

24, 26



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

EVALUACION GEOLOGICA-GEOQUIMICA EN LA  
PORCION SUR DE LA CUENCA  
TAMPICO-MISANTLA

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO GEOLOGO

P R E S E N T A

RAFAEL ROMERO PEÑALOZA



## **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.

**EVALUACION GEOLOGICA-GEOQUIMICA  
EN LA PORCION SUR DE LA CUENCA  
TAMPICO-MISANTLA**

	INTRODUCCION.....	1
I.	GENERALIDADES.....	1
I.1	Objetivo.....	1
I.2	Localización.....	2
I.2.1	Vías de comunicación.....	2
I.3	Agradecimientos.....	2
I.4	Fisiografía y Geomorfología.....	3
I.5	Antecedentes exploratorios.....	4
I.6	Método de trabajo.....	7
II.	GEOLOGIA REGIONAL.....	8
II.1	Estratigrafía.....	8
II.2	Tectónica y sedimentación.....	18
III.	CRITERIOS GEOQUIMICOS.....	21
III.1	Evolución de la materia orgánica.....	21
III.2	Métodos Geoquímicos.....	23
III.3	Métodos Ópticos.....	25
III.3.1	Métodos Palinológicos.....	25
III.3.2	Petrografía de la materia orgánica.....	26
III.4	Rocas generadoras.....	30
III.4.1	Rocas generadoras en el área de estudio.....	33
III.5	Rocas almacenadoras.....	36
III.5.1	Descripción de las rocas almacenadoras en el área de estudio.....	38
III.6	Gráficas de historia de sepultamiento y cálculos de ITT.....	40
III.7	Consideraciones generales a partir de las gráficas de historia de sepultamiento e ITT en el área de estudio.....	45
IV.	EVALUACION GEOLOGICO-GEOQUIMICA REGIONAL.....	51
IV.1	Relación entre la densidad de los aceites y diversos parámetros geológico-geoquímicos.....	51
IV.2	Relación entre la densidad de los aceites con la maduración de las rocas generadoras.....	55
IV.3	Comportamiento de la ventana del petróleo.....	58
V.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	61
VI.	ANEXOS: 1. Planos. 2. Figuras. 3. Gráficas de historia de sepultamiento.	
VII.	BIBLIOGRAFIA.....	64

## INTRODUCCION

Actualmente, en la exploración petrolera, la geología requiere de técnicas cada vez más sofisticadas que permitan de una manera más precisa la localización de yacimientos petroleros. La geoquímica es una ciencia que ha hecho grandes aportes en el campo de la exploración petrolera, debido a que mediante los análisis químicos y ópticos puede determinar directamente la calidad, cantidad y el grado de evolución de la materia orgánica y su relación con los aceites presentes en una Área determinada.

Cuando se carece de datos de laboratorio, que permitan conocer el potencial oleogenerador de una unidad geológica determinada, la geoquímica se apoya en métodos indirectos, tales como las gráficas de historia de sepultamiento y los cálculos de maduración tiempo temperatura (ITT). Estos métodos son de gran utilidad, ya que permiten conocer en qué época geológica la materia orgánica dispersa (MOD) en las rocas sedimentarias alcanzó la maduración necesaria y comenzó a generar hidrocarburos, es decir, determinan cuándo y bajo qué condiciones de temperatura y presión las rocas ingresaron a la ventana del petróleo, así como su relación en tiempo y en espacio con los eventos tectónicos y sedimentarios que, finalmente, dieron lugar a la formación de trampas favorables para la acumulación y preservación del petróleo.

Conociendo la importancia de estos métodos indirectos y considerando la falta de datos directos de laboratorio, en México la Gerencia de Operación Geológica (PEMEX), por medio de la Superintendencia General de Geoquímica, ha llevado a cabo la aplicación de dichos métodos en diversas zonas del país, los cuales han dado resultados satisfactorios. De acuerdo a esto, el autor llevó a cabo una evaluación geoquímica en la porción sur de la cuenca Tampico-Misantla, con el fin de conocer el potencial oleogenerador de las rocas del Jurásico Superior y la relación que existe entre la naturaleza de los hidrocarburos almacenados en los diversos yacimientos y diversos parámetros geoquímicos.

## I. GENERALIDADES

### I. 1 OBJETIVO

Con ayuda de resultados de análisis ópticos y la aplicación de las gráficas de historia de sepultamiento y cálculos de maduración tiempo-temperatura (ITT) se pretende:

- I.- Determinar el potencial oleogenerador de las rocas del Jurásico Superior (formaciones Santiago, Tamán y Pimienta).
- II.- Establecer las condiciones geológicas y térmicas que determinaron la evolución y grado de madurez de la MOD en las rocas sedimentarias del Jurásico Superior.

- III.-Mediante la aplicación del método de Holguín (1987), observar la distribución de las densidades reales de los aceites almacenados en yacimientos jurásicos, cretácicos y terciarios presentes en el área.
- IV.- Definir en qué época las rocas oleogeneradoras del Jurásico Superior ingresaron a la ventana del petróleo y ver, a la vez, la relación entre la generación y la formación de las trampas.

## I. 2 LOCALIZACION

El área de estudio se encuentra localizada en la porción sur de la cuenca Tampico-Misantla y cubre aproximadamente 1904 km<sup>2</sup>. Se encuentra entre los paralelos 20°15' y 20°35' de latitud norte y los meridianos 97°00' y 97°30' de longitud occidental. Los campos petroleros que abarca este estudio se muestran en el Plano No. 1.

### I.2.1 VIAS DE COMUNICACION

El área en estudio se encuentra bien comunicada por dos carreteras de primer orden: La primera parte de la ciudad de México, pasando por las poblaciones de Puebla, Teziutlán, Tlapacoyan, Martínez de la Torre, Tecolutla y Papantla. Esta llega a la ciudad de Poza Rica, Ver., en donde entronca con la segunda carretera que une a la ciudad de México con los puertos de Tuxpan y Tampico.

La comunicación aérea de la región se hace principalmente entre la Ciudad de México y Poza Rica, así como de esta última a la Ciudad de Tampico. Existe comunicación aérea de menor importancia entre Poza Rica y los principales poblados de la región.

## I. 3 AGRADECIMIENTOS

Al Ing. Raúl González G., Gerente de Operación Geológica (PEMEX) por haber dado autorización para que se realizara el presente trabajo. Al Ing. Ismael Aguilar R., Jefe del Departamento de Geoquímica y Laboratorios por el gran apoyo que me brindó durante el desarrollo de este trabajo. A los Ings. Noel Holguín G., Carlos Arredondo M., y Mario Limón G., por sus observaciones y recomendaciones que permitieron mejorar la calidad de esta tesis.

## I.4 FISIOGRAFIA Y GEOMORFOLOGIA

### FISIOGRAFIA.

El área en donde se encuentran los campos petroleros en estudio forma parte de la cuenca sedimentaria de Tampico-Misantla (Plano 2), la cual está ubicada en la porción oriental de la República Mexicana, que actualmente constituye la llanura costera del Golfo de México. Se encuentra delimitada al norte por el arco de Tamaulipas (porción sur de la Plataforma de Tamaulipas), al sur por el Macizo de Teziutlán, al oeste por las estribaciones de la Sierra Madre Oriental y al este por la costa del Golfo de México.

Esta cuenca tiene la forma de un arco semielíptico abierto hacia el Golfo de México, y fué denominada originalmente "Cenobahía de Tampico-Tuxpan" (Santiago, Carrillo y Martell 1986). Aunque se cree que el nombre más conveniente es el de "Cuenca Sedimentaria de Tampico-Misantla", ya que esta última población limita al sur los sedimentos terciarios marinos de la cuenca. (López Ramos, 1979).

El origen de esta cuenca comenzó con la interacción de los bloques del basamento, debido a la formación del orógeno al occidente, a partir de una franja sedimentaria de rocas mesozoicas del llamado Geosinclinal Mexicano, que formaron a la Sierra Madre Oriental. Su expresión actual es consecuencia del diastrofismo de la revolución Laramide que migró en México de NE a SE y de Poniente a Oriente. Con la emersión de las regiones occidentales, conjugada con la función de marco rígido que jugaron los cuerpos arrecifales y plataformas desarrolladas sobre la porción sureste de la plataforma de Tamaulipas, "se delinea entre estos elementos tectónicos la cuenca de Tampico-Misantla con un nuevo régimen sedimentológico bien definido, marcando el inicio de la Era Cenozoica" (Cabrera y Lugo, 1988. p.30).

### GEOMORFOLOGIA

En general, en la cuenca sedimentaria de Tampico-Misantla se presentan los tres ciclos morfológicos: juvenil, adulto y senil. El primero puede apreciarse en las estribaciones de la Sierra Madre Oriental en el lugar de origen de los grandes ríos; el segundo en la llanura costera del Golfo de México, donde el gradiente se suaviza para dar lugar a ríos de corrientes menos rápidas y a suaves pendientes. Por último, el tercero se observa en los ríos cuando adquieren un carácter meándrico en las llanuras próximas a su desembocadura, como es el caso de los ríos Tuxpan y Tecolutla.

Topográficamente, la cuenca sedimentaria de Tampico-Misantla incluyendo sus extensiones al norte y al sur, es una parte de la llanura costera del Golfo de México y en conjunto, los valles, pequeños cerros y escarpes se elevan gradualmente desde la costa del Golfo de México hasta las estribaciones de la Sierra Madre Oriental, alcanzando elevaciones del orden de 800 m.

(López Ramos, *op cit.*). La topografía está gobernada por la erosión diferencial de rocas calcáreas, areniscas, material tobáceo y de origen ígneo. En términos generales puede decirse que las elevaciones abruptas están compuestas por margas, calizas y derrames o taponés ígneos. En la cuenca de Chicontepec, al este de la Faja de Oro, la topografía está caracterizada por numerosos cerros y escarpes con relieve accidentado y constituido por areniscas y calizas arrecifales.

"En el distrito petrolero de Poza Rica las características morfológicas constituyen una planicie inclinada gradualmente hacia el Golfo de México, hacia su parte occidental se encuentra el frente de la Sierra Madre Oriental y complicados plegamientos donde los rasgos topográficos están controlados por las características tectónicas" (Congreso Geológico Internacional 1956).

## I.5 ANTECEDENTES EXPLORATORIOS

Las primeras actividades encaminadas a la búsqueda de petróleo en la Faja de Oro, dentro de la cuenca Tampico-Misantla, datan de los años de 1882 a 1883, cuando se perforaron los dos primeros pozos en el cerro Chapopotal, al noreste de la Hacienda de Cerro Viejo. A una profundidad de 115 y 195 metros respectivamente, hubo en el primero indicios de aceite, lo que dió inicio a los primeros trabajos en busca de petróleo y al descubrimiento de la Faja de Oro. En 1902 se perforó en el mismo cerro Chapopotal otro pozo, que alcanzó una profundidad de 283 m., obteniendo una pequeña producción.

En los años de 1904 y 1905, dentro del distrito petrolero de Poza Rica, la Compañía Oil Fields de México (El Aguila) perforó los pozos Furbero-1 y 2. El primero a una profundidad de 476 m. determinándose como pozo seco, en tanto que el segundo perforado hasta una profundidad de 582.7 m fué productor de aceite, siendo el descubridor del campo que lleva el mismo nombre, con una producción diaria de 4 metros cúbicos. Las rocas almacénoras en este campo son las lutitas de la formación Guayabal, piro metamorfozadas y fracturadas por una intrusión diorítica. En 1907 la firma Pearson realizó una serie de Sondeos en la Hacienda de San Diego, en donde se perforó el pozo San Diego-1 el cual resultó improductivo y posteriormente, en 1908, el pozo San Diego-2, que resultó productor de aceite, con una producción de 2500 barriles diarios. Este pozo no solamente fué el descubridor del campo San Diego sino de lo que más tarde sería el arrecife de la famosa Faja de Oro, que se extendió hacia el sur hasta la hacienda de San Isidro.

En 1923 se efectuaron algunos trabajos de sismología de reflexión así como algunas observaciones gravimétricas con balanza de torsión, con el fin de localizar la extensión de la Faja de Oro hacia el sur, con resultados insatisfactorios. Sin embargo, en ese mismo año, en el área de Poza Rica se efectuó un

levantamiento gravimétrico con balanza de torsión Eötvös, el cual reveló un máximo gravimétrico bien definido, en el que se perforaron los pozos Mecatepec-2 y 3 en la Hacienda de Mecatepec (en la parte noreste del campo). Estos pozos no llegaron a las formaciones del Cretácico, por haber tenido una pequeña producción de aceite en las facies Tantoyuca, de la Formación Chapopote-Tantoyuca, del Eoceno Superior. Hasta este año solamente se habían realizado trabajos de geología superficial al sur de la Faja de Oro. Posteriormente, en el área de Poza Rica se efectuó un trabajo detallado de geología superficial que reveló la presencia de una gran nariz estructural con buzamiento hacia el sureste.

Debido al éxito obtenido con las exploraciones geofísicas en el área de Poza Rica, dichos trabajos siguieron en otras áreas por la compañía El Aguila que contrató en 1926 a la cuadrilla alemana del Dr. L. Mintrop, de la Seismos Co., para que realizaran estudios sísmológicos de refracción en la Laguna de Tamiahua, con el fin de buscar la extensión noreste de la Faja de Oro. Dichos trabajos tampoco dieron la información que se esperaba. "Posteriormente se iniciaron nuevos estudios de sísmología de refracción al sureste de San Isidro, buscando la extensión del arrecife en esa dirección, encontrándose un supuesto eje desplazado al noreste de su posición verdadera" (Congreso Geológico Internacional 1956).

Los trabajos antes mencionados se tomaron como base para la localización de los pozos Poza Rica-1 y 2, habiéndose perforado en 1930 el pozo núm. 2, descubridor del campo Poza Rica, que al mismo tiempo confirmó la presencia de una trampa en el subsuelo constituida por una caliza porosa del Albiano - Cenomaniano - Turoniano, denominada caliza Tamabra. Este pozo alcanzó la caliza productora a una profundidad de 1986 metros bajo el nivel del mar, perforándose sobre un casquete de gas, debido al cual en abril de 1932 tuvo que cerrarse por tener una relación muy elevada de gas-aceite. Con estos datos y el trabajo realizado en 1932 (confirmando así la existencia de la estructura revelada por el levantamiento gravimétrico) se continuó el desarrollo del campo, al principio muy lentamente, ya que hasta 1938 (año de la expropiación petrolera) solamente se habían terminado 19 pozos.

En 1940 se iniciaron los trabajos de sísmología de reflexión en el área de Horcón dando margen a la perforación de los pozos Horcón 1 y 2 los cuales resultaron secos.

En 1941 el campo Poza Rica se extendió hasta alcanzar un desarrollo considerable hacia el noroeste del mismo, con la perforación del pozo Mecatepec-9. De esa fecha a enero de 1946 el campo alcanzó una área probada de 6417 hectáreas con un total de 63 pozos terminados, de los cuales 49 eran productores.

Entre los años de 1941 a 1946 se desarrollaron trabajos gravimétricos de reconocimiento para determinar las áreas que más tarde habían de ser estudiadas con métodos más precisos, siendo en el año de 1948 cuando se inició un estudio sísmológico

mediante el cual se obtuvieron contornos que señalaban la existencia de una nariz situada a 2000 metros bajo el nivel del mar. Se perforó el primer pozo exploratorio llamado Arroyo Grande-1, el cual reveló que la nariz sísmológica podría corresponder a una extensión de la Faja de Oro, siendo necesaria la perforación del pozo Arroyo Grande-2, que encontró la caliza del Cretácico Medio 238 metros más alta que en el anterior, aunque también con agua salada.

En 1952 se efectuaron estudios sísmológicos de detalle sobre el eje de la estructura antes citada, obteniéndose una serie de secciones sísmológicas regionales, que dieron lugar a la perforación del pozo Tenixtepec-1, que fue el descubridor del campo Ezequiel Ordóñez, cuyas características principales tan semejantes a las de la Faja de Oro, hicieron que se le considerara como una prolongación de ella.

Como resultado del descubrimiento del campo Ezequiel Ordóñez se continuaron probando las posibles culminaciones arrecifales delineadas por sísmología de reflexión hacia el sur de este campo, y consecuentemente en el año de 1953 se descubrieron los campos de Sta. Agueda, Ocotepec y Xacotla.

En 1954 se descubrieron los campos Miguel Hidalgo e Ignacio Allende; en 1955 el campo Vicente Guerrero y en 1956 los campos Gutiérrez Zamora y Tecolutla.

Como ya se mencionó anteriormente, la exploración de hidrocarburos tanto en el Distrito de Poza Rica como en la Faja de Oro (ambos pertenecientes a la provincia geológica Tampico-Misantla) se inició en rocas del Cretácico y después en rocas del Jurásico Superior. Durante la perforación, en muchos de estos pozos se observaron manifestaciones, así como tramos impregnados de aceite y en pozos aislados se obtuvo producción con baja aportación en areniscas del Terciario Inferior; sin embargo, no se les dio importancia económica por no tener un valor comercial en ese tiempo.

A medida que el precio y la demanda de hidrocarburos aumentaba, a la vez que se iba teniendo mayor desarrollo en la tecnología, estos yacimientos emplazados en rocas terciarias, llegaron a ser comercialmente explotables hasta 1970, cuando se inició su explotación en los campos Presidente Alemán, Soledad, Soledad Norte y Coyotes. La Gerencia de Exploración de Petróleos Mexicanos elaboró programas, con el fin de conocer la naturaleza de los yacimientos petrolíferos en sedimentos terciarios y para encontrar nuevos campos.

De esta manera, en 1974 se iniciaron los estudios pilotos en aquellas áreas densamente perforadas, tales como los campos Presidente Alemán, Hallazgo, Remolino y San Andrés, abarcando un área de 455 km<sup>2</sup>. (Cuevas, 1980).

Finalmente, en diciembre de 1984 Pemex reporta para el campo de Poza Rica una producción diaria de 77200 barriles y reservas

probadas de hidrocarburos líquidos totales de 1'867,000 barriles. (Rodríguez S. 1986).

## I. 6 METODO DE TRABAJO

Para el desarrollo de este trabajo Geológico-Geoquímico, primeramente se buscó información sobre resultados analíticos, tanto químicos como ópticos, presentándose el problema de no haber información para ningún pozo dentro del área de estudio. Sin embargo, la Shell Oil Company en 1983 realizó algunos análisis de laboratorio en algunos pozos cercanos al área de estudio, por lo que se emplearon dichos resultados y el método de Lopatin (1971) para inferir el grado de alteración térmica de la columna sedimentaria y el potencial petrolero de esta área.

Fue necesario compilar gran cantidad de temperaturas de fondo distribuidas en toda el área de estudio, para calcular el gradiente geotérmico de cada uno de ellos y elaborar un plano de gradientes actuales (Plano 11), que nos da una idea sobre las posibles temperaturas del subsuelo a encontrar en una nueva perforación, a cualquier profundidad.

El gradiente geotérmico de cada pozo se determinó con gráficas de temperatura contra profundidad para obtener estadísticamente el resultado promedio, ya que con este método se eliminan en parte los valores de temperatura mal registrados.

Se elaboraron gráficas de historia de sepultamiento, en base a las cuales se calculó el índice tiempo-temperatura de acuerdo a las modificaciones hechas por Waples (1980).

Para observar la distribución de los espesores de los sedimentos dentro del área de estudio, se elaboraron los planos de isopacas del Jurásico y Cretácico (Planos 3 y 4 respectivamente). Estos planos e ilustraciones nos dan una idea sobre las condiciones de temperatura, alteración térmica, capacidad de generación de la roca, etc. Además nos indican, entre otras cosas, cuándo y bajo qué condiciones se inicia y termina la generación del petróleo.

Se elaboraron gráficas de temperatura y profundidad contra la densidad de aceites almacenados en yacimientos jurásicos y cretácicos respectivamente, con el fin de observar el comportamiento de estos parámetros en el subsuelo.

Finalmente y a manera de conclusión, se elaboraron las figs. 10a, 10b y 10c las cuales muestran la relación entre la madurez ( $\Sigma$  ITT) de la base y cima del Oxfordiano, Kimeridgiano y Titoniano respectivamente, con la gravedad API de los aceites almacenados en rocas del Jurásico Superior, Cretácico y Terciario.

## II. GEOLOGIA REGIONAL

### II.1 ESTRATIGRAFIA

Las rocas sedimentarias más antiguas que afloran dentro y en las márgenes de la cuenca Tampico-Misantla son las calizas del Albiano-Cenomaniano. La mayor parte de la superficie de la cuenca está compuesta por rocas que varían del Eoceno al Mioceno Inferior. Algunos de los pozos perforados dentro de la cuenca han penetrado en las rocas del basamento, constituido en algunas partes por un complejo granítico y en otras por esquistos sericíticos y micáceos de probable edad paleozoica. Es el caso del pozo Tajín-101 el cual a una profundidad de 3176 metros alcanzó el basamento constituido por esquistos. En la Tabla 1 se presenta una correlación estratigráfica para todos los pozos que entran en este trabajo. A continuación se describen las características principales de las formaciones cortadas por los mismos.

#### TRIASICO

##### FORMACION HUIZACHAL:

Subyace discordantemente a la Formación Huayacocotla y está constituida por argilitas y lutitas con estratificación delgada, de colores marrón, rojo y verde, compactas que alternan con capas delgadas de areniscas y arkosas, de colores gris, verde, rosa, y marrón de grano medio a grueso. Presenta un espesor de 310 m. En el área de estudio ningún pozo cortó esta formación.

#### JURASICO INFERIOR Y MEDIO

##### FORMACION HUAYACOCOTLA (Liásico Superior):

Sobreyace discordantemente a la Formación Huizachal y está constituida por una potente masa de lutitas negras que contienen intercalaciones de areniscas verdes, amarillas y grises; así mismo, incluye unas cuantas intercalaciones de calizas y varios lentes de conglomerados, cuyos guijarros consisten principalmente de rocas ígneas y metamórficas. Contiene abundantes amonitas en la mayoría de las capas y restos de plantas asociadas a amonitas en la parte basal. Su espesor es de 400 m.

##### FORMACION CAHUASAS (Jurásico Medio) : Carrillo B. (1961)

Consiste en una secuencia de lutitas, limolitas, areniscas y conglomerados rojos, que infrayacen preferentemente al Jurásico Superior marino.  
Distribución: Estas rocas han sido identificadas en casi toda el área de Poza Rica. Es el caso del pozo Tajín-101 el cual atravesó a dichas rocas.



**CALCARENITA TEPEXIC (Calloviano-Batoniano Superior)**  
Erben (1956)

Se encuentra representada por una lodolita de color café grisáceo con abundantes granos de cuarzo del tamaño del limo; contiene pequeños cortes calcificados de ostreas, posiblemente del género Griphaea sp., y en algunos pozos es frecuente encontrar capas de packstone y grainstone con oolitas, pisolitas y cuarzo detrítico.

Distribución: En el área de estudio, esta formación fué atravesada por el pozo Remolino-1. Cabe mencionar que por tratarse de una unidad involucrada en una secuencia transgresiva, su límite cronoestratigráfico superior puede ser más joven. Hacia el norte de la zona de estudio suprayace concordantemente a las evaporitas de la Formación Huehuetepec.

**JURASICO SUPERIOR**

**FORMACION SANTIAGO (Calloviano-Oxfordiano)**  
Cantú Ch. (1969)

Consiste en una secuencia de lutitas café grisáceo y gris que gradúan hacia la parte superior a lutitas calcáreas de color gris oscuro y negras.

Distribución: En el área de estudio se encuentra atravesada por el pozo Tajín-101, presentando un espesor de 78 m. Esta unidad superyace concordantemente a la Formación Tepexic.

**FORMACION TAMAN (Kimeridgiano-Titoniano Inferior)**  
Heim, A. (1926)

Está constituida por un mudstone calcáreo-arcilloso, de color café oscuro a negro, de estratificación uniforme con delgadas intercalaciones de lutitas negras, de estructura laminar.

Distribución: aparece en la porción occidental del área de estudio y fue atravesada por los pozos Remolino-2, Cerro del Carbón-6, Poza de Cuero-1, Tajín-101. Esta formación suprayace concordantemente a la Santiago y presenta un espesor aproximado de 190 m.

