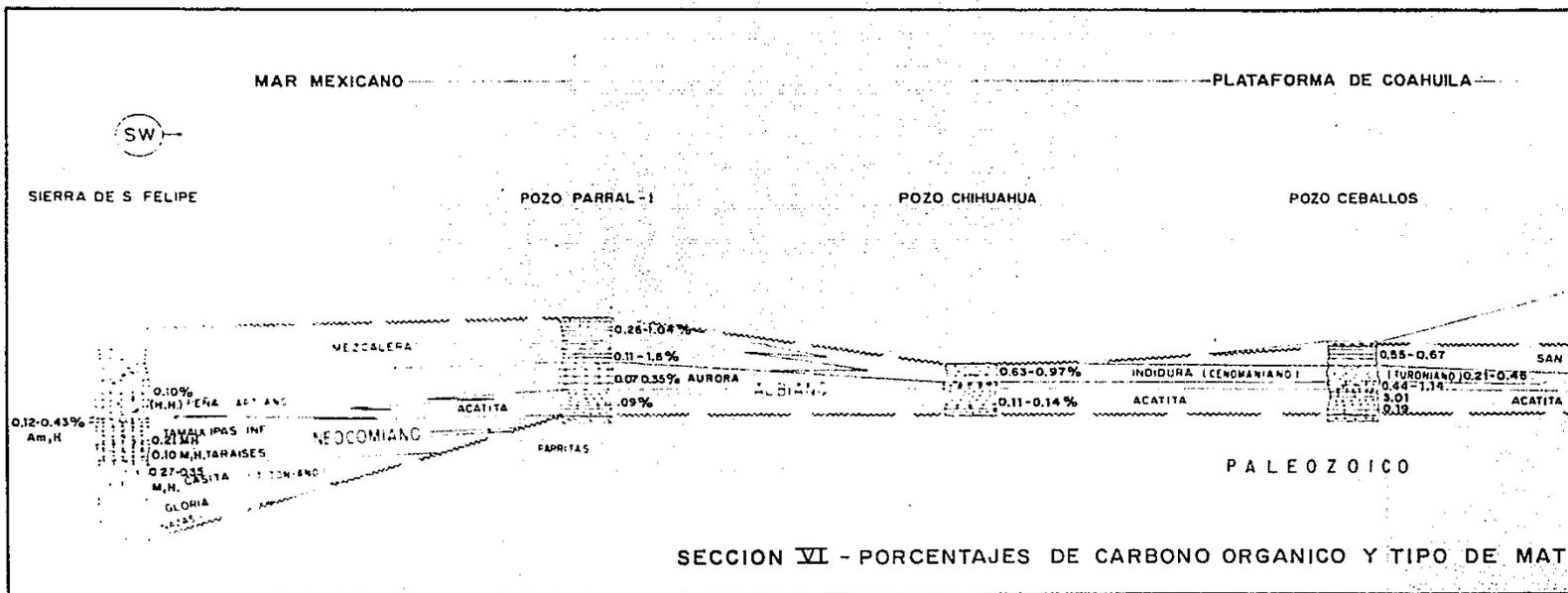


SECCION V-V'

← NE



BONO ORGANICO Y TIPO DE MATERIA ORGANICA DISPERSA.



AFORMA DE COAHUILA

CUENCA DE SABINAS



POZO CEBALLOS

POZO TLAHUALILO-1

POZO TARAHUMARA-1

POZO CENZONTE-1



LEOZOICO

GANICO Y TIPO DE MATERIA ORGANICA.

ESC VERTICAL 1 50 000

MAR MEXICANO

SW

SIERRA SAN FELIPE

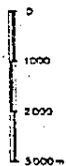
INDE DGO.

STA MA DEL ORO DGO.



SW

S DE LOS ALAMOS COAH.



ESCALA VERTICAL  
1:50,000

SECCION VIII

SECCION VII

PLATAFORMA DE COAHUILA

NW

SE

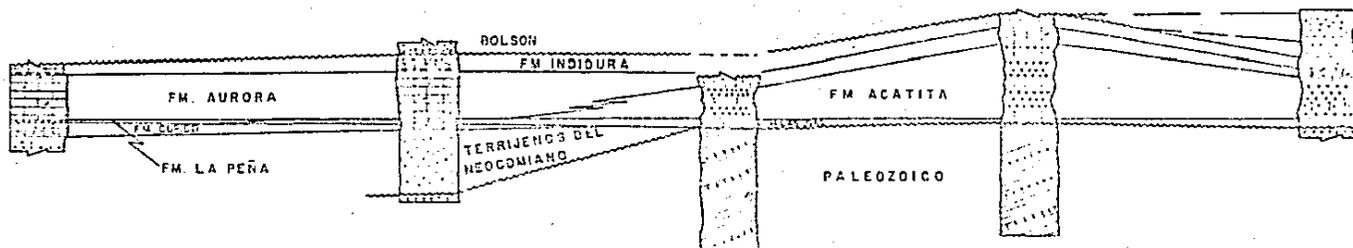
SIERRA MOJADA

POZO TARAHUMARA - 1

SIERRA DE TLAHUALILO

AREA DELICIAS COAH.

POZO PAILA 1-A



ESC. VERTICAL 1:50,000