**FORMACION SAN ANDRES (Kimeridgiano-Titoniano Inferior)**  
Carrillo, M. P. (1960)

Está representada por un grainstone de oolitas, peletoides, bioclastos, e intraclastos, y en algunas partes se encuentra dolomitizada. El espesor varía desde unos cuantos metros hasta más de 400 m.

Distribución: Su presencia puede verse al sureste de Poza Rica especialmente en el campo de San Andrés (de donde toma su nombre), así como en el Campo Hallazgo. Dicha Formación suprayace concordantemente a la Santiago.

**FORMACION PIMIENTA (Titoniano Medio-Superior)**  
Heim, A. (1948)

Se encuentra representada por dos miembros bien definidos: El Inferior, constituido por un mudstone arcillo-calcareo de color negro y gris oscuro de estratificación delgada, intercalado con capas de lutita gris oscuro. El contacto superior está representado por un mudstone calcareo-arcilloso de color café oscuro y gris, de estratificación mediana, intercalado con capas delgadas de caliza negra, bentonita gris y bandas de pedernal negro. Su espesor promedio es de 200 m.

Distribución: Se encuentra en todos los campos petroleros existentes en el área de estudio.

**CRETACICO INFERIOR Y MEDIO**

**FORMACION TAMAULIPAS INFERIOR (Neocomiano-Cenomaniano)**  
Stephenson (1961)

Está constituida por calizas densas de grano fino ligeramente cretosas, de color crema amarillento, en estratos ondulados con espesores desde 20 cm., hasta más de 50 cm. con abundancia de nódulos esferoides de pedernal amarillo. Su espesor alcanza hasta 400 m.

Distribución: Ampliamente distribuida dentro del área de estudio aparece en los pozos: Cerro del Carbón-6, Tajín-101, Sta. Lucía-1, Escolín-2, San Miguel del Rincón-1, Remolino-1.

**HORIZONTE DTATES (Aptiano)**  
Muir (1936)

Este horizonte se encuentra representado por calizas arcillosas de color gris oscuro y negro. Los estratos son de espesor muy variable desde unos cuantos cm. hasta 50 cm., intercalados con lutitas laminadas del mismo color. En algunas áreas presenta pedernal negro y casi en todas partes es de carácter bituminoso. Su espesor varía de 5 a 15 m.

Distribución: Aparece en el pozo Tajín-101, San Miguel del Rincón-1, Cerro del Carbón-6. En los campos localizados en el arrecife de la Faja de Oro, dicha unidad no se observa.

**FORMACION TAMAULIPAS SUPERIOR (Albiano-Cenomaniano)**  
Sellards (1931-1934)

Consiste de calizas densas de grano fino, de color blanco y crema en estratos ondulados de espesor variable (10 a 40 cm.), con nódulos de pedernal amarillo ámbar y gris. Arriba de estas capas aparecen margas laminadas, cubiertas por calizas cremas con pedernal negro. Sobreyaciendo a las rocas antes mencionadas se encuentran calizas del mismo color con estratos ondulados pero más delgados de 15 a 20 cm. El espesor total de dicha formación es de 134 m.

Distribución: Se encuentra al norte y al este de Poza Rica, donde es isócrona con las turbiditas productoras de los campos de Poza Rica para formar lo que se llama Formación Tamabra.

**FORMACION EL ABRA (Albiano-Cenomaniano-Turoniano)**  
Heim A. (1926-1940)

En la sierra El Abra se distinguen dos miembros: El inferior, denominado miembro Taninul, consiste de un bioherma de rudistas (Cenomaniano) con abundantes radiolarios, caprinidos, nerineas y pocos corales. Los estratos están casi horizontales, con espesores que varían de 40 m (caliza masiva) hasta un espesor mínimo de 3 m. Están representados por una caliza criptocristalina de color gris a gris crema con manchas negras de restos de hidrocarburos. El miembro superior está formado exclusivamente por una caliza masiva de color grisáceo, con abundantes miliólidos, e intercalaciones de calizas biostromales con toucasias

Distribución: Según se aprecia en los mapas paleogeográficos para el Cretácico Medio la caliza El Abra tuvo una distribución muy amplia en la región de la Faja de Oro y en la Sierra Madre Oriental. En el área de estudio se encuentra en los campos Miguel Hidalgo, Ezequiel Ordóñez, Vicente Guerrero, Gutiérrez Zamora. Presenta un espesor que varía de norte a sur de 900 a 1600 m.

**FORMACION TAMABRA (Albiano-Cenomaniano-Turoniano)**  
Heim, A. (1930)

L.V. Illing (1948-1949) dentro del Distrito de Poza Rica dividió dicha Formación en dos miembros: 1) Tamabra Inferior, constituido por calizas dolomíticas de grano medio de color crema a gris azul, en estratos que varían de 15 a 40 cm de espesor, siendo la potencia total de este miembro de 20 a 140 metros. 2) Tamabra Superior, con espesores de 100 a 160 metros. En su parte inferior está compuesto de calizas de color crema, criptocristalinas, compactas, con nódulos de pedernal gris y negro en la base. En ocasiones presentan bandas de bentonita azul. Sobre las rocas anteriores descansa una serie de calizas criptocristalinas de color gris y pardo claro con intercalaciones de caliza porosa coquinoide, con rudistas.

Distribución: Aparece en los campos de Poza Rica, Escolín, Papantla, Cerro del Carbón, Remolino, Sta. Lucía y Presidente Alemán.

**CRETACICO SUPERIOR**

**FORMACION AGUA NUEVA. (Turoniano)**  
Stephenson (1921)

Muir (1936) dividió esta formación en dos miembros: El inferior constituido por capas de estratificación gruesa a media (70 cm de espesor), conteniendo pocas laminaciones de lutita negra quebradiza. La parte media de la sección es más arcillosa, en delgadas capas de carácter laminar. El miembro superior consiste de calizas de estratificación media a delgada. El espesor de la sección tipo es de 127 m.

Distribución: Superficialmente se extiende por casi toda la Cuenca Tampico-Misantla.

**FORMACION SAN FELIPE (Coniaciano Tardío-Senoniano)**  
Jeffreys (1910), Muir (1936)

Consiste de una serie de calizas compactas arcillosas con buena estratificación, que presentan coloración grisácea con tintes claros, verde y café, e intemperiza a crema anaranjado. Su espesor es de 300 metros.

Distribución: En el subsuelo de Poza Rica se encuentra pobremente desarrollada. En los campos de la nueva Faja de Oro se encuentran pequeños remanentes de esta formación, descansando discordantemente sobre la caliza El Abra.

**FORMACION MENDEZ (Campaniano-Maastrichtiano)**  
Dumble (1911), Jeffreys (1912)

Sobre la Formación San Felipe y en contacto transicional descansa la Formación Méndez que consiste principalmente de margas grises y azules en capas de distinto espesor, desde unos cuantos centímetros, hasta uno o más metros. Presentan fractura concoidal muy característica. En la parte superior presenta un aspecto rosado por lo que se le ha llamado Méndez rojo. Su espesor en el Distrito de Poza Rica es de 60 a 80 metros.

Distribución: Aparece en todos los campos localizados dentro del área de estudio excepto en los campos localizados en la zona arrecifal, tales como Miguel Hgo., Ezequiel Ordóñez, etc.

**PALEOCENO-EOCENO**

**FORMACION VELASCO BASAL (Paleoceno Inf.)**  
Gushman y Trager (1924).

Esta Formación suprayace concordantemente a la Formación Méndez y consiste en una secuencia de lutitas homogéneas de grano fino y localmente de capas delgadas de bentonita de color verdoso; las lutitas son de color gris, variando el tono e intensidad de verde, a azul, café, rosa, rojo o marrón. Pueden ser bastante calcáreas, pero siempre son menos duras que las margas de la Formación Méndez. Presenta un espesor promedio dentro del área de estudio de 90 metros.

Distribución: Aparece en el campo Remolino, en el pozo Tajin-1, Poza de Cuero-1, Papantla-1.

**FORMACION CHICONTEPEC INFERIOR (Paleoceno Sup.)**

Está constituida por una serie alternante de areniscas calcáreas, lutitas y margas, depositadas en aguas poco profundas. Estos sedimentos representan el tipo de estratificación llamado Flysch. En la parte inferior se encuentran capas de arenisca calcárea de grano fino, de color gris oscuro, de 50 a 60 cms de espesor, que alternan con lutitas calcáreas de 20 a 25 cms de espesor.

#### CHICONTEPEC MEDIO (Paleoceno Sup.)

Constituida por una serie de areniscas y lutitas en alternancia. Las areniscas son de color gris, de grano medio, compactas, en capas de 20 cms a un metro de espesor, ocasionalmente con material carbonoso (restos de plantas). Las lutitas son de color gris a gris azul, duras, estratificadas en capas delgadas. Presentan espesores de 40 a 200 metros.

#### CHICONTEPEC SUPERIOR (Eoceno Inf.)

Consta, en términos generales, de capas de areniscas de grano fino a medio, de color gris y gris oscuro, de 5 a 10 cms de espesor con impresiones de gusanos marinos, huellas de oleaje y restos de plantas. Alternan con capas delgadas de margas arenosas de color gris y lutitas gris azul. Estos sedimentos descansan a veces en forma discordante sobre la Formación Méndez y están cubiertos por las formaciones Aragón y Guayabal. Los fósiles característicos (foraminíferos) que permiten diferenciarlos son: para el Chicontepec Superior: Globigerina Pseudobulloides Plumer; Para el Chicontepec Med.: Cornospira Cretacea Reuss, Globigerina Velascoensis; y para el Chicontepec Inf.: Anomalina Velascoensis, Araquonia Velascoensis. Distribución: Este grupo se encuentra ampliamente distribuido en toda el área de estudio presentando un espesor de 1500 metros.

#### FORMACION ARAGON (Eoceno Inf.) Nuttall (1930).

Esta Formación consiste de lutitas margosas de color gris verdoso a gris claro, interperizando a gris rosado, con franjas arenosas en la parte inferior de la formación. La fauna consiste de globigerínidos que predominan sobre otros géneros en número de individuos presentes.

Esta Formación subyace concordante a la Guayabal y superyace de la misma manera al grupo Chicontepec. Presenta un espesor de 150 metros.

Distribución: dentro del área de estudio fueron únicamente atravesados por el pozo Poza de Cuero-1.

#### FORMACION GUAYABAL (Eoceno Med.) Cole (1927).

Constituida por lutitas de color gris, azul y café que por acción del intemperismo adquieren un color gris o crema. Entre las lutitas se encuentran nódulos de siderita y delgadas intercalaciones de arena de grano fino. En la localidad tipo esta formación es rica en restos de moluscos, briozoarios y de corales, con abundancia de foraminíferos. Este conjunto indica que se trata de un depósito de aguas someras. Presenta espesores en la superficie de 100 a 1000 metros.

Distribución: Se encuentra bien distribuida en toda el área de estudio, subyaciendo concordantemente a la Formación Tantoyuca.

## FORMACION CHAPOPOTE - TANTOYUCA (Eoceno Sup.)

**FACIES CHAPOPOTE:** Está constituida por margas de color gris verdoso a gris, que por intemperismo toman un color crema. La estratificación no es muy característica y en donde se presenta está marcada por capas delgadas de bentonita de color amarillo verdoso, siendo más frecuentes hacia la cima de la Formación. Abundan en ella los foraminíferos.

**FACIES TANTOYUCA:** La forman areniscas de grano fino a grueso y areniscas conglomeráticas de matriz calcárea con algunas intercalaciones de lutita o marga arenosa de colores gris y gris oscuro. Tiene también desarrollos de conglomerados y brechas, constituidos principalmente por fragmentos de calizas del Cretácico y por pedernal negro y fragmentos de areniscas derivados de la Formación Chicontepec. Los sedimentos que caracterizan las Facies Tantoyuca son indicativos de un depósito bajo condiciones de perturbación en un ambiente marginal. Se les considera representativos del tipo molassa, depositados al final de la Orogenia Laramide.

El espesor de la Formación Chapopote-Tantoyuca varía de unos cuantos metros hasta 400 metros; encontrándose en la Facies Chapopote foraminíferos, tales como Anomalina dorricole, Textularia eoacaena y otros. La Facies Tantoyuca también es rica en foraminíferos y pobre en moluscos.

**Distribución:** Dentro del área de estudio se encuentra ampliamente distribuida principalmente la Facies Chapopote.

## OLIGOCENO

### FORMACION HORCONES (Oligoceno Inf.)

Salas (1949).

Consiste de margas grises de tonalidad que varía de tono claro a azulado intemperizando en un color café a gris crema. Frecuentemente presenta intercalaciones de areniscas de grano fino y ocasionalmente de capas de ceniza volcánica. Dentro del Distrito de Poza Rica esta Formación se compone de lutitas con abundantes areniscas de color gris a gris blancuzco, cuarcíferas y conglomeráticas con cemento calcáreo de grano fino. Presentan un espesor aproximado de 465 metros. Esta Formación suprayace concordantemente a la Formación Chapopote-Tantoyuca y subyace de la misma manera a la Formación Palma Real Inf.

**Distribución:** Dentro del área de estudio únicamente fué encontrada en los campos de Poza Rica y Escolín.

### FORMACION PALMA REAL INF (Oligoceno Inf.)

Barker y Blow (1976).

Los sedimentos que la constituyen son en general arcillo-arenosos. El tamaño de los clastos aumenta ligeramente hacia la cima de esta formación, variando el color de gris verdoso en la base a gris plomo en la cima. Litológicamente está constituida por lutitas suaves ligeramente arenosas con delgadas intercalaciones de areniscas bien consolidadas, de grano fino y

con espesor entre 200 y 500 metros aproximadamente. Su identificación se realiza paleontológicamente, ya que presenta gran semejanza litológica con las formaciones sub y suprayacentes. Sus microfósiles son: Anomalina grosseruqosa, Cibicides cushmani Nuttall y otros.

Distribución: Se encuentra ampliamente distribuida en el área de estudio.

#### FORMACION PALMA REAL SUPERIOR (Oligoceno Med.)

Constituida principalmente por lutitas arenosas o ligeramente arenosas, con intercalaciones delgadas de areniscas de grano fino en la base; en la parte media las lutitas son netamente arcillosas y en la parte superior son nuevamente arenosas. En el área de Poza Rica presenta un espesor de 300 metros. En algunas partes se presentan también calizas coralinas de tipo arrecifal con abundancia de orbitoididos.

Distribución: Se encuentra en casi todos los campos que abarca el área de estudio.

#### FORMACION ALAZAN (Oligoceno Medio)

Dumble (1918)

Esta formación presenta una constitución litológica no siempre uniforme, pues en ocasiones las lutitas se vuelven arenosas en la parte media de la formación y llegan a convertirse en areniscas con intercalaciones arcillosas hacia la parte inferior. Sus límites superior e inferior lo constituyen las formaciones Mesón y Palma Real Sup. respectivamente. Se le considera del Oligoceno Medio por su fauna fósil (Amospitata mexicana, Bolivina tecniiformes cushman). Su espesor al poniente de la Faja de Oro es de 60 metros.

Distribución: Dentro del área de estudio no aparece.

#### FORMACION MESON (Oligoceno Sup.)

Dumble (1918).

Esta formación se desarrolló en aguas someras. Su constitución litológica es de lutitas y margas generalmente muy arenosas, de colores gris a gris azul. Sobre estas capas se encuentran estratos de arenisca calcárea de 20 a 30 cms. de espesor de grano fino a medio. Los fósiles característicos son foraminíferos del género Discorbis submamilla Barker, Lepidocyclina crassata Cushman y otros. El espesor medido en la superficie varía entre 90 a 400 metros, y en el subsuelo varía entre 110 a 875 metros. Esta Formación cubre concordantemente a la Formación Alazán, si bien en algunos lugares descansa sobre sedimentos más antiguos.

#### FORMACION COATZINTLA (Oligoceno Sup.)

Adkins (1925).

Constituida por lutitas y margas de color gris oscuro que alternan con margas arenosas y en algunos lugares con conglomerados y calizas coralinas. Esta unidad representa un depósito de aguas más profundas que las de la Formación Mesón que

la subyace discordantemente. Sus fósiles índices son Miocypsin  
mexicana Nuttall, Robulus Vouhmani. Su espesor varía desde 150  
hasta 400 metros.

Distribución: Dentro del área de estudio esta unidad se encuentra  
ampliamente distribuida.

#### FORMACION ESCOLIN (Oligoceno Sup.)

Constituida por margas gris oscuro, homogéneas y masivas que  
están cubiertas por margas arenosas alternadas con capas de  
arenisca calcárea de grano fino a medio y de caliza arenosa,  
generalmente desprovista de fósiles. Sin embargo, localmente se  
aprecian algunos lechos de lutita arenosa con abundancia de  
Sorites sp. Adnaena alvarezii. Presenta un espesor máximo de 300  
metros.

Distribución: Aparece en los campos Remolino, Hallazgo, San  
Andrés y Ezequiel Ordóñez.

#### MIOCENO

#### FORMACION TUXPAN (Mioceno Inf.-Med.)

Dumble (1911).

Constituida por una alternancia de capas de arenisca, arenisca  
calcárea, calizas arenosas y lutitas más o menos arenosas, con  
predominio de estas últimas. Localmente se aprecian algunos  
conglomerados, particularmente hacia la base de la formación,  
aunque en campos tales como el Ezequiel Ordóñez, la base está  
definida por un horizonte de tobas de color verde. Entre sus  
fósiles característicos se tienen foraminíferos de los géneros  
Rotalia beccarii linnaeus, Cibicides americanus Cushman. Esta  
Formación descansa discordantemente sobre las formaciones  
oligocénicas y está cubierta en partes por suelos costeros y  
aluviales más jóvenes que el Mioceno, no diferenciados, que  
pueden corresponder al Mioceno o hasta el Reciente. Presenta un  
espesor que varía de 300 a 1200 metros aproximadamente.

Distribución: Dentro del área de estudio aparece en los campos  
Remolino, Hallazgo, San Andrés, Miguel Hidalgo y Ezequiel  
Ordóñez, ya que en los demás campos ya ha sido erosionada.

## II.2 TECTONICA Y SEDIMENTACION

Los sedimentos de la actual Cuenca Tampico-Misanta fueron formados y deformados durante toda la historia geológica por cuatro grandes orogénias, las cuales no únicamente causaron el depósito y deformación de dichos sedimentos, sino que una de ellas aportó los mecanismos necesarios para la formación de la cuenca durante el Terciario (López Ramos op cit.).

La primera fue la orogenia Apalachiana, que se manifestó a fines del Pérmico. Fue la responsable de la formación de pilares (horsts) y fosas (grabens), permaneciendo la región emergida durante el Triásico Temprano y Medio, prevaleciendo un ambiente continental, el cual favoreció el depósito de sedimentos arcillo-arenosos rojos, correspondientes a la Formación Huizachal.

La segunda fue la orogenia Palizada, que se manifestó al final del Triásico y dió origen a muchas de las fosas que prevalecieron hasta el Jurásico Temprano (Liásico), donde se desarrollaron mares someros provenientes del Océano Pacífico los cuales dieron las condiciones necesarias para que se depositaran sedimentos arcillo-arenosos correspondientes a la Formación Huayacocotla. "Al finalizar el Jurásico Temprano, la Cuenca de Huayacocotla sufre plegamiento y emersión, quedando toda el área expuesta a erosión durante el Jurásico Medio, propiciando el depósito de sedimentos continentales rojos correspondientes a la Formación Cahuansas" (Santiago et al. op.cit. 1986).

En el Calloviano-Oxfordiano tuvo lugar una transgresión marina, la cual fue invadiendo a la actual planicie costera, desarrollándose una serie de archipiélagos en cuyas márgenes, durante el Kimeridgiano, se depositaron rocas de alta energía (oolitas y calcarenitas de la Formación San Andrés). En las depresiones situadas entre las áreas positivas se depositaron calizas arcillosas y lutitas negras correspondientes a la Formación Tamán. Durante el Titoniano toda la región fué cubierta por el mar, depositándose la Formación Pimienta; sobre algunas áreas, que en el Oxfordiano-Kimeridgiano funcionaron como islas, se depositó en ambientes de alta energía la Formación La Casita, constituida por areniscas y pocas lutitas oscuras.

"La tercera orogenia, o sea la Nevadiana, se manifestó a fines del Jurásico y principios del Cretácico a través de grandes basculamientos, como la porción de Arenque y oriente de San José de las Rusias, los cuales se levantan y sufren erosión de grandes porciones de sedimentos marinos pre-Cretácico Inferior" (López Ramos op.cit.).

Como ya se mencionó, los movimientos que dieron origen al depósito de los carbonatos del Cretácico fueron de tipo epeirogénico, ya que no se encuentran indicios de movimientos orogénicos en esos sedimentos (Fig. 1a), por lo que a fines del Jurásico Tardío y principios del Cretácico Temprano los

sedimentos presentaban la siguiente topografía marina: Al Este una plataforma, cuya parte más alta presentaba condiciones físicas favorables (profundidad, temperatura, salinidad, etc.) para el desarrollo arrecifal sobre las márgenes de las plataformas, iniciándose así el depósito orgánico de la caliza El Abra; mientras que al Oeste los sedimentos presentaban una ligera pendiente en ese sentido, con aguas más profundas que en el Este y con alto contenido de carbonato de calcio, el cual principió a depositarse en forma coloidal dando origen a la Formación Tamaulipas Inferior.

A fines del Cretácico Temprano hubo un periodo de calma depositándose en las partes más bajas sedimentos terrígenos que dieron origen a las calizas y lutitas negras correspondientes al Horizonte Otates. Al Este el arrecife continuó creciendo y se principió a hundir su basamento, debido al peso del mismo. A principios del Cretácico Medio se inició una regresión marina al Oeste de la Faja de Oro, que duró hasta fines del Cretácico Tardío, la que a mediados del Cretácico Medio -Albiano- (Figs. 1b y 1c), en el área de Poza Rica, Moralillo, etc., originó condiciones favorables para el crecimiento de bancos arrecifales, iniciándose así el desarrollo de la Caliza Tamabra, mientras que el área del arrecife continuó hundiéndose en la parte oriental, posiblemente hasta fines del Cretácico Medio (Cenomaniano). Es en esta época cuando principia a elevarse junto con la parte Occidental de la Faja de Oro, a la altura de Cerro Azul (Goveia S. 1957).

Al principiar el Cretácico Tardío (Fig. 1d), continuó la regresión marina, favoreciendo, al oeste de la Faja de Oro, el depósito de los sedimentos calcáreo-arcillosos correspondientes a la Formación Agua Nueva, San Felipe y Méndez. Posiblemente durante este depósito el arrecife presentaba zonas positivas expuestas a la erosión subaérea, mientras que en otros lugares continuaba creciendo. (Figs. 1e y 1f).

La cuarta y última orogenia (Laramide) se inició a fines del Cretácico Tardío y se continuó hasta el Eoceno, dando origen a los pliegues de la Sierra Madre Oriental, y al levantamiento de las sierras de Tamaulipas y del Macizo de Teziutlán. Es en esta época cuando con la emersión de las regiones occidentales, conjugada con la función de marco rígido que desempeñaron los cuerpos arrecifales y plataformas desarrolladas sobre la porción sureste de la Plataforma de Tamaulipas, "se delinea entre estos elementos tectónicos la Cuenca Tampico-Misantla, con un nuevo régimen sedimentológico bien definido, marcando el inicio de la Era Cenozoica" (Cabrera y Lugo 1988).

El ciclo sedimentario (Fig. 2) de la Cuenca Tampico-Misantla, se inicia a fines del Cretácico cuando la Orogenia Laramide levantó y plegó a las rocas mesozoicas, conformando a la Sierra Madre Oriental. Como consecuencia de este fenómeno, evolucionaron corrientes fluviales que transportaron durante el Paleoceno Temprano gran cantidad de sedimentos finos (Formación Velasco Basal) que fueron depositados en aguas profundas en la llamada

Cuenca de Chicontepec localizada en la porción sur de la Cuenca Tampico-Misantla.

En el Paleoceno Tardío se aprecia un rasgo distintivo en la sedimentación terciaria. En forma general, en esta época se establece la combinación de dos litofacies isócronas representadas, una por sedimentos arcillosos con contenidos faunísticos característicos de aguas profundas (Grupo Velasco) que variaban lateralmente a otra arcillo-arenosa de ambiente turbidítico, con fauna característica de aguas someras y profundas. Estas variaciones muestran un ambiente de antefosa. A fines del Paleoceno, el extremo meridional de la cuenca acusó un levantamiento estructural diferencial, con respecto a la porción septentrional, producido por esfuerzos tensionales de la mecánica emergente de la región de Santa Ana, quedando erosionada gran parte de la columna sedimentaria mesozoica, formándose posteriormente canales submarinos (Chicontepec-Nautla) que labraron su lecho, cortando rocas cretácicas y aún jurásicas. Estos canales, producto de un proceso de subducción subacuosa, constituyen el fenómeno estratigráfico más importante de la cuenca, en donde los límites erosionales adoptan cierto paralelismo con las estructuras laramídicas emergidas a fines del Cretácico.

En el Eoceno Temprano estas depresiones fueron rellenadas por sedimentos clásticos provenientes en su mayoría de las porciones continentales emergidas al occidente (Plataforma de Tuxpan). El relleno fué principalmente de sedimentos tipo flysch que en algunos casos contienen fauna re TRABAJADA del Cretácico (Fig. 2a). "Al final del Eoceno Temprano y hasta el Eoceno Medio el mar continuaba en un lento período regresivo o bien en un estado de relativa quietud, favoreciendo el depósito de sedimentos arcillosos correspondientes a las Formaciones Aragón y Guayabal" (Cabrera y Lugo 1988).

Al final del Eoceno Medio se registró el paroxismo de la orogenia que plegó el llamado Geosinclinal Mexicano, dando como resultado el depósito de sedimentos tipo molasse (Formación Tantoyuca), además de la facies arcillosa de aguas profundas de la Formación Chapopote.

En el Oligoceno se presenta una serie de intensos movimientos verticales, que proporcionaron gran cantidad de clastos representados por la bipolaridad de litofacies somero-profunda de las formaciones Horcones, Palma Real Inf, Palma Real Sup., Mesón, Coatzintla y Escolín, sucesivamente. Estas series presentan características litológicas y estratigráficas muy variables en toda la Cuenca Tampico-Misantla, debido a su carácter marcadamente regresivo.

A fines del Oligoceno la cuenca acusó un proceso regresivo muy acelerado, pero un nuevo basculamiento relacionado con fenómenos de subsidencia marcó el inicio de la época miocénica con el depósito de sedimentos transgresivos, bajo condiciones de aguas poco profundas, correspondientes a las Formaciones Coatzintla y

Escolín, y la Base de la Formación Tuxpan. El hundimiento es pulsatorio, puesto que en el Mioceno Medio hay inversión de la secuencia granulométrica de los sedimentos, es decir, finos en la base y gruesos en la cima, marcando el carácter regresivo de los mares de esta época. En el Mioceno Tardío nuevamente vuelve a definirse una secuencia transgresiva, definida con el depósito de sedimentos arenosos y arcillosos en la cima de la Formación Tuxpan.

"A fines del Mioceno la zona marginal del Golfo de México comienza a levantarse retirándose los mares hacia el oriente. Esta emersión se manifiesta tardíamente en las cuencas del Sureste. Mientras que en la Cuenca Tampico-Misantla se cerraba el ciclo sedimentológico, en aquéllas continuaba el aporte de sedimentos" (Cuevas 1980).

### **III. CRITERIOS GEOQUIMICOS**

#### **III.1 EVOLUCION DE LA MATERIA ORGANICA**

Cuando se habla del origen del petróleo de un yacimiento se habla básicamente de geología. Se ha encontrado que el petróleo está asociado directamente con rocas sedimentarias, las cuales están constituidas por materia inorgánica y orgánica, siendo esta última una pequeña parte del total de la roca, que al madurar térmicamente da origen a petróleo y/o gas.

El origen común de todos los combustibles fósiles es la materia orgánica vegetal y animal, depositada con los sedimentos en las cuencas de depósito subacuáticas. El aporte orgánico proviene de los vegetales continentales y del microplancton, cuya abundancia y tipo depende de las condiciones geológicas, topográficas y climáticas de las áreas circundantes o del interior de las cuencas.

En las cuencas marinas el fitoplancton es el mayor productor de materia orgánica, siendo de menor importancia el zooplancton y las bacterias.

Han existido ciertas épocas geológicas más favorables para la producción de materia orgánica, como la época de las grandes transgresiones que dieron principio a partir del Jurásico Superior y se extendieron hasta el Cretácico, con amplios mares que invadieron las plataformas continentales. Esta época corresponde a fuertes producciones de materia orgánica dentro de las cuencas de depósito.

También ha habido épocas en que, como las del Pérmico y Triásico se tuvieron producciones mínimas de materia orgánica en las cuencas sedimentarias.

La preservación de la materia orgánica en todos los medios de depósito se ve dificultada por el ataque de microorganismos, tales como las bacterias cuya acción es más severa en los medios aeróbicos. Así pues, tanto los sedimentos como las rocas sedimentarias y la materia orgánica contenida en ellas, pasa por tres etapas litogenéticas durante la evolución de una cuenca (Fig.3).

Esta evolución se inicia en la etapa de diagénesis que ocurre a profundidades, temperaturas y presiones bajas, comprendiendo cambios bioquímicos y químicos de la materia orgánica durante la consolidación de los sedimentos.

La diagénesis comienza desde el depósito de los sedimentos junto con la materia orgánica, pasando por la degradación bioquímica, policondensación e insolubilización, terminando con la litificación de dichos sedimentos y la formación del kerógeno propiamente dicho. Esto es, los componentes orgánicos pasan por una fase inicial oxidante en la cual una gran cantidad de la materia orgánica dispersa va a ser destruida por la acción microbiana y por el cambio de condiciones aeróbicas a anaeróbicas, en la que sólo una parte de la materia orgánica preservada continúa siendo destruida a un ritmo menor por la acción de las bacterias anaeróbicas. "En esta fase la magnitud del Eh disminuye de 200 a 300 milivolts. El pH se estabiliza entre 6.8 y 8.5 ppm" (Lopatin, 1983).

Por último tiene lugar la fase fundamental de agrupación de la materia orgánica en el sedimento, dando lugar al kerógeno propiamente dicho, que es un complejo orgánico altamente polimerizado, insoluble y no hidrolizable originado a partir de los restos no asimilados por los organismos, al que se le han incorporado hidrocarburos biosintéticos que no tienen una estructura bien definida.

"Durante la etapa de diagénesis la mayor parte de la materia orgánica se pierde en los procesos de biodegradación, hidrólisis, oxidación directa, etc. Dichas pérdidas pueden ser del 90% al 97% en la fase oxidante y del 30 al 50% en la fase reductora" (Lopatin, 1983).

En condiciones aeróbicas diagenéticas la mineralización de la materia orgánica puede ser completa transformándola en  $CO_2$  y agua. Cabe señalar que durante esta etapa se forman principalmente hidrocarburos del tipo del metano.

Al continuar el sepultamiento y el aumento de la presión y la temperatura se llega a la etapa catagenética, en la cual el kerógeno pierde su estabilidad química y en su maduración comienza a generar hidrocarburos, es decir, ha ingresado a la ventana del petróleo. En esta etapa los valores de la temperatura oscilan entre 50° y 200°C.

El kerógeno tiende a lograr un nuevo equilibrio termodinámico, produciendo sustancias reestructuradas más estables, mediante el

enriquecimiento de carbono, ruptura de enlaces entre núcleos aromáticos, eliminación de grupos funcionales y aromatización creciente. En esta etapa se genera una importante fracción soluble, rica en hidrógeno y de peso molecular decreciente y de carácter parafínico. Esta fracción puede migrar y acumularse como petróleo crudo. Al finalizar esta etapa ya no hay generación de hidrocarburos líquidos y únicamente se tienen pequeñas cantidades de pentano.

La última etapa de evolución es la metagénesis, la cual se presenta a grandes profundidades con temperaturas mayores de 200°C. Sin embargo, esta última etapa de evolución de la materia orgánica se inicia antes (reflectancia de vitrinita cercana a 2%) que el metamorfismo de la fase mineral (reflectancia de vitrinita cerca a 4%).

### **III.2 METODOS GEOQUIMICOS**

Mediante análisis químicos y físicos podemos saber si una roca contiene suficiente materia orgánica, así como su grado de madurez y si ha generado o no hidrocarburos. En el caso de los aceites podemos saber su grado de evolución y sus relaciones con otros aceites, extraídos de la misma cuenca, así como relacionarlos con las rocas generadoras. Para ello es necesario realizar pruebas en las muestras de roca y en las de aceite por medio de varios métodos, de los cuales a continuación mencionaremos los que actualmente se practican en nuestro país.

#### **a) PIROLISIS**

Este análisis se lleva a cabo actualmente en el Instituto Mexicano del Petróleo con el evaluador de rocas (Rock-Eval III) que proporciona la siguiente información:

C.O.T (contenido de carbono orgánico total) con el cual se determina el potencial generador de la roca; si su contenido es mayor de 0.2% en rocas carbonatadas o mayor de 0.5% en terrigenas, se considera de importancia.

S<sub>1</sub>: Hidrocarburos libres presentes en la roca, que corresponden a la cantidad de hidrocarburos del tipo del petróleo ya formados que existen en la misma. A partir de un contenido mínimo de 500 ppm se puede condiderar a las rocas como probables almacenadoras.

S<sub>2</sub>: Hidrocarburos potenciales, es decir, son aquéllos que aún pueden ser generados por la materia orgánica dispersa en las rocas sedimentarias por medio de pirólisis; para considerar a una roca con potencial generador es aceptable un valor mínimo de 2000 ppm.

S<sub>3</sub>: Bióxido de carbono de origen orgánico, desprendido durante la pirólisis a una temperatura menor de 390°C, ya que a partir de los 400°C se produce también CO<sub>2</sub>, pero

proveniente de la materia mineral de la roca. Este parámetro indica la cantidad de moléculas orgánicas oxigenadas en la materia orgánica dispersa en la roca.

$T_{max}$ : Temperatura máxima de pirólisis. Este parámetro corresponde a la posición térmica del punto máximo del pico perteneciente a los hidrocarburos potenciales ( $P_x$ ), e indica el grado de maduración alcanzado por la materia orgánica dispersa en la roca. La posición de la ventana del petróleo se sitúa entre 430 y 460°C de  $T_{max}$

Con los valores de  $S_2$  y  $S_3$ , obtenidos durante la pirólisis y relacionados con los valores de carbono orgánico de la misma muestra, obtenemos los valores del índice de hidrógeno ( $IH=S_2/COT$ ) y el índice de oxígeno ( $IO=S_3/COT$ ), con los que se construyen gráficas del tipo de Van Krevelen a partir de las cuales podemos determinar el tipo de materia orgánica de la muestra y su grado de evolución. Así pues, si el índice de hidrógeno es alto y el índice de oxígeno es bajo, consideramos que la materia orgánica es de tipo algáceo o herbáceo; por el contrario si el IH es bajo y el IO es alto consideraremos que la materia orgánica es de tipo leñoso y/o carbonoso.

#### b).EXTRACCION

La materia orgánica dispersa en las rocas sedimentarias puede dividirse en dos tipos, por lo que se refiere a la metodología de su estudio: Materia orgánica soluble en solventes orgánicos y Materia orgánica insoluble en solventes orgánicos (kerógeno sensu stricto). Mediante el ataque de las muestras de roca con solventes tales como cloroformo, alcohol, benceno, acetona, etc. se pueden obtener extractos (bituminoides) de la materia orgánica, los cuales pueden cuantificarse y estudiarse detalladamente por diversos métodos, para conocer sus composiciones elementales y de grupo.

#### c).CROMATOGRAFIA DE PLACA

Este método proporciona información acerca de la composición del extracto mediante la separación en tres fracciones: hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos y productos pesados. Permite inferir el grado de evolución de dicho extracto, sabiendo que se incrementa conforme disminuye la cantidad de productos pesados y aromáticos. Es útil en las correlaciones de roca-aceite y aceite-aceite.

#### d).CROMATOGRAFIA LIQUIDA

Proporciona información similar a la anterior, con la diferencia de que el análisis se practica también a la fracción residual de los crudos.

#### e). CROMATOGRAFIA DE GASES

Los resultados de estos análisis se presentan en forma de gráficas llamadas cromatogramas, en las que se observan una serie de picos, cuya magnitud depende del volumen de compuestos con un número "n" definido de átomos de carbono, presentes en la fracción analizada del extracto o muestra de aceite o gas.

#### f). ESPECTROSCOPIA DE RAYOS INFRARROJOS

Por medio de este tipo de análisis es posible determinar la presencia de grupos funcionales en las estructuras de tipo aromático y parafínico, así como de compuestos oxigenados en el extracto o aceite analizado. La evolución del extracto tenderá a ser mayor, conforme mayor sea la relación entre la banda localizada a  $1460 \text{ cm}^{-1}$ , vibración del grupo  $\text{CH}_2$  y la situada a  $1600 \text{ cm}^{-1}$  ( $\text{C}=\text{C}$  del anillo aromático). Es útil en la correlación aceite - aceite y roca - aceite.

#### g). ESPECTROMETRIA DE ABSORCION ATOMICA

Por medio de este análisis se determina en los aceites el contenido de vanadio y níquel. Rosscup y Bowmau en 1979 establecieron que el vanadio es térmicamente menos estable que el níquel. De acuerdo con ellos, los aceites más evolucionados deberán presentar una relación vanadio/níquel inferior a la de los aceites que hayan experimentado una evolución térmica menor.

### III.3 METODOS OPTICOS

#### a). III.3.1 METODOS PALINOLOGICOS

"La materia orgánica dispersa (MOD) puede estudiarse en láminas palinológicas que tienen como objetivo identificar y cuantificar los componentes orgánicos e inorgánicos del residuo, así como determinar el índice de alteración térmica (IAT) y transmisión de la luz de los palinomorfos" (Rueda, 1987). Las características físicas y químicas de los productos detriticos, orgánicos e inorgánicos del residuo palinológico, permiten determinar las condiciones sedimentarias y paleoambientales de las rocas o sedimentos estudiados. Las principales características a estudiar son:

- Abundancia del residuo palinológico.
- Abundancia de la materia mineral.
- Abundancia de la materia orgánica.
- Aspectos del residuo palinológico.
- Tamaño de la materia mineral.
- Tamaño de la materia orgánica.

Del análisis del residuo palinológico se determinan:

- Tipo de materia orgánica.
- Color de la materia orgánica.
- Índice de alteración térmica (IAT).
- Índice de translucidez de los palinomorfos.
- Cantidades relativas de los microfósiles marinos y continentales.
- Edad de las rocas.

El tipo de materia orgánica se identifica en el residuo palinológico y los términos que califican en función de su naturaleza a los diversos constituyentes orgánicos son: algáceo, amorfo, herbáceo, maderáceo y carbonoso.

#### b).III.3.2 PETROGRAFIA DE LA MATERIA ORGANICA DISPERSA

La clasificación del kerógeno, tal como se define por el análisis elemental y las trayectorias de evolución en el diagrama de Van Krevelen (Fig.4) es todavía el método más confiable para caracterizar la naturaleza y el potencial petrolífero de la materia orgánica. El kerógeno tipo I, generalmente depositado en medios lacustres y el tipo II, generalmente relacionado con medios marinos reductores, se derivan de material planctónico y otros materiales afectados en mayor o menor grado por microorganismos que habitan en el sedimento (Demaison y Moore, 1980 en Tissot, 1984). Ellos ofrecen un potencial muy elevado para la generación de petróleo y gas, dependiendo de la etapa de evolución térmica. El kerógeno tipo III se deriva principalmente de plantas terrestres transportadas a un medio de depósito marino o no marino, las cuales han experimentado solamente un nivel moderado de degradación antes de su sepultamiento.

Un cuarto tipo básico es la materia orgánica residual que se caracteriza por una relación atómica O/C anormalmente alta (0.25 o más), asociada con una baja relación atómica H/C (0,5 ó 0.6). Este material (a veces llamado kerógeno tipo IV) es una forma de carbón muerto y carece de potencial para la generación de hidrocarburos.

Los estudios ópticos con luz reflejada, generalmente están orientados hacia la caracterización de la etapa de maduración de la materia orgánica, pero también incluyen la identificación del kerógeno. Los principales grupos de macerales observados en la petrografía del carbón y que pueden aplicarse a la petrografía de la materia orgánica dispersa en las rocas sedimentarias, corresponden a los macerales de las hullas: vitrinita, exinita (liptinita) e inertinita. De acuerdo a los estudios que se han realizado por diversos especialistas, estos componentes provienen de compuestos orgánicos que a continuación se describen (Alpern, 1975):

#### -TEJIDOS VEGETALES

Pueden estar fusinizados (medio aeróbico) o gelificados (medio anaeróbico). Sólo estos últimos evolucionan con la diagénesis (serie humotelinita-telinita-telocolinita) pueden ser objeto de mediciones fotométricas

#### -ESPORAS

El conjunto de exinas de esporas y pólenes, particularmente adaptados a la dispersión y a la transgresión de facies, permiten a la vez las mediciones de reflectancia y de fluorescencia.

#### -GELES

La serie celulósica gelinita-colinita ofrece teóricamente el material ideal para la reflectometría

#### -ALGAS

Estas partículas de reflectancia casi nula, tienen una fluorescencia elevada. Las más frecuentes son las Botryococcus y las Tasmanites.

Los especialistas del carbón han colocado a las algas con las esporas, las cutículas y las resinas en el grupo de la exinita. Alpern (op.cit.) considera, sobre todo después de la adquisición de la fluorescencia cuantitativa, a esta familia, ya de por sí suficientemente compleja como un grupo aparte.

Existen diversos métodos para determinar la maduración de la materia orgánica; siendo los más usados:

- a). INDICE DE ALTERACION TERMICA (IAT). Se basa en el cambio de la coloración progresiva que sufren las esporas en su historia de maduración; se apoya en los colores que estas presentan al ser observadas al microscopio e indican los efectos causados por la temperatura a la que estuvo expuesta la materia orgánica dispersa en las rocas del subsuelo. El kerógeno va a presentar una coloración que varía del verde amarillento al café oscuro o negro, es decir, de una muestra inmadura a una muy severamente madura, cuyo valor numérico varía de +1 a +4 ó 5. Se considera a una muestra atractiva dentro de la generación de hidrocarburos cuando presenta valores de -2 a +3, en donde la coloración va del amarillo al café claro (Tabla 2).
- b). REFLECTANCIA DE LA VITRINITA (Ro). La reflectancia es uno de los parámetros más usados para medir la madurez de las rocas generadoras y se aplica a fragmentos pequeños de vitrinita dispersa en los sedimentos (Alpern, 1975), ya que a medida que la maduración se incrementa este maceral refleja mejor la luz.

Cuando se estudia una columna estratigráfica normal, la reflectancia de vitrinita ( $R_o$ ), cuya determinación se hace en inmersión de aceite, empieza con un valor de 0.2% para las capas cercanas a la superficie y se incrementa logarítmicamente con un aumento lineal en la profundidad. La zona de generación de aceite empieza con un valor inicial de  $R_o = 0.53\%$  y termina cuando el  $R_o$  presenta un valor final de 1.30% (Fig.5).

c). FLUORESCENCIA. La fluorescencia primaria o autofluorescencia es una adquisición relativamente nueva entre los métodos de medición del grado de madurez de la materia orgánica y es la propiedad que poseen ciertas sustancias principalmente las orgánicas, de emitir una respuesta visible cuando son excitadas (y solamente durante la excitación) por una radiación de longitud de onda más corta, ya sea, visible (azul-violeta) o invisible (ultravioleta).

La energía recibida excita a ciertos electrones periféricos, que regresan a su posición de equilibrio, emitiendo una radiación específica al objeto, a su naturaleza y a su estado de evolución. La radiación emitida por el objeto es analizada por un espectro de barrido continuo, que permite trazar un histograma de fluorescencia, del cual diversas características, pueden servir después de ser corregidas:

- Posición del máximo
- Longitud de la altura media
- Relación rojo-verde
- Eventualmente la intensidad. Este último parámetro, el cual podría pensarse que es el más interesante, es en realidad difícil medirse con precisión, debido fundamentalmente a que el espesor del objeto excitado condiciona en parte la intensidad de la radiación emitida ya que este espesor no es constante en secciones pulidas.

Otra característica específica de la intensidad de fluorescencia de la materia orgánica, es que se modifica a lo largo del tiempo ("Fading" de Van Gijzel).

Van Gijzel (1975) registra los espectros de pólenes extraídos de rocas y constata una evolución del azul al verde y después al amarillo y al café, antes de la desaparición de esta propiedad. El signo de Fading positivo o negativo, así como su intensidad medida en por ciento de la radiación inicial, proporciona indicaciones interesantes que pueden tener un valor de diagnóstico para las partículas emisoras. Para una misma edad, algas y esporas no tendrán el mismo signo de Fading, además en el curso de la catagénesis el sentido de este signo se puede invertir.

Como ya se mencionó, en la etapa catagenética, el kerógeno comienza a producir hidrocarburos, es decir, ingresa a la ventana del petróleo. Al analizar una muestra de kerógeno ópticamente, si ésta presenta valores de IAT y Ro de 2 y 0.53 respectivamente, se dice que comienza la generación de hidrocarburos, es decir se encuentra en la etapa inicial de la ventana del petróleo. A medida que la profundidad y la temperatura se van incrementando, el kerógeno va adquiriendo una mayor maduración, por lo consiguiente el IAT y el Ro aumentan. De tal manera, cuando la materia orgánica dispersa en las rocas presente valores de IAT y Ro de +3 y 1.30 respectivamente (Tabla 2 y Figura 5) se sabrá que ésta se encuentra en la etapa final de la ventana del petróleo.

Los análisis ópticos son parámetros que permiten obtener de una manera directa el grado de maduración de la materia orgánica dispersa en las rocas sedimentarias. Además de estas técnicas de laboratorio existen otros métodos indirectos que permiten conocer el grado de maduración de la materia orgánica, tales como las gráficas de historia de sepultamiento y el cálculo del índice de maduración tiempo temperatura (ITT), los cuales se tratarán más adelante.

T A B L A 2

COMPARACION DE COLORES DE LA MATERIA ORGANICA CON IAT Y Ro

COLOR DE LA M.O.	GRADO DE MADUREZ	IAT	RO	ZONA
1. Hialino	inmadura	1		
2. Verde amarillento	inmadura	+1		Diagenética
3. Amarillo claro	inmadura	+1		
4. Amarillo	débilmente madura	-2	0.5	
5. Amarillo anaranjado	débilmente madura	2		
6. Anaranjado amarillento	moderadamente madura	2		Catagenética
7. Anaranjado	moderadamente madura	+2		
8. Anaranjado café-claro	moderadamente madura	+2	1.0	
9. Café claro-café rojizo	fuertemente madura	-3		
10. Café	fuertemente madura	3	2.0	
11. Café oscuro	severamente madura	+3		Metagenética
12. Café oscuro-negro	severamente madura	+4	4.0	
13. Negro corroído irreconocible	muy severamente madura	+4, 5		

(TABLA DE GEDCHEN, MODIFICADA POR JAINE RUEDA G. EN 1982)

### III.4 ROCAS GENERADORAS

Se consideran propiamente rocas oleogeneradoras (rocas-OG) a todas aquellas unidades que han generado y expulsado aceite o gas para formar una acumulación de hidrocarburos.

N.B. Vassoevich (en Lopatin 1987), mostró que el micropetróleo es una parte de los bituminoides semejantes al petróleo, que aparece en la etapa de la sedimentogénesis en forma de petróleo embrionario y posteriormente de manera gradual "madura" se complementa con nuevos hidrocarburos en la zona diagenética (micropetróleo joven) y fundamentalmente en la zona catagenética (micropetróleo maduro).

N.B. Vassoevich llamó MICROOLEOGENERADORAS a las rocas que contienen micropetróleo; a aquellas que en condiciones favorables son capaces de expulsar el micropetróleo las catalogó como potencialmente OLEOGENERADORAS y a aquellas que efectivamente produjeron petróleo en el pasado, OLEOPRODUCTORAS. Al no tener la seguridad de que las rocas-OG continúen en el presente generando petróleo, se recomendó llamarlas OLEOPRODUCTIVAS.

Resulta evidente la conveniencia de diferenciar el concepto "potencial oleogenerador" en potencial oleogenerador de la materia orgánica (POG-MO) y potencial oleogenerador de la roca (POG-R). El primero de ellos se determina por la composición maceral de la materia orgánica (por su tipo). El segundo, por el contenido de la materia orgánica en la roca y las cantidades de micropetróleo que han pasado a una fase independiente de petróleo, así como su grado de emigración. Es decir, por las características específicas de la roca-og y del medio ecológico circundante más próximo a ella. La necesidad de determinar dos POG particulares surge del hecho de que a menudo las rocas sedimentarias contienen materia orgánica con un alto POG-MO, pero su contenido en la roca no es muy grande; por ello, incluso teniendo un tipo adecuado de materia orgánica, la roca total tendrá un potencial oleogenerador pobre.

De lo anterior, las características principales que distinguen a una roca efectivamente oleogeneradora son:

- a) El tipo sapropélico (kerógenos de los tipos I y II)
- b) Un alto contenido de carbono orgánico
- c) Un carácter arcilloso de la parte mineral de la roca
- d) La asociación mineralógica más favorable: montmorilonita - mica hidratada.
- e) Condiciones de sedimentación marina y agua salada
- f) Una relación óptima entre las capas-og y las rocas almacenadoras dentro de la formación-og.

El POG-MO se determina por diferentes criterios: El primero es de carácter semicuantitativo y emplea el método de la petrografía del carbón para determinar el contenido porcentual de los grupos

macerales liptinitico, vitrinitico e inertinitico, con respecto a la superficie total de la lámina delgada (o superficie pulida) del kerógeno de una roca, lutita bituminosa o carbón durante las descripciones microscópicas tradicionales, mientras que en la composición de la materia orgánica se determina una masa amorfa fluorescente de naturaleza alginítica, mixtinitica y fragmentos de macerales carbonosos.

Si la porción alginítica de la materia orgánica dispersa sobrepasa al 50% de todos los componentes, será un signo de kerógeno rico y, por el contrario, si presenta un contenido menor del 10%, el kerógeno estará prácticamente privado de POG. Si los grupos de macerales liptiniticos presentan un porcentaje del 70%, se consideran que tienen un POG-MO muy elevado. Los carbones vitriniticos con un contenido de macerales liptiniticos de 15 a 20% no están privados de un determinado potencial oleogenerador, pero con valores menores del 10% tienen solamente un potencial gasogenerador.

El segundo criterio está ligado a mediciones instrumentales directas del POG-MO en condiciones termodestruccionales por pirólisis. En particular, el pirolizador Rock-Eval proporciona una determinación rápida del tiempo y etapa de evolución del kerógeno, y al mismo tiempo una evaluación directa del potencial de generación de hidrocarburos. De lo anterior, una roca sometida a pirólisis puede presentar los siguientes valores, que sirven para calificar su potencial generador:

POTENCIAL PETROLERO TOTAL (S <sub>1</sub> +S <sub>2</sub> )KgHC/Ton roca	POTENCIAL: 0.01-0.5 EVALUACION: MUY DEBIL	0.51-2.0 DEBIL	2.01-5.0 MODERADO	5.01-20.0 BUENO	>20 MUY BUENO
INDICE DE HIDROGENO (S <sub>2</sub> /CO)	INDICE: 0-100 EVALUACION: DEBIL	101-300 MODERADO	301-600 FUERTE	>600 MUY FUERTE	
INDICE DE OXIGENO (S <sub>3</sub> /CO)	INDICE: 0.50-50 EVALUACION: MUY DEBIL	51-100 DEBIL	101-200 MODERADO	201-400 FUERTE	>400 MUY FUERTE
TEMP. MAX. DE PIROLISIS (C°)	TEMPERATURA: <300 GDO DE MADUREZ: INMADURA	430-460 MADURA	>460 MUY MADURA		

En la evolución de las rocas oleogeneradoras Vassoevich (Lopatin y Yemetz, 1987) diferenció cuatro etapas:

1. De sedimento potencialmente oleogenerador (correspondiente a la etapa de la diagénesis) subdividida en las subetapas de diagénesis aeróbica y anaeróbica.
2. De roca potencialmente oleogeneradora (correspondiente a la subetapa de la protocatagénesis).

### 3. De rocas oleoproduktivas.

4. De rocas que fueron oleoproduktoras (agotadas), que han gastado su facultad de generar micropetróleo, pero que conservaron o incluso aumentaron su capacidad de generar gases hidrocarburoados.

La primera etapa está ligada al período de la sedimentogénesis, es decir, del nacimiento de uno u otro sedimento. Esta etapa tiene un significado decisivo entre las demás etapas de evolución de las rocas-og, ya que la deformación de un sedimento con un elevado POG está determinada por los factores de sedimentogénesis, es decir: el tipo y contenido de materia orgánica que se acumula en el sedimento, las características específicas del medio mineral circundante y las condiciones oxidante-reductoras en el sedimento suave no cementado.

En la etapa de la diagénesis es sumamente importante que las condiciones aeróbicas sean sustituidas lo más pronto posible por las anaeróbicas, lo cual impide grandes pérdidas de materia orgánica durante los procesos de biooxidación.

En la zona protocatagénica, de condiciones de termólisis de baja temperatura, los procesos de generación de micropetróleo son aún muy débiles, aunque en esta etapa ya se observa un ligero enriquecimiento en bituminoso de la materia orgánica dispersa, así como una distribución migratoria difícil de registrar, del micropetróleo en las formaciones oleogeneradoras. Sólo en este grado de evolución, que posee las premisas necesarias puede ser llamada POG.

En la etapa mesocatagénica temprana se desarrollan dos significativos procesos. En condiciones de una termólisis más fuerte de la materia orgánica se incrementa fuertemente la neoformación de hidrocarburos, principalmente de moléculas ligeras. Como regla, sincrónicamente con el alcance del nivel de generación máximo de micropetróleo, de manera acelerada se lleva a cabo su emigración, que como resultado final conduce a la formación de yacimientos de petróleo. La terminación de la fase fundamental de generación del petróleo (FFGP) está acompañada del agotamiento de la roca-og, debido a que la velocidad de emigración de los hidrocarburos a partir de ella rebasa a la velocidad de neoformación de hidrocarburos del proceso de generación que se extingue. Sin embargo, son frecuentes los casos en que la emigración del petróleo se retrasa o no tiene lugar, debido a la ausencia de rocas almacenadoras en la misma formación oleogeneradora.

En la etapa mesocatagénica tardía, las rocas que habían sido oleogeneradoras, que prácticamente han agotado su potencial oleogenerador poseen un potencial gasogenerador considerable. En esta etapa de evolución, conjuntamente con el gas hidrocarburoado que se genera y emigra en forma intensa, continúan saliendo en solución gaseosa hidrocarburos líquidos de la serie del petróleo, debido principalmente al agotamiento total del POG-R como,

parcialmente, a la presencia de productos ligeros, resultado de la termodestrucción del micropetróleo, formados en el periodo de la FFGP, pero que habían quedado atrapados en la parte central de las rocas-og arcillosas.

Vassoevich, Lopatin y Nagovitzyna (Lopatin y Yemetz, op. Cit.) propusieron dividir en tres clases el potencial oleogenerador de una roca, en función de su grado de realización en la catagénesis:

**I. Completo o inicial (POG-inicial)**

Corresponde a la cantidad total de micropetróleo-petróleo que una roca-og es capaz de formar durante todo el periodo de su evolución en la cuenca sedimentaria.

**II. Residual (POG-residual)**

Equivale a la cantidad de micropetróleo-petróleo que una capa (formación-og), con un determinado grado de evolución catagenética, puede aún generar, además del ya generado en las etapas previas.

**III. POG intermedio (POG-intermedio)**

Que es igual al potencial existente entre dos gradaciones catagenéticas.

Es evidente que para la solución de las tareas prácticas que se le presentan a la geoquímica del petróleo y del gas, es importante conocer el potencial comercial de una formación-og, es decir, la cantidad final de petróleo que ha emigrado desde ella y que da lugar a la formación de yacimientos grandes y gigantes.

### **III.4.1 ROCAS GENERADORAS EN EL AREA DE ESTUDIO**

Tomando en cuenta las condiciones y características ya mencionadas que debe reunir una roca-og, las fuentes de generación de los hidrocarburos, contenidos tanto en los campos localizados en el atolón de la Faja de Oro y en los demás campos localizados dentro del área analizada, deben corresponder en gran parte a los depósitos de cuenca, que constituyen las formaciones Pimienta, Tamán y Santiago del Jurásico Superior.

El POG de estas formaciones está debidamente comprobado por los estudios químicos y ópticos efectuados en núcleos de pozos y en rocas aflorantes en su localidad, los cuales manifiestan su alto contenido, calidad y tipo de materia orgánica apropiada, la cual ha tenido las condiciones necesarias para madurar y generar el aceite y gas, que bien pudo alimentar a los grandes yacimientos cretácicos y jurásicos de los campos petroleros situados en la planicie costera y plataforma continental del Golfo de México, incluyendo el atolón de la Faja de Oro (López Gómez, 1988).

Desafortunadamente, en México se han podido efectuar muy pocos análisis ópticos (petrográficos) mediante los cuales, entre otras cosas, se puede obtener el grado de maduración a partir de la reflectancia de vitrinita (Ro). Este es un método directo y muy confiable, ya que cuando se mide el grado de maduración a partir del índice de alteración térmica (IAT) el valor obtenido no es muy confiable y debe ser apoyado con otra técnica.

En 1983 la compañía Shell Oil realizó una serie de análisis de pirólisis y ópticos para comprobar el POG de las formaciones del Jurásico Superior, para algunos pozos situados fuera del Área de estudio, pero localizados dentro de la misma provincia geológica.

Los resultados en dichos pozos pueden servir de base para interpretar el comportamiento de los pozos petroleros tratados en este trabajo, ya que las condiciones ambientales, tectónicas y sedimentológicas fueron semejantes durante el depósito y evolución de las formaciones generadoras del Jurásico Superior en toda el Área que hoy ocupa la actual Cuenca Tampico-Misantla.

Los pozos que fueron analizados por la Shell Oil Co. son: Horcón-201, Caballo-1, Cañas-201, Sultepec-1 y Arroyo Viejo-1. En las columnas cortadas en cada uno de estos pozos se realizaron análisis geoquímicos y ópticos, en los cuales se determinó el tipo de kerógeno, tipo de maceral más abundante y el grado de madurez de la materia orgánica a partir de la reflectancia de vitrinita (Ro). Se utilizó el método de cromatografía de placa, mediante el cual se determinó el contenido total en peso de HC (%). El contenido total en peso (%) de carbono orgánico se obtuvo mediante un horno de inducción. Los resultados se muestran en la Tabla 3.

La Tabla 3 muestra que cuando el contenido de carbono orgánico (% en peso) es menor a 1%, no importando su buena calidad, la roca carece de POG. Es el caso de la formación Santiago y Pimienta atravesadas por los pozos Sultepec-1 y Arroyo Viejo-1 respectivamente. Mientras tanto, si el contenido total en peso (%) de carbono orgánico es mayor a 1% y es de buena calidad, se considera que los POG-MO y POG-R son buenos.

Además, en dicha tabla se observa claramente que en el pozo Caballo-1 el núcleo analizado de la formación Pimienta presenta un alto contenido de carbono orgánico (mayor a 3%), siendo este de los tipos I y II por lo que es de buena calidad. Dicha formación presenta un POG regular. En los demás pozos los núcleos analizados presentan un contenido de carbono orgánico menor del 3%, disminuyendo al mismo tiempo la calidad de la materia orgánica (tipos II y III) y el POG-MO.

Relacionando los potenciales (POG-MO y POG-R) con la maduración alcanzada (Ro), se observa que la rocas-og se encuentran en la etapa mesocatagenética, es decir, se encuentran en la fase fundamental de generación de petróleo (FFGP).

A partir de estos análisis se comprueba que las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta del Oxfordiano, Kimeridgiano y Titoniano respectivamente, son las que presentan ciertas características favorables para considerarlas como rocas generadoras importantes de los aceites almacenados en los yacimientos jurásicos, cretácicos y terciarios de los campos localizados en la Cuenca Tampico - Misantla. Independientemente que la calificación emitida por la compañía citada sea baja, los porcentajes de carbono orgánico, así como el grado de maduración alcanzado, nos indican características favorables que, unidas a las observaciones litológicas y a análisis practicados en otras muestras de dichas formaciones, comprueban su potencial oleogenerador.

T A B L A 3

PARAMETROS OBTENIDOS POR LA SHELL OIL COMPANY PARA COMPROBAR EL POTENCIAL OLEOGENERADOR DE LAS FORMACIONES SANTIAGO, TAMAN Y PIMIENTA.

POZO	PROF/M	HORIZONTE GENERADOR	TIPO DE KEROGENO	RO (Z)	EXTR. TOTAL HC (Z Peso)	Corg (Z Peso)	CALIDAD DE LA ROCA GENERADORA
HORCON-201	2943	SANTIAGO	II	0.83±0.04	1.043	1.65	MARGINAL
CABALLO-1	2301	PIMIENTA*	I,II	1.08±0.05	0.771	3.11	REGULAR
CAGAS-201	2701	TAMAN	II	0.95±0.04	0.436	1.16	MARGINAL
SULTEPEC-1	2306	TAMAN	II,III	0.77±0.08	0.364	1.14	MARGINAL
SULTEPEC-1	2450	SANTIAGO	----	0.82±0.06	0.044	0.43	DEFICIENTE
ARROYO VIEJO-1	2221	PIMIENTA	II	0.73±0.05	0.281	0.67	DEFICIENTE
ARROYO VIEJO-1	2291.5	TAMAN	II,III	0.87±0.06	0.341	1.35	MARGINAL

(\*) EL NUCLEO MUESTREADO CORRESPONDE A LA FORMACION PIMIENTA, AUNQUE EN EL REPORTE ANALITICO LO ASIGNAN A LA FORMACION TAMAN, DEBIDO A QUE LA COLUMNA DEL POZO NO SE HABIA AUN CORREGIDO PALEONTOLOGICAMENTE.

### III.5 ROCAS ALMACENADORAS

Se consideran rocas almacenadoras a todas aquellas que sean capaces de contener en sus espacios porosos hidrocarburos. Generalmente tienen una extensión geográfica mayor que la de los yacimientos, debido a que éstos están restringidos a la trampa. Para que un cuerpo o estrato pueda considerarse como almacenador debe mostrar las siguientes características (Rodríguez, 1986):

1. Ser poroso, es decir, poseer espacios suficientes para almacenar un volumen considerable de hidrocarburos, pudiéndose expresar por la siguiente fórmula:

$$\text{Porosidad absoluta} = \frac{\text{Volumen total de poros} \times 100}{\text{Volumen de la roca}}$$

Sin embargo, desde el punto de vista petrolero, lo que realmente es importante es la llamada porosidad efectiva o relativa y que se define como el porcentaje del volumen total de roca ocupada por vacíos interconectados de tamaño supercapilar y que se expresa en la fórmula siguiente:

$$\text{Porosidad efectiva} = \frac{\text{Volumen de poros interconectados} \times 100}{\text{Volumen de la roca}}$$

Siendo esta relación la que determina el volumen de aceite o de gas que se puede mover del yacimiento al pozo.

La importancia de la porosidad y del espesor dependen de las condiciones locales y la mayoría de las rocas productoras tienen porosidades mayores al 10% y espesores superiores a los 3 m. Sin embargo, una roca con porosidad menor puede ser explotable si su espesor es grande, o una roca delgada puede ser explotable si su porosidad es excepcionalmente grande. Algunas areniscas y carbonatos constituyen verdaderos receptáculos regionales, conteniendo agua e hidrocarburos en grandes extensiones, hasta alcanzar la o las trampas echado arriba; sin embargo, la distribución de la porosidad en los carbonatos frecuentemente es muy errática, ya que ésta se debe a disolución.

2. Ser permeable, es decir, que sus poros estén de tal manera intercomunicados que permitan el movimiento de los fluidos dentro de la roca o estrato. Por lo tanto, de la permeabilidad depende la migración de los fluidos hasta alcanzar la trampa y la descarga de los hidrocarburos al pozo.

3. Mostrar cierta continuidad vertical y lateral. Adicionalmente a una porosidad adecuada, la roca almacenadora debe tener un cierto grado de continuidad lateral (área de drene) para que el volumen de aceite sea comercial.

Como ya se tiene conocimiento, para que una roca pueda almacenar hidrocarburos, éstos tuvieron que ser impulsados y migrados a la roca almacenadora y a la trampa, existiendo una migración desde

las rocas generadoras a las almacenadoras y otra de las almacenadoras hacia una trampa. El segundo paso se comprende fácilmente, ya que la diferencia de densidad entre el agua y los hidrocarburos (flotación) es la máxima fuerza impulsora.

Uno de los principales mecanismos de la migración a partir de las rocas generadoras (migración primaria) son las fuerzas hidráulicas, ya que el agua en movimiento es capaz de arrastrar consigo el aceite en fase hidrocarburada (Tissot, 1984).

La generación de hidrocarburos tiene lugar a profundidades en las que la mayor parte del agua original ya ha sido expulsada, ya que la compactación de la roca generadora por el peso de la columna de sedimentos o las presiones laterales debidas a diastrofismo, pueden provocar la acumulación de presiones internas y éstas pueden vencer la presiones capilares (si éstas no son demasiado elevadas) o exceder la resistencia mecánica de la roca, causando microfisuras y formando así vías para la expulsión de los hidrocarburos. De esta manera, puede iniciarse una migración en la dirección de menor resistencia hacia rocas más porosas y permeables, como son las areniscas y las calizas (Tissot, 1984).

Otro factor que puede ayudar a la migración primaria es la capilaridad. Muchos autores opinan que mediante su acción, el aceite y el gas se pueden mover de los poros más chicos a los más grandes; o bien, que la acción capilar tienda a introducir agua a los poros más finos, desplazando de ellos al aceite y al gas. Sin embargo, otros autores piensan que la capilaridad no ayuda a la migración, sino que más bien la retarda.

Como ya se mencionó anteriormente, la fuerza impulsora de la migración dentro de la roca almacenadora es la flotación. Por lo tanto, para que la flotabilidad actúe, se requieren dos condiciones:

- a) Líquidos inmiscibles.
- b) Fluidos de diferentes densidades.

Se ha señalado que el agua y el aceite no se mezclan y que el aceite es siempre más ligero que el agua del receptáculo, siendo el gas el más ligero de todos. Por lo tanto, siempre que se encuentra: agua-aceite, agua-gas, agua-aceite-gas, se produce una estratificación por densidad, debido a que los receptáculos siempre están llenos de agua en una trampa. El aceite y el gas siempre se encuentran en las partes más altas. Para llegar a la zona de estratificación, el aceite y el gas deben migrar a través de los poros de las rocas.

Por otro lado, para que el aceite se mueva es necesario que exista una capa inclinada y la magnitud de esta inclinación dependerá de: la viscosidad del aceite, el volumen de aceite, las densidades del aceite y del agua del receptáculo, etc. Se conocen acumulaciones donde el echado probablemente nunca excedió 13 a 16 m. por 1.6 Km. y hasta de 3 m. por 1.6 Km. Cuando el aceite se deposita en capas con echado menor al crítico, se queda

sin movilidad en la cima de la roca almacenadora, pero esta situación puede cambiar debido a: un aumento de echado por plegamiento, disminución de la viscosidad del aceite debido a un enterramiento.

Finalmente, el aceite alcanzará la trampa echado arriba o llegará a la superficie donde se perderá a la atmósfera. La dirección de la migración del aceite se considera en relación a los planos de estratificación. La migración paralela o lateral se realiza en la roca almacenadora, mientras que la transversal o vertical requiere de zonas permeables que atraviesan los planos de estratificación.

### **III-5.1 DESCRIPCION DE LAS ROCAS ALMACENADORAS EN EL AREA DE ESTUDIO**

En base a las características básicas ya mencionadas que debe presentar una roca para que pueda almacenar hidrocarburos en cantidades económicas y formar un yacimiento, las formaciones que presentan dichas características, no únicamente para el área de estudio sino para toda la cuenca Tampico-Misantla, son las que se describen brevemente a continuación:

#### **1). FORMACION SAN ANDRES**

El desarrollo de la facies oolítica de esta formación tuvo lugar en los bordes del paleoelemento jurásico superior o paleorrelieve en zonas de aguas someras y de alta energía, aledañas a la facies lagunar, su litología consiste de un grainstone - packestone de oolitas, en ocasiones dolomitizadas.

Por lo expuesto, se puede observar que existieron condiciones diferentes durante el depósito de este miembro. La porosidad de estos sedimentos es de tipo primario y en menor grado secundario, debido a fracturamiento; por lo general, esto ocurre en los sedimentos que están más firmemente cementados y que por lo tanto son susceptibles de fracturarse. Presentan una permeabilidad buena y más o menos uniforme, excepto en algunos cuerpos de las calizas clásticas, en las cuales los poros no están comunicados debido al cementante calcáreo.

Area de producción: Los campos que producen de este intervalo son: Remolino, San Andrés y Hallazgo.

#### **2). FORMACION TAMAN**

Constituida por capas de calizas arcillo-bituminosas de color café oscuro, las cuales alternan con capas de lutita bituminosa, por lo que existe un cambio de facies, observándose en unas áreas mayor predominancia de las capas de caliza sobre las lutitas y en otras donde las lutitas predominan sobre las calizas. Por lo antes mencionado, se infiere que la formación Tamán no presenta desarrollos porosos de tipo primario de

importancia. Sin embargo, en algunas áreas presenta porosidad secundaria debida a fracturamiento y a recristalización (Rocha, 1964).

Area de producción: En el área de estudio, algunos de los pozos que producen de esta formación son: Talaxca-2 y 24, Papantla-1.

### 3). MIEMBRO DE CALCARENITAS DE LA TAMAULIPAS INFERIOR.

Este miembro de calcarenitas presenta un color crema y café claro, de constituyentes finos a medios, los cuales se encuentran cementados por material calcáreo y en algunas áreas por material cretoso. Estos sedimentos presentan una porosidad secundaria debida a fracturamiento, sin embargo, existen algunas áreas donde es primaria intergranular. La permeabilidad es buena y más o menos uniforme.

Area de producción: Algunos de los pozos que producen en dicho intervalo son el Escolin-2, Ojital-101, San Andrés-168.

### 4). FORMACION TAMABRA

En base a la litología ya antes mencionada que presenta dicha formación, se puede inferir que durante su depósito prevalecieron condiciones ambientales y tectónicas homogéneas. La porosidad que presenta es primaria y sólo en algunas porciones del área estudiada es secundaria sobre todo en aquellas cercanas al arrecife. La permeabilidad es buena y uniforme.

AREA DE PRODUCCION: Por lo general los campos que producen de esta formación son: Cerro del Carbón, Santa Lucia, Papantla, Escolin, Poza Rica.

### 5). FORMACION EL ABRA

La formación el abra constituye un conjunto de rocas carbonatadas desarrolladas en dos ambientes principales, uno correspondiente a la zona arrecifal y otro a la zona lagunar (Fig.6, López Gómez. op.cit.).

La formación El Abra presenta alta porosidad intergranular en los grainstone de tipo arrecifal, sin embargo éstos se observan frecuentemente rellenos por sedimentos finos recristalizados que reducen su porosidad original. Por otra parte la porosidad primaria intergranular se ve favorecida al disolverse las conchas de los moluscos o rudistas relleniéndose estos espacios a su vez con sedimento o con espato. Los packstones pre-arrecifales de esta formación presentan poca porosidad primaria, dependiendo de la proporción de micrita que constituye la matriz. En general en la formación El Abra tiene mayor importancia la porosidad secundaria que la primaria, la cual es producida por disolución y fractura (López Gómez. op.cit.).

AREA DE PRODUCCION: Los campos que producen de este intervalo son: Miguel Hidalgo, Vicente Guerrero y Ezequiel Ordóñez.

#### 6). FORMACION CHICONTEPEC INFERIOR

Consiste en una alternancia de lutitas ligeramente arenosas y areniscas, siendo común la presencia de brechas en el área del canal de erosión. La porosidad de los cuerpos arenosos es de tipo primario, sin embargo en algunas arenas existe porosidad debida a fracturamiento. La permeabilidad puede considerarse como regular debido a que el cementante de los granos en muchos casos sella la comunicación entre los poros. La permeabilidad es mejor y más o menos uniforme en las partes culminantes de las estructuras, variando de regular a pobre a medida que se baja sobre el flanco de dichas estructuras.

AREA DE PRODUCCION: Algunos pozos de los campos Hallazgo, Remolino, San Andrés y Presidente Alemán. (Rocha, 1964).

#### 7). FORMACION CHICONTEPEC MEDIO

Constituida por una alternancia de cuerpos de areniscas, los cuales constituyen desarrollos lenticulares, presentando en gran parte del área condiciones propicias para la formación del receptáculo susceptible de almacenar hidrocarburos. Presentan una porosidad primaria intergranular, sin embargo, en algunas áreas existe porosidad secundaria debida a fracturamiento. La permeabilidad es buena, lo que confirma que existen magníficas posibilidades para su explotación.

AREA DE PRODUCCION: Algunos pozos de los campos Presidente Alemán y San Andrés.

### III.6 GRAFICAS DE HISTORIA DE SEPULTAMIENTO Y CALCULO DEL INDICE DE MADURACION TIEMPO-TEMPERATURA (ITT)

En 1971, N.V.Lopatin (tomado de Tissot, 1984) publicó un artículo en el que se describe un método semiempírico con el cual se determina la madurez térmica de la materia orgánica en las rocas sedimentarias del subsuelo y en los sedimentos, estableciendo un índice de maduración tiempo-temperatura (ITT). Este modelo despertó un gran interés porque no utilizaba un manejo matemático complejo de la cinética de la reacción, pero al mismo tiempo provocó una gran crítica, debido a la pobre calidad de los datos con los que inicialmente estableció su modelo. Sin embargo, a pesar de estas deficiencias, la idea básica de Lopatin tiene un gran mérito, ya que es capaz de predecir las condiciones térmicas

bajo las cuales los hidrocarburos pudieron ser generados y preservados en el subsuelo. A pesar de que el método de Lopatin es semiempírico y el buen o mal resultado está en función del conocimiento de la estratigrafía del área, puede ser de gran utilidad, ya que en pozos en que no se tiene la columna completa, ésta se puede inferir para aplicar el método, dando resultados excelentes. Este es el caso del presente trabajo y en el área de la Sonda de Campeche, en la cual Holguín (1987) realizó una evaluación geoquímica con ayuda de dicho método, dando resultados muy satisfactorios.

La aplicación del método de Lopatin se inicia con la reconstrucción gráfica de la historia de depósito y tectónica del área de interés, por lo que es necesario conocer la estratigrafía del área; esto es, conocer litológica y cronoestratigráficamente el área en cuestión, tomando en cuenta los eventos tectónicos que se llevaron a cabo en el lugar, a través del tiempo. La reconstrucción de la historia de sepultamiento del área se basa en la información obtenida en el estudio de la secuencia sedimentaria. Como ya se mencionó, cuando la columna estratigráfica está completa y sin deformaciones mayores, es factible realizar la reconstrucción con un alto grado de confiabilidad pero, en ocasiones, en los pozos con columnas complejas, falladas y plegadas, la reconstrucción se dificulta y sólo sirve como una guía aproximada.

La segunda parte del método consiste en determinar el gradiente geotérmico actual (GGA), el cual se presenta a la cabeza de la primera columna en la gráfica correspondiente a cada pozo. El GGA es calculado en base a las temperaturas de fondo de cada pozo, medidas durante la obtención de registros geofísicos y utilizando para ello gráficas de temperatura contra profundidad. En ellas se localizan puntos que nos indican la temperatura del subsuelo en la profundidad a que fue medida; posteriormente se traza una línea media entre los puntos obtenidos, la que indica la variación preferencial de la temperatura conforme se incrementa la profundidad, o sea, el GGA.

Para el cálculo del ITT, Lopatin (Waples, 1980), dividió el perfil de temperatura en intervalos de  $10^{\circ}\text{C}$  para obtener las isotermas, mismas que se dibujan en las gráficas de historia de sepultamiento y escogió el intervalo de  $100-110^{\circ}\text{C}$  como base y le asignó un valor índice de  $n = 0$ . A los otros intervalos les asignó valores índices positivos y negativos, como se observa en la tabla 4.

T A B L A 4

FACTORES DE TEMPERATURA PARA INTERVALOS  
DE DIFERENTE TEMPERATURA

INTERVALO DE TEMPERATURA (°C)	VALOR DEL INDICE n	FACTOR DE TEMPERATURA r = 2
20-30	-8	$r^{-8}=1/256$
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	$r^{+7}=128$
180-190	8	$r^{+8}=256$
190-200	9	$r^{+9}=512$

(Waples, 1980)

Lopatin también definió un factor de temperatura que refleja la dependencia exponencial de la madurez en relación con la temperatura y consideró que el rango de maduración se incrementa con un factor  $r = 2$  para cada  $10^{\circ}\text{C}$  de incremento en la temperatura de reacción. Entonces dentro de cualquier intervalo de temperatura de  $10^{\circ}\text{C}$  ( $T_i - T_{i+1}$ ), el factor de temperatura ( $r$ ) es igual a  $2^n$ , en donde  $n = (T_i - 100)/10$  y  $T_i =$  Temperatura inicial del intervalo.

Así, la madurez adicionada en cualquier intervalo de temperatura se define por:  $\text{ITT} = 2^n \cdot T_n$ . En donde:  $T_n$  es el tiempo (en millones de años) que tarda un intervalo en incrementar la temperatura en  $10^{\circ}\text{C}$ . Como los efectos de la maduración sobre la materia orgánica dispersa en los sedimentos son acumulativos, 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:

$$\Sigma \text{ITT} = \sum_{n_{\text{mín}}}^{n_{\text{máx}}} 2^n \cdot T_n \dots \dots \dots (1)$$

En donde:  $n_{\text{máx}}$  y  $n_{\text{mín}}$  son los  $n$ -valores de máxima y mínima temperatura registrada en el perfil analizado.

En base al estudio realizado en diversas cuencas del mundo, se logró establecer una excelente correlación entre el valor de reflectancia de vitrinita ( $R_o$ ) y el ITT (Waples 1980), Tabla 5. También se logró establecer a partir de dichos parámetros las diferentes etapas de generación y preservación del petróleo (Tabla 6).

T A B L A 5

CORRELACION DEL INDICE DE MADURACION TIEMPO-TEMPERATURA ( ITT )  
CON LA REFLECTANCIA DE LA VITRINITA ( $R_o$ ).

$R_o$	ITT	$R_o$	ITT
0.30	1	1.36	180
0.40	1	1.39	200
0.50	3	1.46	260
0.55	7	1.50	300
0.60	10	1.62	370
0.65	15	1.75	500
0.70	20	1.87	650
0.77	30	2.00	900
0.85	40	2.25	1600
0.93	56	2.50	2700
1.00	75	2.75	4000
1.07	92	3.00	6000
1.15	110	3.25	9000
1.19	120	3.50	12000
1.22	130	4.00	23000
1.26	140	4.50	42000
1.30	160	5.00	85000

Waples (1980)

T A B L A 6

CORRELACION ENTRE EL ITT CON DIFERENTES ETAPAS  
DE GENERACION Y PRESERVACION DEL PETROLEO

ETAPA	ITT	Ro	IAT
Inicio de la generación del petróleo	7 15*	0.55 0.65	2 2.65
Generación máxima del petróleo	75	1.0	2.9
Fin de la generación del petróleo	160	1.30	3.2
Límite superior para la presencia de petróleo con 40° API.	500	1.75	3.6
Límite superior para la presencia de petróleo con 50° API.	1000	2.0	3.7
Límite superior para la presencia de gas húmedo (máxima Gen. Gas.)	1500	2.2	3.75
Última presencia conocida de gas seco	65000	-	-
Azufre líquido (abajo del límite del Gas seco)	972000	5.0	4.0

Waples, modificada (1980)

\* Valor original utilizado por Waples para el inicio de la ventana del petróleo. Este es un valor muy alto de Ro, Por lo que en este trabajo se utiliza el valor de ITT = 7, correspondiente a un valor de Ro = 0.55

En la tabla 6, Waples (1980) propone que la generación del petróleo comienza con un valor de ITT = 15 que corresponde a un valor de Ro = 0.65

Holguín (1987) realizó un estudio geoquímico en el sureste de México (Cuenca de Comalcalco, horst de Villahermosa, Cuenca de Macuspana y Plataforma de Yucatán ). En él encontró que la generación del petróleo comienza con un valor de ITT = 7 que corresponde a un valor de Ro = 0.55. El ITT = 15 propuesto por Waples (1980) equivale a condiciones de madurez más avanzadas, con un Ro = 0.65. Cabe destacar que el inicio de la ventana del petróleo ha sido establecido por diversos autores para un valor de Ro = 0.53%.

De lo anterior se deduce que es más apropiado utilizar el valor de  $ITT = 7$  para la etapa inicial de generación del petróleo, es decir, se dice que las rocas-og han ingresado a la ventana del petróleo cuando presentan dicho valor.

### **III.7 CONSIDERACIONES GENERALES A PARTIR DE LAS GRAFICAS DE HISTORIA DE SEPULTAMIENTO Y CALCULO DEL ITT EN EL AREA DE ESTUDIO**

Mediante la metodología propuesta por Lopatin para el cálculo del índice de maduración tiempo-temperatura (ITT), se elaboraron para nuestra área las gráficas de historia de sepultamiento correspondientes a los pozos que se enlistan en la Tabla 8. Para este cálculo se partió del análisis de la columna geológica perforada, tomando en cuenta los eventos tectónicos y sedimentológicos que se llevaron a cabo en el área de estudio. Como apoyo se utilizaron planos paleogeográficos y de isopacas del Jurásico y Cretácico, los cuales fueron de gran ayuda para poder inferir dichos espesores, ya que varios pozos no llegaron a cortar las formaciones-og del Jurásico Superior.

Se calculó el gradiente geotérmico actual (GGA) para cada pozo, mediante las temperaturas de fondo medidas durante la toma de registros geofísicos de pozos. Esto sirvió para calcular la profundidad a la que se deberían dibujar las líneas de temperatura a intervalos de  $10^{\circ}\text{C}$ . que junto con la escala horizontal (que representa el tiempo en millones de años) determinó el tiempo de permanencia de las rocas generadoras en cada intervalo de temperatura correspondiente. Posteriormente se efectuó el cálculo del ITT de cada una de las secuencias sedimentarias, de acuerdo a la ecuación número 1, propuesta por Lopatin.

En vista de que en el área de estudio, como ya se mencionó, ningún pozo presenta datos geoquímicos y ópticos para poder conocer el grado de maduración de la materia orgánica directamente, fué necesario utilizar el método indirecto de Lopatin para tal fin.

Para comprobar si dicho método daba resultados satisfactorios, primeramente se elaboraron las gráficas de historia de sepultamiento de algunos pozos que presentan datos de Ro para cada una de las rocas-og del Jurásico Superior (Tabla 3), aunque se encuentran localizados fuera del área de estudio. Se llevó a cabo una correlación entre los valores de ITT obtenidos a partir de las gráficas mencionadas, para las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta las cuales fueron cortadas por los pozos Horcón-201, Cañas-201 y Caballo-1 respectivamente, y los valores de Ro obtenidos por la Shell Oil Co. para cada una de las formaciones-og. Esta correlación se muestra en la Tabla 7.

TABLA 7

RELACION ENTRE ITT Y EL Ro DE LAS FORMACIONES GENERADORAS DEL JURASICO SUPERIOR

CLAVE	POZO	FORMACION GENERADORA	ITT		Ro		ESTADO ACTUAL DEL POZO	*API
			CIMA	BASE	MEDIDO	CALCULADO		
18	Caballo-1	Pimienta	69.3	94.4	1.08±0.05	0.96-1.10	Productor/Tamán	37
2	Cañas-201	Tamán	44.3	65.1	0.95±0.04	0.87-0.94	inavido	
3	Horcón-201	Santiago	34.8	37.4	0.83±0.04	0.80-0.84	seco	

Comparando estos valores con los de la tabla 5, se observa que existe una buena correlación entre el Ro calculado a partir del ITT y el Ro medido en cada una de las formaciones generadoras.

De lo anterior se llega a la conclusión de que el método de Lopatin es aplicable y proporciona buenos resultados para el área de estudio.

Con el fin de no hacer este trabajo muy voluminoso, de los 32 pozos analizados, cuyas gráficas se anexan en orden alfabético (ver Anexos), únicamente se hace la descripción detallada de las gráficas de historia de sepultamiento correspondientes a los pozos Cerro del Carbón-6, Cupelado-1, Poza de Cuero-1 y Gutiérrez Zamora-1, los cuales fueron seleccionados estratégicamente para visualizar algunos momentos geológicos importantes. Los tres primeros presentan la columna geológica completa y un gradiente geotérmico bajo. En el pozo Gutiérrez Zamora-1 se tuvo que inferir la columna, a partir del Cretácico Medio hasta el Jurásico Superior, con ayuda de los planos de isopacas (Planos 3 y 4). Su gradiente geotérmico es más alto que en el caso de los pozos anteriores.

En la Tabla 8 se presentan los resultados finales de los 32 pozos analizados, referidos a las rocas del Oxfordiano, Kimeridgiano y Titoniano por ser éstas las unidades generadoras más importantes.

El análisis de las 32 gráficas mencionadas permitió diferenciar cuatro eventos principales para las velocidades de sedimentación en el área de estudio:

La velocidad de sedimentación durante el Jurásico Superior fue mayor a los 20 metros/millón de años (m/m.a.) en promedio. Para observar mejor la distribución de dicha época, se construyó el Plano 3, en el cual se observa que los sedimentos depositados presentan un espesor mayor en la parte suroccidental y es mucho menor en la parte nororiental, que corresponde (para el Kimeridgiano) a las facies de cuenca, talud y plataforma (Tamán, Chipoco y San Andrés) respectivamente (Plano 3a).

#	FODD	LIT DEL CERRANO		LIT DEL KIENBERGANO		LIT DEL TITANOANO		INICIO DE GENERACION		INT.	PROG.					
		BASE	CIMA	PROG.	BASE	PROG.	CIMA	PROG.	CIMA			PROG.	DEFERRO	KIENBERGANO	TITANOANO	PRODUCTOR
		BASE		BASE		BASE		BASE		M.A.		M.A.		M.A.		
1	ARRIO GRANDE-1	42.5	39.1	3405	39.1	30.4	3555	30.4	79.0	3405	97	25.5	97	25.5	96	23.0
2	CERRO BLANCO-1	---	---	---	17.5	11.4	3181	11.4	10.8	2898	---	95	19.0	96	13.0	---
3	CERRO DEL CARBON-4	57.1	45.7	3585	45.7	26.7	3511	26.7	24.5	3110	103	23.5	105	26.5	102	21.5
4	CERRO-1	38.2	34.3	3409	34.3	24.4	3529	24.4	23.7	3126	98	24.0	97	23.0	93	20.0
5	COLORADO-1	13.6	12.2	3332	12.2	10.2	3252	10.2	9.8	3126	92	15.0	91	13.5	88	10.0
6	COPEL-000-1	---	---	---	16.2	13.3	3808	13.3	12.7	3670	---	97	12.5	98	9.0	---
7	CRUZE-1	35.9	33.7	3061	33.7	23.4	3023	23.4	21.0	2815	103	24.0	102	24.0	98	21.0
8	DEUOS-1	49.5	42.8	3224	42.8	29.0	3044	29.0	22.0	2144	118	27.5	117	27.0	115	23.0
9	ETIQUETA ORONDEL-7	54.4	47.7	3611	47.7	34.2	3511	34.2	30.0	3311	95	44.0	97	43.0	92	41.5
10	ESCOLA-M-2	9.1	8.1	2882	8.1	6.8	2788	6.8	6.4	2688	98	9.0	97	7.5	82	2.5
11	GUTIERREZ ZAMBORA-1	129.5	109.0	3861	109.0	75.0	3821	75.2	65.3	3621	85	85.0	81	52.0	72	38.0
12	HALLALBO-1	91.8	80.0	3246	80.0	60.5	3166	---	---	---	---	---	---	---	---	---
13	HALLALBO-5	88.5	70.5	3279	70.7	51.3	3179	---	---	---	109	27.0	110	26.0	---	---
14	MARSHALBO-3	---	---	---	54.5	37.3	3791	37.3	36.2	3573	---	---	---	---	---	---
15	MESA GRANDE-1	---	---	---	22.3	17.3	3259	17.3	16.2	3100	---	---	98	23.0	95	19.0
16	MISSEL HIZALBO-5	30.4	27.6	4000	27.6	20.6	3935	20.6	18.9	3735	94	26.0	94	25.7	94	18.0
17	MESER-1-4	33.6	31.2	3742	31.2	30.3	3692	30.3	29.6	3872	100	19.0	100	18.0	99	17.0
18	PAITAL-101	40.0	33.0	3113	33.0	20.0	3003	20.0	17.5	2714	99	30.0	99	28.0	97	24.0
19	PAPANTLA-36	39.6	32.0	3551	32.0	18.6	3421	18.6	16.8	3096	104	25.0	100	23.0	95	17.0
20	PERICOS-1	---	---	---	35.5	26.4	2931	26.4	21.5	2423	---	---	102	28.0	103	22.0
21	PIÑA DE CUENO-1	26.8	26.0	3112	26.0	14.5	3390	14.5	13.0	2993	99	28.0	99	26.0	92	17.5
22	RENOLOMO-1	50.7	39.7	3571	39.7	26.4	3424	26.4	24.6	3179	110	23.0	107	24.5	102	21.0
23	RENOLOMO-2	47.1	40.0	3514	40.0	27.1	3414	27.1	25.0	3182	111	26.0	110	25.0	105	22.0
24	RENOLOMO-9	40.4	35.3	3465	35.3	25.0	3405	25.0	23.3	3198	110	25.0	105	23.0	101	21.0
25	SAN ANDRES-9	35.8	31.2	3276	31.2	25.6	3196	---	---	---	105	23.0	102	22.0	---	---
26	SAN ANDRES-105	30.6	27.6	3092	27.6	21.6	3022	---	---	---	105	23.0	104	23.0	---	---
27	SAN LORENZO-1	---	---	---	38.5	23.0	2899	23.0	18.5	2376	---	---	101	52.0	101	18.0
28	SAN LORENZO-2	---	---	---	26.1	11.0	3317	11.0	9.6	2680	---	---	100	26.0	98	13.0
29	TALIM-1	---	---	---	30.83	23.1	14.5	3055	14.5	13.0	2766	90	23.0	95	17.0	
30	TALIM-101	21.4	19.0	2959	19.0	14.5	2881	14.5	12.2	2495	101	26.0	101	25.0	101	23.0
31	TALIM-24	47.3	43.8	3306	43.8	32.0	3287	32.0	30.0	3069	107	23.0	103	23.0	102	23.0
32	VICENTE GUERRERO-1	85.0	77.3	3725	77.3	59.3	3675	59.3	55.0	3325	88	43.5	87	43.0	85	41.0

TABLA 8. RESULTADOS FINALES DE LAS GRUPOS DE HISTORIA DE SEMPLANTAMIENTO PARA EL MUNICIPIO SUPERIOR

Durante el Cretácico y principalmente en el Cretácico Medio, en la porción norte y noreste (campos Ezequiel Ordóñez, Gutiérrez Zamora, Vicente Guerrero y Miguel Hidalgo) la sedimentación alcanzó un ritmo de 96 m/m.a., mientras que en los campos localizados en la porción sur del área analizada la velocidad disminuye a 10 m/m.a., aproximadamente. Esta distribución de espesores se muestra en el Plano 4, en el cual se observa que los espesores mayores se encuentran en la parte norte y noreste, los cuales van disminuyendo hacia el sur, que corresponde a las facies de arrecife, talud y cuenca, respectivamente.

Durante el Paleoceno Superior, Eoceno y principalmente en el Oligoceno, ocurrieron eventos de inestabilidad tectónica que propiciaron la formación de la misma Cuenca Tampico-Misantla, dando lugar a que la depositación de sedimentos alcanzara velocidades mayores de 140 m/m.a. aproximadamente. Este gran depósito de sedimentos favoreció a que las rocas del Jurásico Superior con potencial oleogenerador (POG-MO, POG-R), obtuvieran la maduración necesaria y comenzaron a generar hidrocarburos, es decir, entraron a la ventana del petróleo.

Durante el Mioceno, las curvas de sepultamiento reflejan una disminución en la velocidad de sedimentación a 40 m/m.a., así como se observa en el pozo Cupelado-1. A fines del Mioceno, los movimientos postlarámidos ocasionaron el levantamiento de la porción occidental de la Cuenca Tampico-Misantla, dando lugar a que gran parte de los sedimentos depositados durante este periodo e inclusive del Oligoceno, hayan sido erosionados.

En base a los resultados finales de EITT presentados en la Tabla 8, se elaboraron los planos de madurez tiempo-temperatura (ITT) Nos. 5,6 y 7 referidos a la base del Oxfordiano, Kimeridgiano y Titoniano, respectivamente. Lo anterior con el fin de visualizar en toda el área analizada el grado de transformación térmica sufrida por la materia orgánica dispersa en estas tres unidades generadoras.

Los Planos 5,6 y 7, permiten observar que las unidades generadoras muestran una mayor maduración en las partes noreste y sur del área de estudio, teniendo una variación en el valor de EITT a partir de la base del Oxfordiano de 130 hasta 75 para la base del Titoniano, respectivamente. Esto es en la porción noreste (campos Gutiérrez Zamora, Vicente Guerrero), ya que en la otra zona de madurez alta (campo Hallazgo) el EITT varía de 94 a 80 para las bases del Oxfordiano y Kimeridgiano, respectivamente. Estas zonas corresponden a una porción que presenta gradientes geotérmicos altos (Plano 11).

Las áreas de maduración incipiente (ITT < 15) se localizan en la porción del pozo Escolín-2 y el pozo Colorado-1 al norte y noreste del área analizada, respectivamente, y corresponden a zonas de gradiente geotérmico bajo.

Los planos 8, 9 y 10 muestran el tiempo (en millones de años) transcurrido desde que la base de las rocas del Oxfordiano, Kimeridgiano y Titoniano, respectivamente, iniciaron la generación de petróleo.

Como se puede observar, en las porciones de mayor maduración, localizadas al noreste y sur del área de estudio, los horizontes generadores de las edades arriba indicadas comenzaron a generar petróleo a principios del Eoceno Inferior y Superior (hace 53 a 43 millones de años) respectivamente. Es decir, ya había ocurrido la formación de trampas estratigráficas y paleomorfológicas, favorables para la acumulación de hidrocarburos. Además, estos procesos coinciden en parte con los eventos tectónicos laramídicos que ocurren a fines del Cretácico y se continúan hasta el Eoceno, provocando levantamientos y hundimientos conjuntamente con afallamientos y plegamientos, que originaron trampas antes del inicio de la generación. De lo anterior se deduce que la producción de hidrocarburos tuvo lugar cuando las trampas ya estaban debidamente formadas, permitiendo su acumulación y preservación.

Para los demás campos localizados dentro del área de estudio, la generación comenzó a fines del Oligoceno hasta el Mioceno (hace 27 a 17 millones de años), excepto para la porción del campo Escolín en el cual se observa que el Oxfordiano, Kimeridgiano y Titoniano comenzaron a generar hidrocarburos a partir del Mioceno Superior hasta el Pleistoceno (hace 15 a 2.5 millones de años) respectivamente. Esta porción coincide con valores de maduración y gradiente geotérmico bajos.

#### POZO GUTIERREZ ZAMORA-1

El pozo Gutiérrez Zamora alcanzó una profundidad de 2135 m, cortando sólo una pequeña parte del espesor del Cretácico medio, por lo que se tuvo que inferir la columna faltante con ayuda de los planos de isopacas (Planos 3 y 4) con el fin de observar a qué profundidad se pueden encontrar las rocas-og del Jurásico Superior.

Las curvas de sepultamiento reflejan un evento sedimentario de poca magnitud durante el Jurásico Superior de 13 m/m.a. Este ritmo de depósito se reduce en el Cretácico Inferior a 3.7 m/m.a., el cual durante el Cretácico Medio logra un incremento de gran magnitud llegando a depositarse 57 m/m.a. Durante el Paleoceno el depósito de sedimentos fue casi nulo, pero se incrementa a partir del Eoceno Inferior a 21 m/m.a., los cuales fueron erosionados durante todo el Eoceno Medio y Superior, debido a un levantamiento estructural del área.

A partir del Oligoceno el área sufre un hundimiento acelerado, por lo consiguiente el ritmo de depósito alcanza una velocidad de 83 m/m.a., disminuyendo a 40 m/m.a. durante el Mioceno.

Durante el Plio-Pleistoceno la cuenca sufrió un levantamiento estructural, lo que ha ocasionado la erosión de los sedimentos depositados durante el Mioceno.

Las grandes velocidades de sedimentación durante el Cretácico Medio y durante el Terciario favorecieron a que la materia orgánica dispersa en las rocas del Jurásico Superior (Formaciones Santiago, Tamán y Pimienta) alcanzaran la suficiente madurez térmica y comenzaran a generar hidrocarburos. Es decir, dichas rocas ingresaron a la ventana del petróleo a principios del Eoceno Inferior, hace 53 millones de años, cuando la temperatura era de 90°C, encontrándose todavía dentro de la ventana del petróleo, al igual que las rocas del Cretácico Inferior y una gran parte del Cretácico Medio.

#### POZO POZA DE CUERO-1

Este pozo alcanzó una profundidad de 3412 m, el cual llegó hasta las formaciones del Jurásico Superior. Las curvas de sepultamiento reflejan un evento sedimentario durante el Jurásico Superior de 29 m/m.a. el cual sufre una disminución durante todo el Cretácico a 4 m/m.a. aproximadamente. A partir del Paleoceno el ritmo de sedimentación comienza a aumentar gradualmente, comenzando con un depósito de 10 m/m.a. durante el Paleoceno, incrementándose a 14 m/m.a. al finalizar el Eoceno. Este ritmo de depósito aumenta fuertemente al inicio del Oligoceno a 66 m/m.a., debido a una subsidencia rápida de la cuenca de depósito. Durante el Mioceno el ritmo de sedimentación sufre nuevamente una disminución a 15 m/m.a. Durante el Plio-Pleistoceno la cuenca de depósito sufrió un levantamiento estructural que favoreció la erosión de los sedimentos miocénicos y actualmente los del Oligoceno Superior.

La rápida subsidencia y la gran cantidad de sedimentos depositados durante el Oligoceno dieron las condiciones térmicas favorables para que la materia orgánica, dispersa en las rocas del Jurásico Superior, alcanzara la maduración necesaria y comenzara a generar hidrocarburos. Es decir, ingresaron a la ventana del petróleo a mediados del Oligoceno Superior, hace aproximadamente 28.5 millones de años, cuando la temperatura era de 99°C, encontrándose actualmente dentro de la ventana del petróleo al igual que las rocas del Cretácico Inferior.

#### POZO CUPELADO-1

Este pozo alcanzó una profundidad de 3808 m, el cual cortó toda la columna estratigráfica, incluyendo las formaciones del Jurásico Superior. Las curvas de sepultamiento reflejan un ritmo de sedimentación durante el Jurásico Superior de 15 m/m.a., el cual disminuye notablemente durante el Cretácico a 2 m/m.a. A partir del Paleoceno el ritmo de sedimentación aumenta gradualmente, alcanzando una velocidad de depósito durante dicho periodo de 24 m/m.a. al finalizar el Oligoceno. Sufriendo una

disminución a 63 m/m.a. durante el Mioceno, debido a una subsidencia rápida de la cuenca de depósito. En el Pleistoceno la cuenca de depósito sufre un plegamiento, que causa la erosión de una gran parte de los sedimentos depositados durante el Mioceno.

Los cálculos de ITT indican que las rocas generadoras del Jurásico Superior ingresaron a la ventana del petróleo a principios del Mioceno Inferior, hace aproximadamente 14 millones de años, cuando la temperatura era de 98°C. Actualmente se encuentran dentro de la ventana del petróleo, al igual que las rocas del Cretácico y una porción del Paleoceno.

#### **POZO CERRO DEL CARBÓN-6**

Este pozo alcanzó una profundidad de 3754 m, el cual llegó hasta las rocas generadoras del Jurásico Superior. Las curvas de sepultamiento reflejan un evento de subsidencia y sedimentación de poca magnitud, al finalizar el Jurásico Superior, el cual logra una velocidad de depósito de 25 m/m.a., reduciéndose esta aún más durante el Cretácico a 5 m/m.a. Durante el Paleoceno este ritmo de sedimentación logra una velocidad de depósito de 12 m/m.a., incrementándose bruscamente a 104 m/m.a. al finalizar el Oligoceno.

Durante el Mioceno el ritmo de depósito disminuye a 15 m/m.a. y a fines de este mismo período y principios del Plioceno la cuenca sufre un levantamiento estructural, propiciando que los sedimentos miocénicos fueran completamente erosionados y parcialmente los del Oligoceno.

La rápida subsidencia y sedimentación ocurrida durante el Oligoceno propició que la MOD en las rocas del Jurásico Superior alcanzara la madurez necesaria y comenzara a generar hidrocarburos. Es decir, dichas rocas ingresaron a la ventana del petróleo a fines de dicho período, hace aproximadamente 28.5 m.a., cuando la temperatura era de 103°C. Actualmente se encuentran dentro de la ventana del petróleo al igual que las rocas del Cretácico Superior, Paleoceno y una parte del Eoceno.

### **IV EVALUACION GEOLOGICO-GEOQUIMICA REGIONAL**

#### **IV.1 RELACION ENTRE LA DENSIDAD DE LOS ACEITES Y DIVERSOS PARAMETROS GEOLOGICO-GEOQUIMICOS**

En México existen dos tipos de petróleos: Istmo y Maya. La diferencia entre ambos aceites es que los tipo Maya contienen mayor cantidad de asfaltos y resinas, lo que les da un peso específico mayor (menor gravedad API) que el de los tipo Istmo, por lo consiguiente resulta más costosa su refinación, siendo por ello menos cotizados en los mercados extranjeros.

Por lo anterior, PEMEX ha enfocado las exploraciones petroleras a la búsqueda de petróleos que presenten propiedades físicas similares a las de los aceites tipo Istmo.

Siguiendo este objetivo, en el presente trabajo se hizo un intento de comparar las densidades de los diversos petróleos explotados en el área de estudio con diferentes parámetros geológicos y geoquímicos. Para ello se hicieron una serie de gráficas en las cuales se relacionan la gravedad API con la temperatura del yacimiento, profundidad del yacimiento y con el grado de madurez tiempo-temperatura (ITT) de las rocas generadoras.

Para poder llevar a cabo dicho análisis fue necesario observar la distribución de la temperatura para el área analizada, por lo que se construyó un plano de gradientes geotérmicos actuales (Plano 11), en base a las temperaturas de fondo medidas durante la obtención de registros geofísicos de pozos. En general los gradientes no son altos y varían entre 18 a 29 °C/Km.

El Plano 11 muestra una zona de gradiente geotérmico mayor (28°C/Km) en la parte oriental y sur del área de estudio, disminuyendo hacia ambos lados de dichas zonas. Es decir, los valores más bajos se encuentran en el campo Escolin y en la porción del pozo Cupelado-1 (20 y 18°C/Km) respectivamente.

Con el fin de encontrar una respuesta que aclare estas zonas de altos y bajos valores de gradientes geotérmicos, se elaboró el Plano 12, el cual muestra que en el área de estudio existen dos tipos de basamento: Uno granítico en la porción occidental y el otro metamórfico (esquistos), el cual hace contacto con el basamento granítico en la porción sur y se continúa hacia el noroeste, en donde subyace a una capa de lechos rojos. Los límites de dichos basamentos no están definidos con precisión por falta de datos, por lo que se marcan con líneas punteadas.

Por fuentes bibliográficas (Vasilinev, Milnichuck, 1981) se sabe que el granito, además de poseer una gran capacidad de concentrar elementos radioactivos (uranio, torio y potasio) suelen poseer mayor conductividad térmica que las rocas sedimentarias, ya que en estas rocas la conductividad térmica se distribuye a lo largo de los estratos. Relacionando los Planos 11 y 12, se observa que los altos gradientes geotérmicos se encuentran en la zona en donde el basamento es de naturaleza granítica y los menores gradientes en el basamento metamórfico.

Se considera que el peso específico de los aceites generalmente disminuye (aumenta la gravedad API) al incrementarse la temperatura o profundidad en el subsuelo (Arredondo, 1984). Para ilustrar lo anterior, se construyó la Figura 6 en la que se relaciona la temperatura calculada (de acuerdo al Plano 11), del horizonte almacenador, contra la gravedad API de algunos aceites en yacimientos jurásicos, cretácicos y terciarios.

En dicha gráfica se observa una ligera tendencia a aumentar la gravedad API con la temperatura, particularmente en los aceites en yacimientos jurásicos. Aunque cabe mencionar que la tendencia no es del todo ilustrativa, ya que todas las muestras de aceite fueron tomadas a profundidades muy semejantes. Si ellas correspondieran a un rango de profundidades más amplio, posiblemente sería más fácil observar esta tendencia. Sin embargo, en forma general, se puede decir que los aceites de yacimientos jurásicos con más de 25°API se encuentran en trampas con temperaturas mayores a los 100°C.

En dicha gráfica también se observa que los aceites que yacen en rocas cretácicas y terciarias no muestran tendencia alguna, debido a que se encuentran en trampas con temperaturas menores a los 100°C, presentando mayor probabilidad de estar sujetos a la acción de la hipergénesis. Por lo consiguiente, los valores de gravedad API serán muy amplios (de 15 a 37°API).

Holguín (1987), en el estudio realizado en el sureste de México, con el fin de conocer la relación que existe entre la temperatura del intervalo productor y la gravedad API de los aceites presentes, construyó la Figura 7 en la cual se relacionan dichos parámetros.

En la Figura 7 se observa una cierta tendencia a aumentar la gravedad API con la temperatura, sobre todo en los aceites de yacimientos del Jurásico y Cretácico. Sin embargo, la correlación no es muy buena, ya que existe una gran variación en las gravedades API a una misma temperatura.

Para observar el comportamiento de las gravedades API de los aceites de yacimientos jurásicos, cretácicos y terciarios contra la profundidad, se elaboró la Figura 8 en la cual se observa que a una profundidad mayor a los 3000 metros los aceites de yacimientos jurásicos tienden a aumentar su gravedad API, a medida que aumenta la profundidad. Mientras que a una profundidad menor a los 3000 m las gravedades API no muestran tendencia alguna.

Con el objetivo de observar el comportamiento de la relación API/Temperatura con un mayor número de puntos, se presentaron en una sola gráfica (Figura 7) los datos correspondientes a Holguín (op.cit.) y los del área del presente estudio (Figura 6). Con esta gráfica se pueden hacer las siguientes consideraciones generales:

- El plano de gradientes geotérmicos N°11 muestra que en el área de estudio no existe una gran variación en el gradiente geotérmico actual (varía de 18 a 29°C); por lo consiguiente habrá una relativa semejanza entre los valores de temperatura y profundidad, correspondiendo a una temperatura de 100°C los siguientes valores de profundidad:

GRADIENTE ACTUAL	PROFUNDIDAD (m)	TEMPERATURA (°C)
18°C/Km	4000	100
29°C/Km	2600	100

Cabe aclarar que esto no es válido en regiones en las que haya mayores variaciones en el GGA, pudiendo tener temperaturas mayores a profundidades relativamente bajas, gracias a un GGA elevado. En tales circunstancias las relaciones profundidad/°API y temperatura/°API serán relativamente semejantes (Figs.6,7 y 8), pero la relación con la temperatura es mejor.

- En la Figura 7 notamos una tendencia a aumentar la gravedad API con la temperatura, sobre todo en los aceites de yacimientos del Jurásico. Esta figura también permite deducir, en general, que podemos esperar aceites de más de 25°API en las trampas con temperaturas mayores a los 100°C y que las que no alcancen dichas temperaturas contendrán aceites con menos de 25°API, por haber mayores posibilidades de que se encuentren en zonas hipergenéticas.
- Algunos de los aceites que se encuentran en trampas con temperaturas menores a los 100°C serán afectados por la hipergénesis, por lo que su gravedad API es baja, mientras que en aquellos productos ligeros, migrados de horizontes más profundos, y que aún no hayan sido afectados por la hipergénesis, su gravedad API será alta.

En los aceites que se encuentran a temperaturas menores a los 100°C la gravedad API no presenta tendencia alguna, debido a que la acción hipergenética de los petróleos se intensifica generalmente a medida que estos se aproximan a la superficie terrestre. Las aguas meteóricas al hacer contacto con dichos aceites producen una oxidación secundaria en los mismos. Esto ocurre generalmente a pequeñas profundidades, en donde la oxidación aneróbica es sustituida por la aeróbica, existiendo un aumento del peso específico (disminuye la gravedad API) y del contenido de resinas en dichos petróleos.

Cabe aclarar que la acción de la hipergénesis sobre las propiedades de los petróleos no siempre decrece en forma regular con la profundidad, debido a que generalmente, está ligada a la oxidación y casi siempre a las aguas que lavan los yacimientos de petróleo (Arredondo 1984). En tales condiciones, puede haber casos en que las aguas de los horizontes inferiores sean de mayor agresividad (en relación al petróleo) que las aguas de los horizontes superiores.

De lo anterior se explica la presencia de aceite a pequeñas profundidades (menor de 3000 m) y que presentan una gravedad API mayor que los que se encuentran a profundidades mucho mayores.

Sin embargo, los hidrocarburos con mayor capacidad de migración son los ligeros, por lo que en zonas cercanas a la superficie se puede también encontrar acumulaciones de aceite ligero, incluso de gas y condensado, por efecto de migraciones verticales relativamente recientes, las cuales no han sido aún transformadas por los agentes hipergénicos.

Sin lugar a duda, todos los petróleos que se encuentran a temperaturas mayores a los 100°C pueden referirse a la zona de la catagénesis la cual se caracteriza por una disminución del peso específico, disminuye el contenido de componentes asfalto-resinosos y el contenido de azufre en los petróleos.

De lo anterior es interesante relacionar la gravedad API de los aceites que se encuentran en trampas con temperaturas mayores a los 100°C con el EITT de las rocas-og del Jurásico Superior. Lo anterior tiene el fin de observar la relación de la gravedad API con la migración que han sufrido dichos aceites, lo que se explicará a continuación.

#### **IV.2 RELACION ENTRE LA DENSIDAD DE LOS ACEITES CON LA MADURACION DE LAS ROCAS GENERADORAS**

Como ya se mencionó en el capítulo de rocas generadoras en el área de estudio, existe una buena relación entre el EITT y el grado de madurez (Ro) que han alcanzado las rocas-og presentes en el área analizada.

También es necesario comprobar si dicho parámetro (EITT) guarda alguna relación con la distribución de las densidades reales de los aceites, presentes en los yacimientos jurásicos y cretácicos del área de estudio.

Holguín (op.cit.) en el estudio geoquímico que realizó en el sureste de México, buscando alguna relación entre el EITT de la roca-og (Titoniano) y la densidad de los aceites de esta zona, elaboró una gráfica semilogarítmica (Figura 9) en donde utilizó los valores de EITT de la cima y base del Titoniano generador y las gravedades API de los aceites encontrados en pozos, para los cuales se contaba con gráficas de historia de sepultamiento.

El autor mencionado encontró que la relación  $EITT/\rho_{API}$ , para esta área, tiene un alto grado de confiabilidad y por lo tanto es utilizable en la predicción de la densidad del aceite que puede localizarse en futuras perforaciones.

También encontró que la generación del petróleo se inicia con un valor de EITT = 7, el cual tiene más correspondencia con el valor de 0.50 a 0.55 de reflectancia de vitrinita (Ro) que marca el umbral de la ventana del aceite, mientras que el valor de Ro = 0.65 (equivalente a EITT = 15) propuesto por Waples (1980)

corresponde a condiciones más avanzadas dentro de la fase principal de generación del petróleo.

Con el fin de observar si existe alguna relación entre el EITT de las rocas-og del Jurásico Superior (Oxfordiano, Kimmeridgiano y Titoniano) y la gravedad API de los aceites en los yacimientos jurásicos y cretácicos del área de estudio, se construyeron las Figs. 10a, 10b, 10c., semilogarítmicas, siguiendo la metodología propuesta por Holguin. En la elaboración de dichas gráficas se utilizaron los valores de EITT de la base y cima del Oxfordiano, Kimmeridgiano y Titoniano, que son los posibles horizontes generadores, así como los valores de gravedades API de los aceites de aquellos pozos, para los cuales se cuenta con gráficas de historia de sepultamiento (Tabla 8). Cabe aclarar que algunos pozos no presentan valores de gravedad API, por lo que se tuvieron que inferir, a partir del promedio de valores tomados de otros pozos cercanos, y que producen de la misma formación, a la misma profundidad.

La figura 10a muestra la relación entre el EITT de la base y cima del Oxfordiano y las gravedades API de los aceites de yacimientos jurásicos y cretácicos. Se observa una cierta relación entre ambos parámetros, distribuyéndose los datos en una franja estrecha. De los 13 pozos analizados, tres de ellos se encuentran fuera de dicha franja, es decir, el 77% cae dentro de ella, siendo su coeficiente de correlación de 0.892. Este coeficiente puede considerarse aceptable y permite hacer las siguientes consideraciones generales:

- La relación que existe entre el EITT de la base y cima del Oxfordiano y la gravedad API de los aceites en yacimientos jurásicos y cretácicos, en términos generales, es buena y por lo tanto puede ser utilizable en la predicción de la gravedad API del aceite que pueda localizarse en futuras perforaciones.
- Los hidrocarburos que se encuentran almacenados en la Formación San Andrés han sido generados en las rocas-og del Jurásico Superior, principalmente en las formaciones Santiago, Tamán y en menor grado en la Pimienta, habiendo tenido una migración de poca longitud hacia las formaciones porosas y permeables (Formación San Andrés). De lo anterior se explica la buena tendencia que existe entre el EITT y la gravedad API en los aceites almacenados en yacimientos Jurásicos y que se encuentran a temperaturas mayores a los 100°C. Figuras: 6,7 y 8.
- Los aceites que se encuentran al lado izquierdo de la franja estrecha (Figura 10a) son aceites pesados debido, tal vez, a degradación por oxidación bacteriana. Por el contrario, los aceites que se encuentran al lado derecho de la franja presentan una gravedad API mucho mayor a la que deben de presentar de acuerdo al EITT. Por esta razón se considera que son migrados a partir de horizontes más profundos y han sido almacenados los productos más ligeros

en trampas cercanas a la superficie; es el caso de los aceites de los pozos Escolin-2 y Tajin-101.

- En dicha gráfica, también se observa que la presencia de hidrocarburos dentro de la franja comienza con un valor de EIT = 15, que equivale a un valor de reflectancia de vitrinita (Ro)=0.65 (Waples 1980). Este valor corresponde a condiciones de madurez más avanzadas dentro de la ventana del petróleo. Si se contara con más datos de gravedades API posiblemente se comprobaría que a partir de EIT = 7 (Holguin 1987) comenzarían a aparecer los hidrocarburos, ya que este valor tiene más correspondencia con el valor de 0.50 a 0.55 de Ro. Cabe aclarar que tanto las cuencas sedimentarias estudiadas por Holguin, como la de este trabajo, fueron formadas durante el Terciario. De lo anterior se puede predecir que la generación de ambas cuencas pudo haberse iniciado en las mismas condiciones de madurez.

Después de comprobar la buena tendencia que resultó de extrapolar la franja estrecha obtenida por Holguin para el Titoniano (Figura 9) para la base y cima del Oxfordiano en el área de estudio, se hizo lo mismo para la base y cima del Kimeridgiano y Titoniano (Figuras: 10b y 10c) respectivamente.

Se observó que la tendencia va disminuyendo progresivamente a medida que se va subiendo estratigráficamente, es decir, para el Kimeridgiano de los 13 pozos presentes, sólo 9 caen dentro de la franja estrecha que equivale a menos del 70%, por lo que la tendencia ya no es tan aceptable. Esta tendencia disminuye aún más para el Titoniano (Fig. 10c) ya que de los 9 pozos presentes únicamente 6 se encuentran dentro de la franja estrecha que corresponde a un 60%, por lo que esta tendencia ya no es aceptable. A partir del análisis anterior se pueden hacer las siguientes deducciones generales:

- La relación que existe entre el EIT y las gravedades API presentan una mayor tendencia para la base y cima del Oxfordiano. Por lo anterior puede considerarse a este horizonte (Formación Santiago) como el principal generador de los aceites almacenados en las oolitas de la Formación San Andrés, los cuales presentan gravedades API altas (mayor de 25°API) debido a que tuvieron una migración corta y se encuentran almacenados en trampas con temperaturas mayores a los 100°C. Es decir, se encuentran dentro de la zona catagenética.
- Para el Kimeridgiano (Formación Tamán) y Titoniano (Formación Pimienta) la relación entre el EIT y la gravedad API no muestran una buena tendencia, por lo que pueden considerarse como generadores de menor importancia que la Formación Santiago.

Finalmente y a manera de conclusión, se puede deducir que el grado de madurez de la materia orgánica (EIT) y la gravedad API

de los aceites almacenados en yacimientos jurásicos y cretácicos serán mayores en las porciones en donde se localizan los campos Ezequiel Ordóñez, Vicente Guerrero, San Andrés, Remolino, Hallazgo y Cerro del Carbón. Estos campos corresponden a las zonas de mayor gradiente geotérmico (24 a 29°C) y mayor maduración (Zonas tipo I y II). El comportamiento de la ventana del petróleo se explicará más adelante.

#### IV.3 COMPORTAMIENTO DE LA VENTANA DEL PETRÓLEO

Para observar el comportamiento de la ventana del petróleo, es decir, el inicio y el pico máximo de generación de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta del Oxfordiano, Kimeridgiano y Titoniano respectivamente, se construyeron y analizaron los planos 5,6,7,8,9 y 10 que muestran la distribución del grado de madurez tiempo-temperatura (EITT) y la época en que las rocas del Jurásico Superior comenzaron a generar hidrocarburos. En base a este análisis, nuestra área fue dividida en los siguientes tres tipos de zonas para el Oxfordiano (Plano 13):

Zona de tipo I: De madurez alta. En esta zona se localizan los campos Ezequiel Ordóñez, Galeana, Gutiérrez Zamora, Vicente Guerrero y Hallazgo.

Zona de tipo II: De madurez media. Es la zona más extensa y corresponde a los campos San Andrés, Santa Lucía, Cerro del Carbón, Remolino, Papantla y los pozos Donita-1 y Tajín-101.

Zona de tipo III: De madurez baja. Corresponde al pozo Escolín-2, Cupelado-1 y San Lorenzo-1.

Para observar mejor el comportamiento de la ventana del petróleo, para la base de cada una de las formaciones generadoras en las zonas mencionadas, se elaboraron la Tabla 9 y la Figura 11 (a,b y c), las cuales muestran el comportamiento de la ventana del petróleo para la base de cada una de las formaciones generadoras.

##### OXFORDIANO (FORMACION SANTIAGO)

Para observar el comportamiento de la ventana del petróleo para el Oxfordiano, se construyeron la Figura 11a y el Plano 13, los cuales muestran que:

Zona tipo I: En esta zona la Formación Santiago comenzó a generar hidrocarburos en el Eoceno Inferior, hace 53 millones de años, alcanzando el punto máximo de generación en el Mioceno Inferior hace 11 millones de años (m.a.) aproximadamente.

También se observa que antes de que se iniciara la generación, ya había ocurrido la formación de trampas estratigráficas y

paleomorfológicas, favorables para la acumulación y preservación del petróleo.

Zona tipo II: En esta zona la Formación Santiago ingresó a la ventana del petróleo en el Oligoceno Superior hace 27 m.a. También se observa que dicha formación aún no alcanza el pico máximo de generación de hidrocarburos.

Zona tipo III: En esta zona la Formación Santiago ingresó a la ventana del petróleo en el Mioceno Superior hace 9 m.a. y aún no alcanza el pico máximo de generación de petróleo.

#### KIMERIDGIANO (FORMACION TAMÁN )

Para observar el comportamiento de la ventana del petróleo para el Kimeridgiano (Formación Tamán) se utilizó la Figura 11b la cual muestra el inicio y el pico máximo de generación de hidrocarburos para cada una de las zonas en las cuales fue dividida el área de estudio. Además la Figura 11b muestra que la formación de las trampas ocurrió en el Cretácico Superior hace 67 m.a., por lo que, al generarse los hidrocarburos no tuvieron mayor dificultad en encontrar las trampas para su acumulación.

Para este análisis es conveniente hacer uso del Plano 3a, el cual muestra la paleogeografía del Kimeridgiano, con el fin de tener un conocimiento más amplio sobre las condiciones sedimentológicas que existieron durante dicho período en el área de estudio. Estas variaciones se muestran en un cambio de facies (López Gómez, 1988), es decir, durante el Kimeridgiano se depositaron sedimentos de plataforma (Formación San Andrés), de talud (Chipoco) y de cuenca (Tamán).

El Plano 3a muestra que, para el área que abarca este estudio, los campos Ezequiel Ordóñez, Vicente Guerrero, San Andrés, y Hallazgo se encuentran en las facies de plataforma. Las facies de cuenca se encuentran en la porción oeste del área de estudio. De lo anterior, el alto grado de madurez que presenta el Kimeridgiano en estos campos no es de la Formación Tamán considerada como generadora, sino que corresponde a las facies de plataforma (Formación San Andrés) las cuales carecen de potencial generador. Sin embargo, el Plano 9 muestra que el inicio de generación del Kimeridgiano (Formación Tamán) comenzó a fines del Oligoceno hace aproximadamente 26 m.a.

#### TITONIANO (FORMACION PIMIENTA)

Para observar el comportamiento de la ventana del petróleo para el Titoniano (Formación Pimienta) se utilizó la Figura 11c, la cual muestra el inicio y el pico máximo de generación de hidrocarburos para cada una de las zonas en las cuales fue dividida el área de estudio.

En la figura mencionada también se observa que antes de que se iniciara la generación, ya existían trampas favorables para la acumulación y preservación del petróleo.

Zona tipo I: En esta zona la Formación Pimienta ingresó a la ventana del petróleo a partir del Oligoceno Inferior, hace 38 m.a. y aún no alcanza el pico máximo de generación de hidrocarburos.

Zona tipo II: En esta zona la Formación Pimienta ingresó a la ventana del petróleo a principios del Mioceno hace 20 m.a. y aún no alcanza el pico máximo de generación del petróleo.

Zona tipo III: En esta zona la Formación Pimienta ingresó a la ventana del petróleo en el Pleistoceno hace 2.5 m.a. y aún no alcanza el pico máximo de generación del petróleo.

Después del análisis del comportamiento de la ventana del petróleo, para la base de cada una de las unidades generadoras del Jurásico Superior, se deduce que las zonas I y II presentan mayor posibilidad de encontrar aceites con gravedades API semejantes a la de los aceites tipo Istmo (30-35°API), mientras que en la zona III, debido a la menor maduración que presenta dicha zona, se pueden esperar aceites con gravedades API semejantes a las que presentan los aceites tipo Maya (20 a 24° API), a menos de contar con entrapamientos de hidrocarburos migrados.

T A B L A 9

COMPORTAMIENTO DE LA VENTANA DEL PETROLEO PARA LA BASE  
DE LAS FORMACIONES CON POTENCIAL GENERADOR

FORMACION	ZONA	GRADO DE MADUREZ	INICIO (MA) (ΣITT=7)	PICO MAXIMO (ΣITT=75)	SALIDA (ΣITT=160)
SANTIAGO	I	ALTA	53	11	NO LLEGO
	II	MEDIA	27	NO LLEGO	NO LLEGO
	III	BAJA	9	NO LLEGO	NO LLEGO
TAMAN	I	ALTA		S I N	D E P O S I T O
	II	MEDIA	26	NO LLEGO	NO LLEGO
	III	BAJA	7.5	NO LLEGO	NO LLEGO
PIMIENTA	I	ALTA	38	2	NO LLEGO
	II	MEDIA	20	NO LLEGO	NO LLEGO
	III	BAJA	2.5	NO LLEGO	NO LLEGO

## V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### CONCLUSIONES

El análisis geológico-geoquímico realizado en este trabajo permitió llegar a las siguientes conclusiones.

- Los valores de carbono orgánico, tipo de kerógeno y reflectancia de vitrinita (Ro) obtenidos para diversas rocas en el área de estudio (Tabla 3), permiten considerar a las formaciones Santiago, Tamón y Pimienta del Oxfordiano, Kimmeridgiano y Titoniano respectivamente, como las unidades generadoras más importantes de los aceites almacenados en yacimientos jurásicos, cretácicos y terciarios de los campos localizados en la cuenca Tampico-Misantla.
- Existe una buena relación entre el índice de madurez tiempo-temperatura (ITT) y la reflectancia de vitrinita (Ro) para las rocas del Jurásico Superior en el área de estudio. Por lo anterior, ya que en esta zona ningún pozo presenta datos de laboratorio, el método de Lopatin es confiable y puede ser aplicado en la determinación del grado de evolución térmica de la materia orgánica dispersa en las rocas sedimentarias del Jurásico Superior.
- A partir del análisis de las gráficas de historia de sepultamiento, en el área de estudio se reconocen 4 eventos de subsidencia y sedimentación. El primero durante el Jurásico Superior, con una velocidad de sedimentación mayor a los 20 m/m.a., observando que los sedimentos depositados durante esta época presentan un espesor mayor en la parte suroccidental y es mucho menor en la parte nororiental (Plano 3). El segundo durante el Cretácico Medio, el cual alcanza hasta 96 m/m.a. aproximadamente. El tercero durante el Eoceno y Oligoceno es el de mayor importancia, debido a que llega a 140 m/m.a. Y el último durante el Mioceno que disminuye a 40 m/m.a. en promedio.
- Para el área de estudio no existe una variación fuerte (18 a 29°C) en el gradiente geotérmico (Plano 11), observando que las zonas que presentan mayores y menores valores del gradiente geotérmico están relacionadas con basamento granítico y metamórfico respectivamente.
- Las relaciones profundidad/°API y temperatura/°API son relativamente semejantes (figuras. 6,7 y 8). Existe una buena tendencia entre la relación temperatura/°API para los aceites que se encuentran en yacimientos jurásicos, debido a que a medida que aumenta la temperatura, aumenta la gravedad API. De lo anterior se deduce que la densidad de todos los aceites que se encuentren en trampas con temperaturas mayores a los 100°C será mayor a los 25°API y la de los que no alcancen estas temperaturas, será muy variable (15 a 37 °API) por encontrarse unos dentro de la

zona hipergenética y otros por estar almacenados como productos ligeros migrados.

- Existe una buena correlación entre los valores de EITT del Oxfordiano, Kimeridgiano y Titoniano y la gravedad API de los aceites almacenados en yacimientos jurásicos y cretácicos, lo que comprueba la utilidad del método de Lopatin y la aplicación de la tendencia obtenida por Holguín (en el sureste de México) para el área de estudio. Sin embargo, esta correlación muestra una mejor tendencia para la base y cima del Oxfordiano (Formación Santiago), por lo que puede considerarse a este horizonte como el principal generador de los aceites almacenados en las oolitas de la Formación San Andrés. Estos aceites presentan gravedades API altas (mayor de 25°API), debido a que tuvieron una migración corta y se encuentran almacenados en trampas con temperaturas mayores a los 100°C, es decir, se encuentran dentro de la zona catagenética.
- Los aceites que se encuentran al lado izquierdo de la franja (Figura 10a) son aceites pesados, debido a una degradación de los mismos por oxidación bacteriana. Por el contrario, los que se encuentran al lado derecho de la franja mencionada son aceites que presentan una gravedad API mucho mayor a la que deben presentar de acuerdo al EITT. Por esta razón se considera que son aceites migrados que provienen de horizontes más profundos y han sido almacenados como productos ligeros.
- Para observar el comportamiento de la ventana del petróleo, es decir, el inicio y el pico máximo de generación de las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, se construyeron y analizaron los planos 5,6,7,8,9 y 10. Ellos muestran la distribución del grado de madurez tiempo-temperatura (EITT) y la época en que las rocas del Jurásico Superior comenzaron a generar hidrocarburos. En base a este análisis, nuestra área fue dividida en tres tipos de zonas (Figs. 11a, 11b y 11c) para cada horizonte generador: De madurez alta (zona tipo I), de madurez media (zona tipo II), y de madurez baja (zona tipo III).
- En la zona tipo I las rocas generadoras ingresaron a la ventana del petróleo a partir del Eoceno hace 53 m.a., alcanzando el pico máximo de generación en el Mioceno Superior hace 11 m.a. En la zona tipo II la generación ocurrió durante el Oligoceno Superior hace 27 m.a. y en la zona III durante el Mioceno Superior hace 9 m.a. Ambas zonas aún no alcanzan el pico máximo de generación. De lo anterior se deduce que las zonas I y II presentan mayor posibilidad de encontrar aceites con gravedades API semejantes a las que presentan los aceites tipo Istmo, mientras que en la zona III, debido a la baja maduración se pueden esperar aceites con gravedades API semejantes a las que presentan los aceites tipo Maya, a menos de contar con entrapamientos de hidrocarburos migrados.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda tener un mejor control en la medición de las temperaturas de fondo, para que el gradiente geotérmico calculado a partir de ellas sea confiable.
- Recopilar datos de temperaturas de fondo en un mayor número de pozos, para poder elaborar con mayor precisión el plano del comportamiento del gradiente geotérmico para la Cuenca de Tampico-Misantla.
- Realizar un remuestreo detallado de núcleos de pozos, preferencialmente en las formaciones con potencial-og, para análisis químicos y ópticos que permitan evaluar geoquímicamente con precisión toda la cuenca Tampico-Misantla.
- Recopilar más datos de gravedades API y construir las gráficas de historia de sepultamiento correspondientes, para complementar los valores incluidos en este trabajo. Lo anterior permitirá precisar la tendencia entre la correlación del EITT de las rocas generadoras del Jurásico Superior y la gravedad API de los aceites almacenados en yacimientos jurásicos y cretácicos, obtenidas por Holguin y en este trabajo.

## BIBLIOGRAFIA

- Alpern, B. 1976. Fluorescencia y reflectancia de la materia orgánica dispersa y evolución de los sedimentos. Bull. Centr. Rech. Pau-SNPA. 10 p. Traducido al español por C. Arredondo en 1986.
- Arredondo, M.C. 1984. El petróleo y sus transformaciones en la corteza terrestre. Suptcia. Gral. de Geoquímica y Labs. PEMEX. Inédito.
- Cabrera, R. y Lugo, J.E. 1984. Cuenca Tampico-Misantla. Bol. Asoc. Mex. Geol. Petr. Vol. XXXVI. N° 2. Pág. 31-34.
- Carrillo, B. 1972. Simposium sobre nomenclatura del Jurásico Superior de la Cuenca Tampico-Misantla. Bol. Asoc. Mex. Geol. Petr. Vol. 24. N° 1-3.
- Carrillo, B. 1980. Aplicación de criterios obtenidos en el paleocanal de Chicontepec a otras áreas. 35 Reunión a Nivel de Expertos. Ponencias. Vol. 1. Nuevos conceptos geológicos en exploración petrolera. México, D.F.
- Congreso Geológico Internacional. XX Sesión, México. 1956. Libro guía de la excursión A-10. Pág. 49-97.
- Cuevas, S. 1980. Exploración petrolera en sedimentos terrigenos. Nuevos conceptos geológicos en exploración petrolera. 35 Reunión a Nivel de Expertos. Ponencias. Vol. 1. Nuevos conceptos geológicos en exploración petrolera. México, D.F.
- Govela, S.A. 1957. Geología de algunos campos de la Nueva Faja de Oro. Tesis Prof. Biblioteca PEMEX.
- Holguín, O.N. 1987. Evaluación geoquímica del Sureste de México. Prospecto IGQ-ZSE 923. Archivo Técnico PEMEX.
- Lopatin, N.V. 1983. La formación de los minerales combustibles. Ed. Nedra. Moscú. p.43.
- Lopatin, N.V. y Yemetz, T.P. 1987. El problema de la diferenciación y evaluación de las rocas oleogeneradoras. En: La pirólisis en la geoquímica del petróleo y del gas. Moscú. Ed. Nauka. 144 p. (Original en ruso, en proceso de traducción al español por C. Arredondo).
- López, Gómez, O. 1988. Importancia económica petrolera del atolón de la Faja de Oro. III Simposium Bolivariano. Ponencias en exploración petrolera en las cuencas subandinas.
- López, Ramos, E. 1979. Geología de México. Tomo II. Pág. 343-399.

- López, L.C., López, S.L. y Tavares, T.C. 1988. Evaluación del potencial petrolero de las estructuras: Arrastradero, Arroyo Pantano y Puerto Ceiba, Localizadas en el Distrito de Comalcalco, Tabasco. Tesis profesional. Instituto Politécnico Nacional.
- Rocha, G.R. 1964. Horizontes productores de las áreas Remolino y San Andrés. Prospecto IG-ZC 13. Archivo Técnico PEMEX.
- Rodríguez S., E. 1986. Apuntes de geología del petróleo. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. Depto. de Geol. del Petr. y Geohidrología. Fac. de Ingeniería UNAM.
- Rueda G., J. 1980. Los métodos palinológicos y geoquímicos en la exploración petrolera. Arpel. XXXV Reunión a Nivel de Expertos. Ponencias Vol. 1. Nuevos Conceptos Geológicos en Exploración Petrolera. PEMEX.
- Santiago A., J. Carrillo B., J. y Martell A., B. 1986. Geología petrolera de México. in Evaluación de Formaciones de México. Schlumberger, México. D.F.
- Tissot B., P. 1984. Adelantos recientes en la geoquímica del petróleo aplicada a la exploración de hidrocarburos. Bol. AAPG vol. 68, Núm. 5
- Vasilinev Y., M. Milnichuck V., S. Arabadzi M., S. 1981. Geología general e histórica. Editorial Mir. 220 pp.
- Vassoevich N., B. 1967. La teoría del origen sedimentario - migratorio del petróleo. novedades de la academia de ciencias de la URSS. Serie geológica. Traducción al español en 1987 por C. Arredondo. 16 P.
- Waples D., W. 1980. Time and temperature in petroleum formation. Application of Lopatin's method to petroleum exploration: Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull., v. 64, PP. 916-926.

## **A N E X O S**

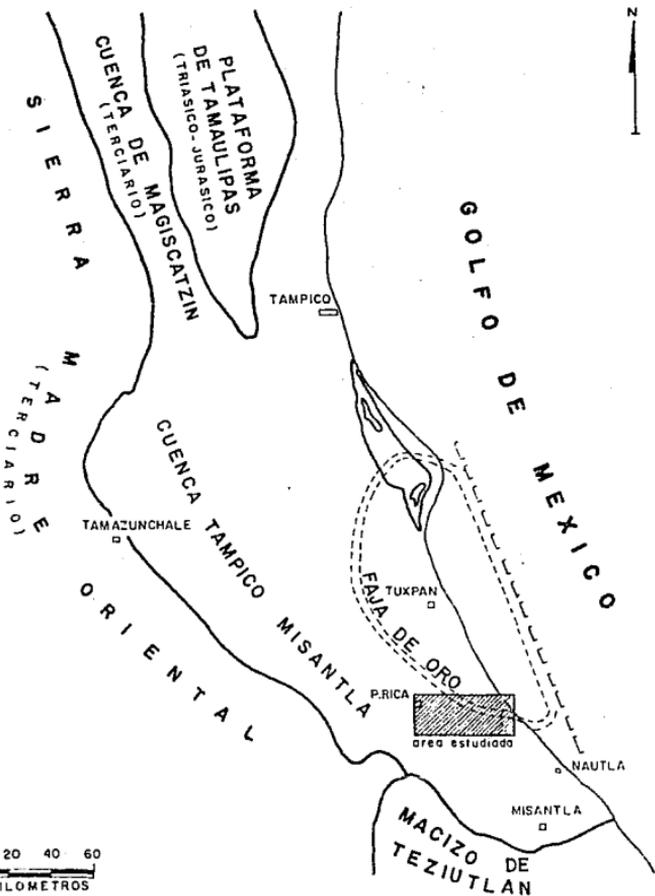
- 1. PLANOS.**
- 2. FIGURAS.**
- 3. GRAFICAS DE HISTORIA  
DE SEPULTAMIENTO.**

## **ANEXO 1. PLANOS.**

1. UBICACION DE CAMPOS Y POZOS EN EL AREA DE ESTUDIO.
2. LOCALIZACION REGIONAL DEL AREA DE ESTUDIO.
3. ISOPACAS DEL JURASICO SUPERIOR.
- 3a. PALEOGEOGRAFIA DEL JURASICO SUPERIOR (KIMERIDGIANO).
4. PALEOGEOGRAFIA E ISOPACAS DEL CRETACICO.
5. INDICE DE MADURACION TIEMPO TEMPERATURA (ITT) ALCANZADO PARA LA BASE DEL OXFORDIANO.
6. INDICE DE MADURACION TIEMPO TEMPERATURA (ITT) ALCANZADO PARA LA BASE DEL KIMERIDGIANO.
7. INDICE DE MADURACION TIEMPO TEMPERATURA (ITT) ALCANZADO PARA LA BASE DEL TITONIANO.
8. INICIO DE GENERACION PARA LA BASE DEL OXFORDIANO (M.A.).
9. INICIO DE GENERACION PARA LA BASE DEL KIMERIDGIANO (M.A.).
10. INICIO DE GENERACION PARA LA BASE DEL TITONIANO (M.A.).
11. CONFIGURACION DEL GRADIENTE GEOTERMICO ACTUAL (GGA).
12. DISTRIBUCION Y TIPO DE BASAMENTO EN EL AREA DE ESTUDIO.
13. DISTRIBUCION DE LAS ZONAS DE MADUREZ PARA EL OXFORDIANO.

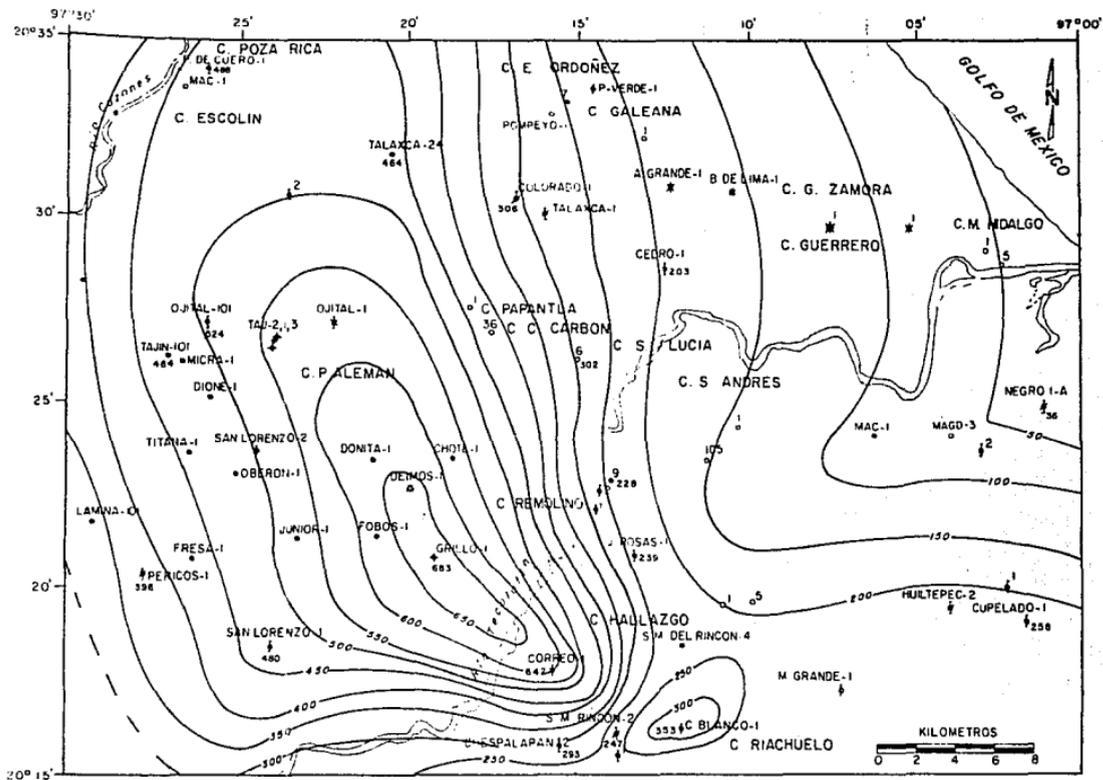


# UNIDADES GEOTECTONICAS



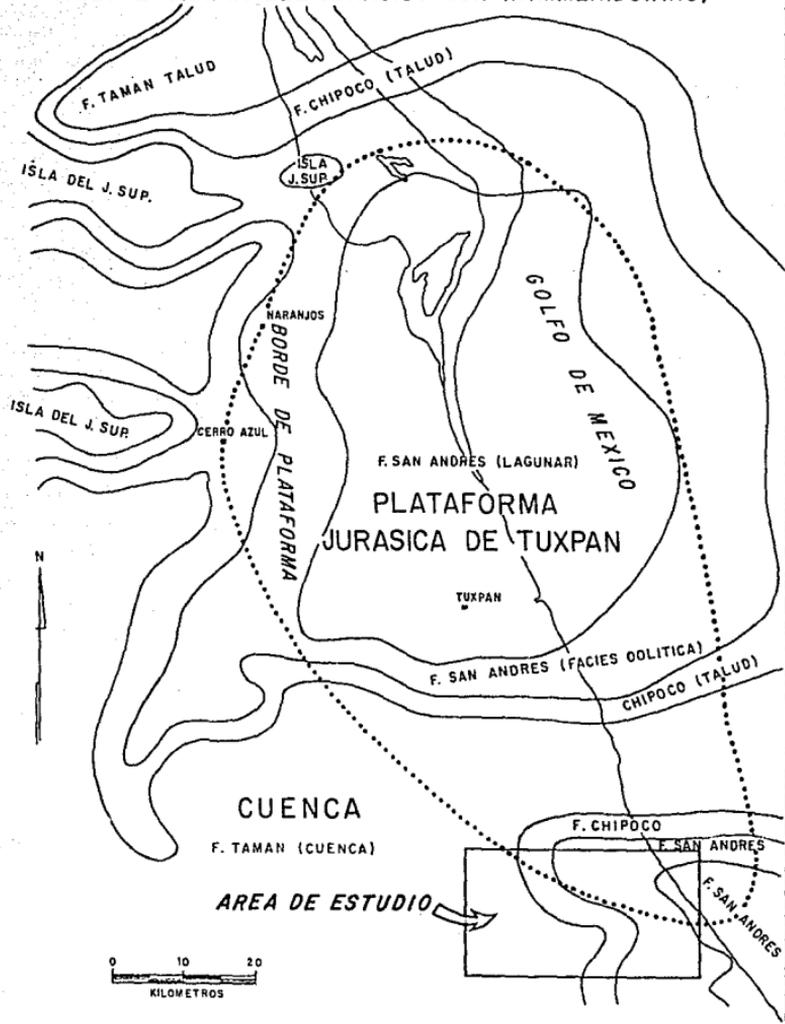
tomado de  
E. LOPEZ RAMOS (1979)

PLANO - 2 LOCALIZACION REGIONAL DEL AREA DE ESTUDIO



ISOPACAS DEL JURASICO SUPERIOR

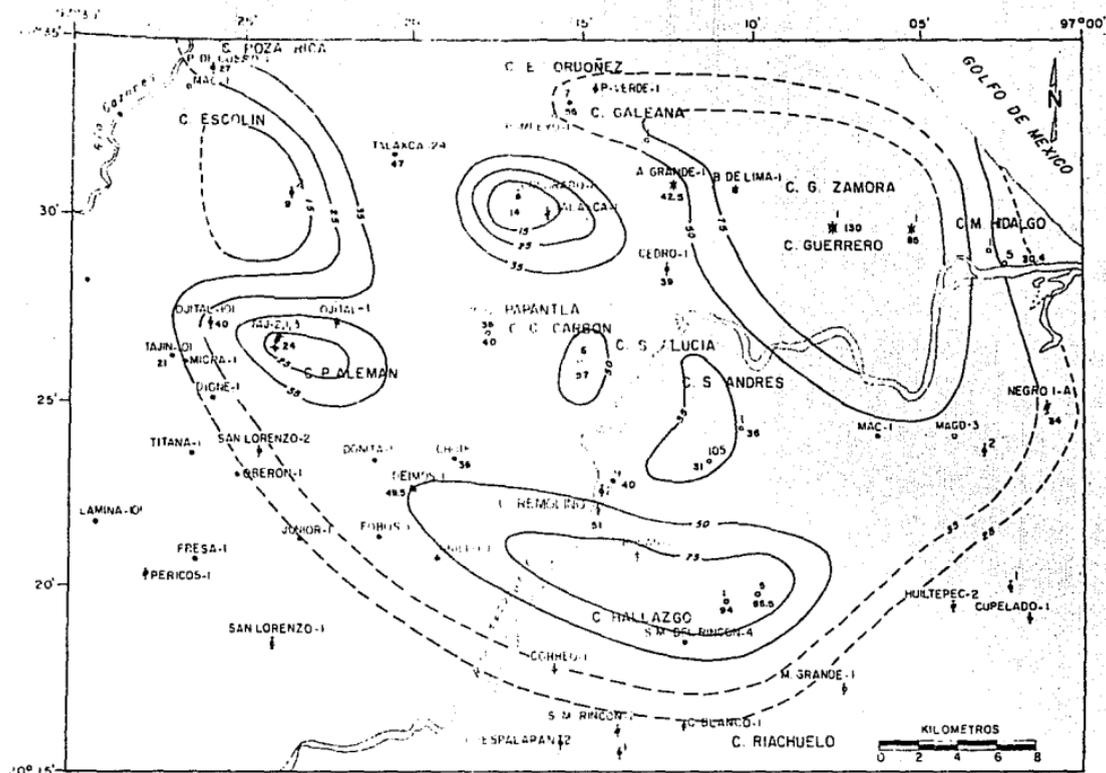
# PALEOGEOGRAFIA DEL JURASICO SUP. (KIMMERIDGIANO)



(LOPEZ GOMEZ 1988)

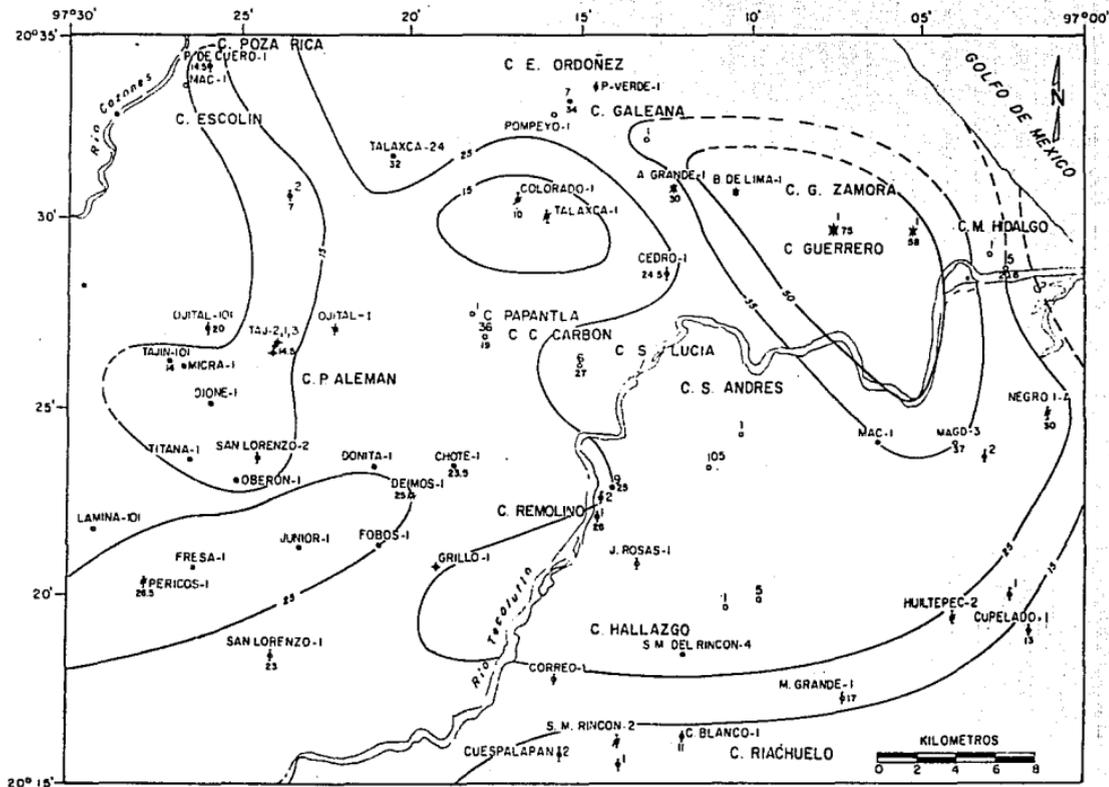
PLANO - 3a.



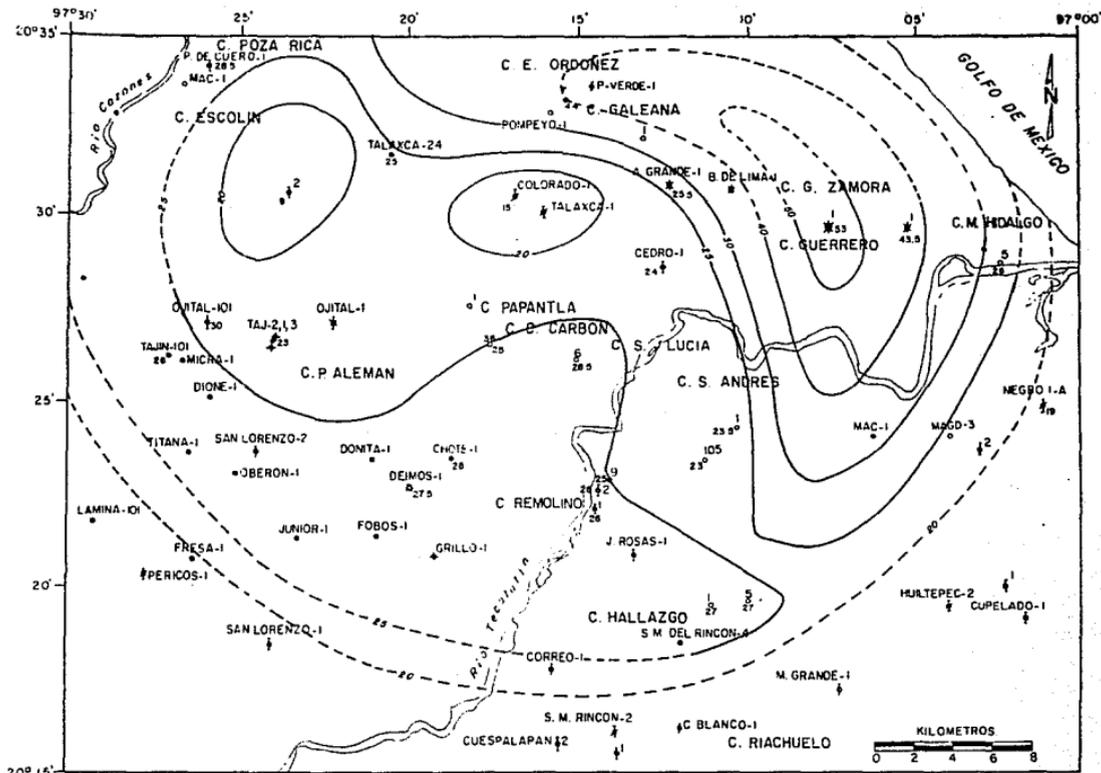


INDICE DE MADURACION TIEMPO-TEMPERATURA ( $\Sigma ITT$ )  
 ALCANZADO PARA LA BASE DEL OXFORDIANO



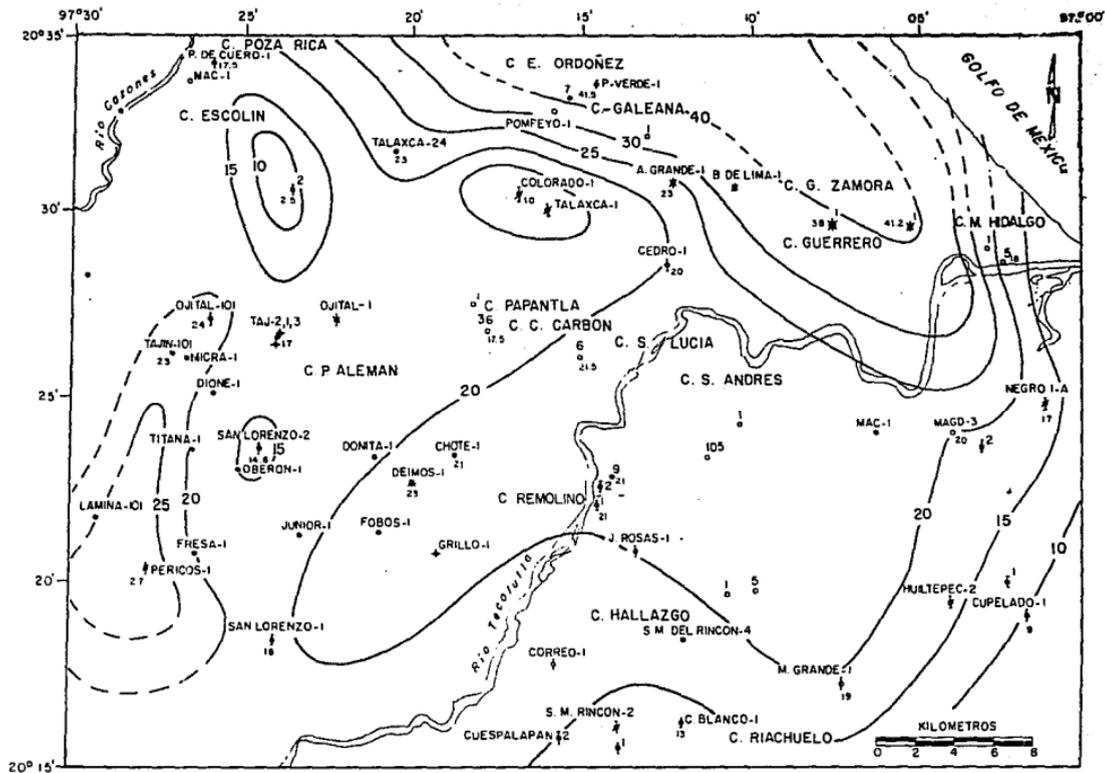


INDICE DE MADURACION TIEMPO-TEMPERATURA ( $\Sigma ITT$ )  
 ALCANZADO PARA LA BASE DEL TITONIANO

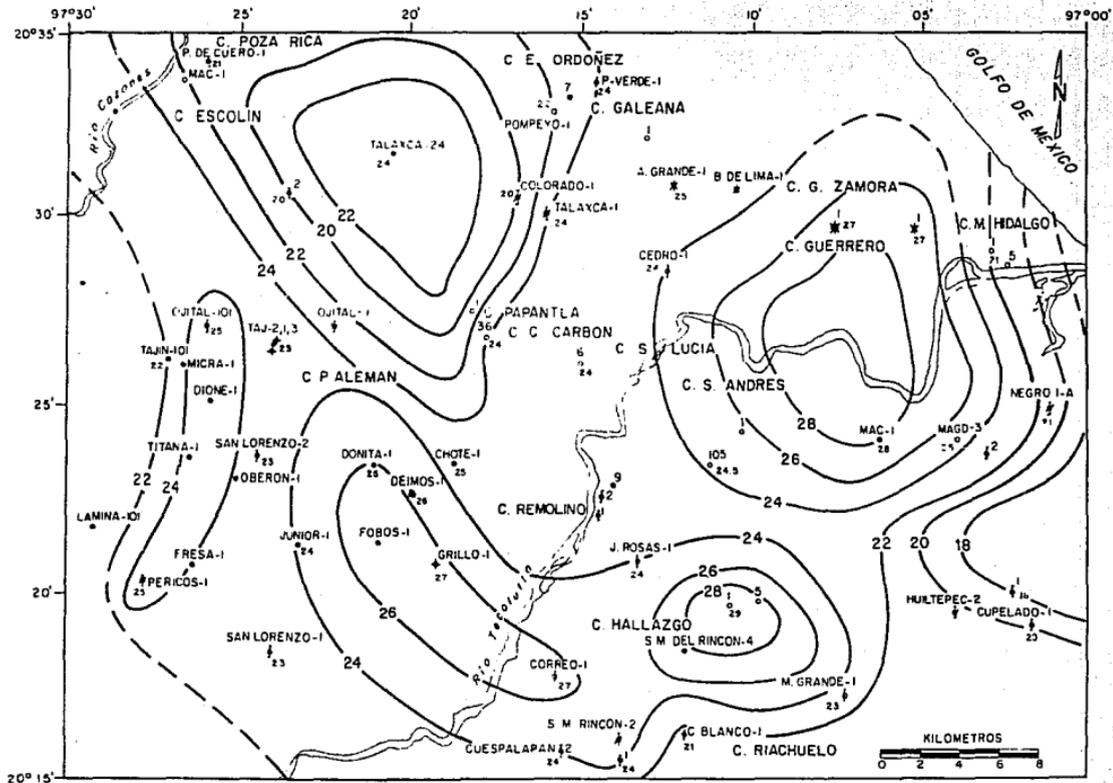


INICIO DE GENERACION PARA LA BASE DEL OXFORDIANO (M.A)

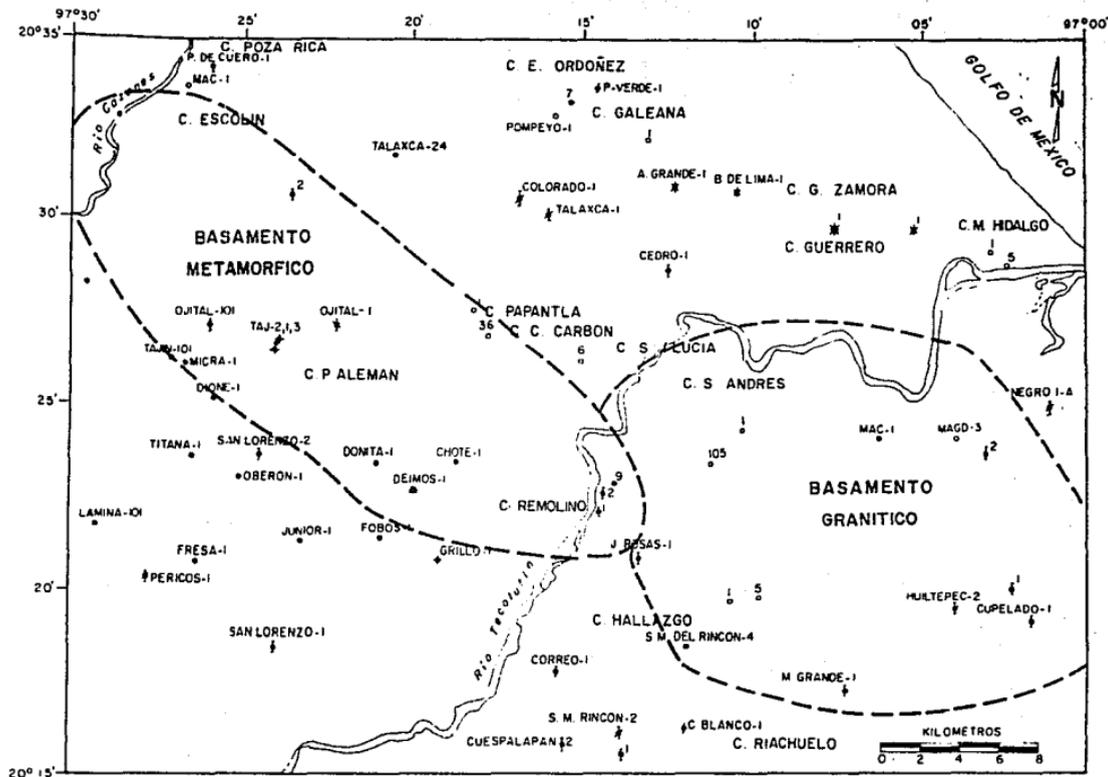




INICIO DE GENERACION PARA LA BASE DEL TITHONIANO (M.A.)

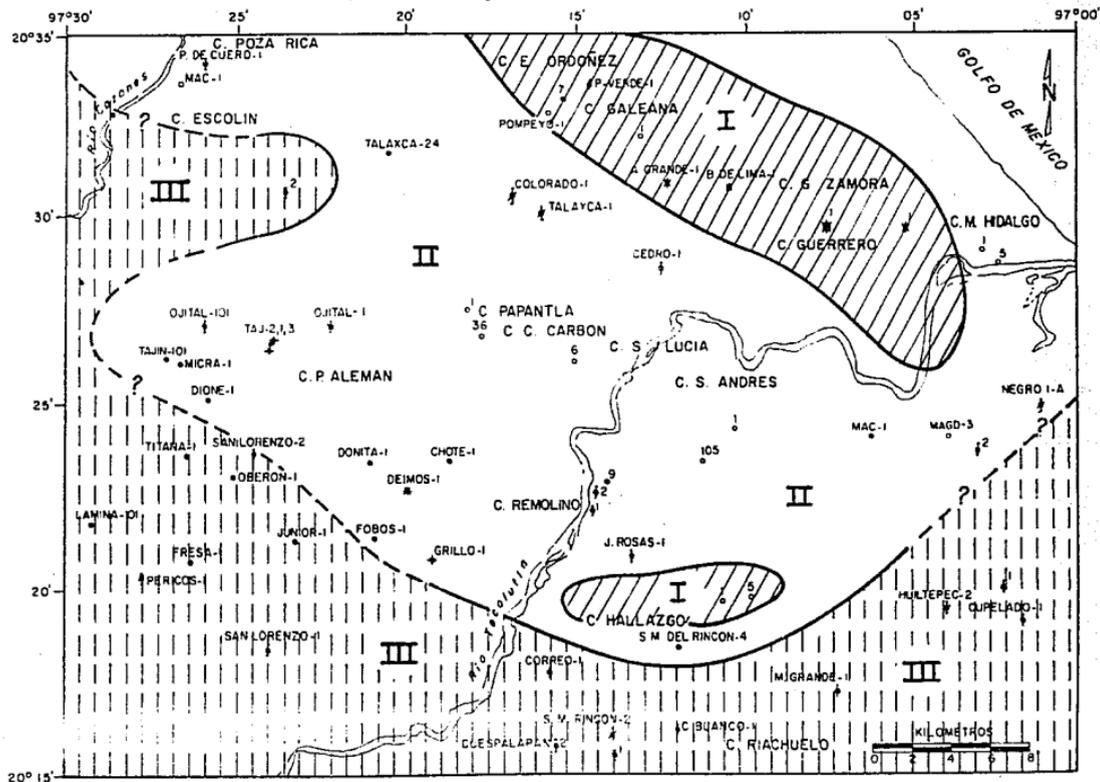


CONFIGURACION DEL GRADIENTE GEOTERMICO ACTUAL (GGA)



DISTRIBUCION Y TIPO DE BASAMENTO EN EL AREA DE ESTUDIO

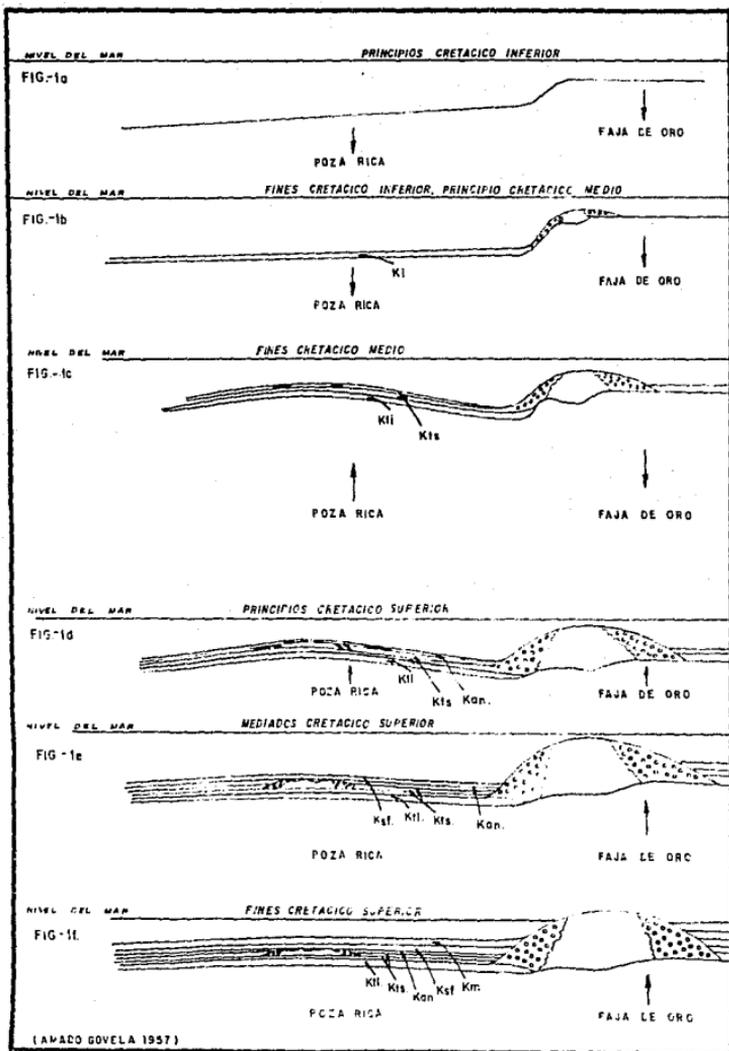
PLANO 12



DISTRIBUCION DE LAS ZONAS DE MADUREZ PARA EL OXFORDIANO

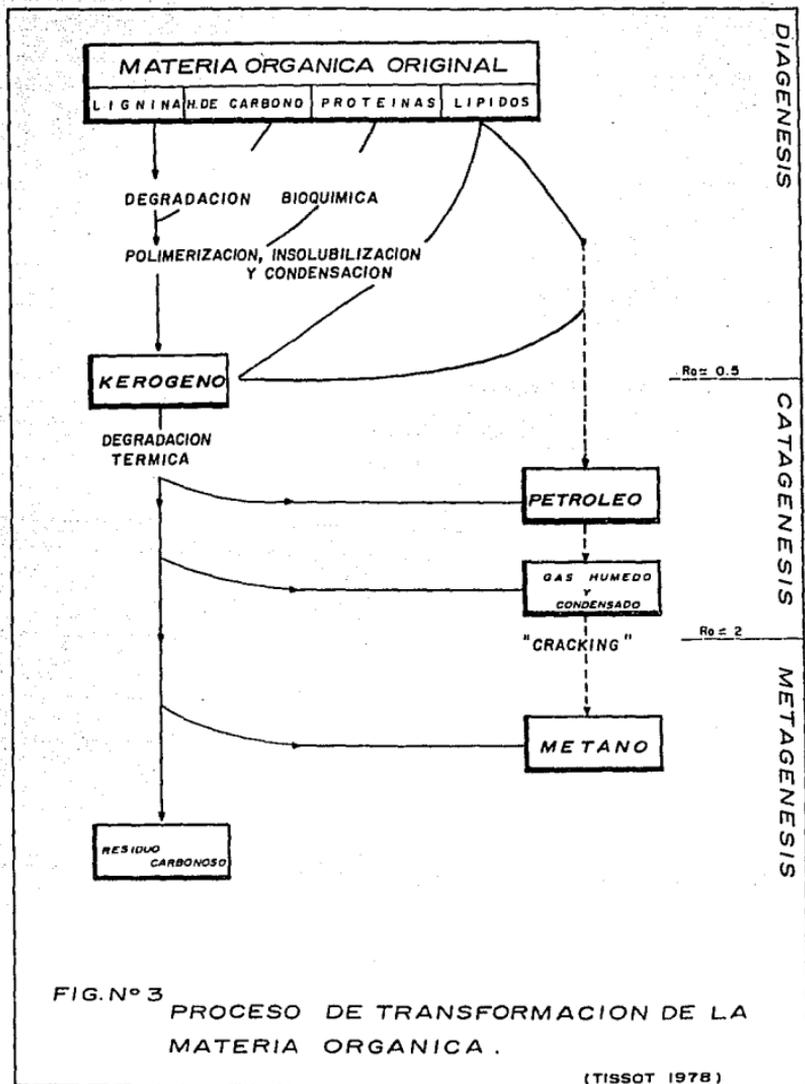
## ANEXO 2. FIGURAS.

1. ESQUEMA SEDIMENTARIO CRETACICO. CUENCA TAMPICO MISANTLA.
2. SISTEMAS DEPOSITACIONALES TERCARIOS. CUENCA TAMPICO MISANTLA.
- 2a. ESQUEMA TECTONICO SEDIMENTARIO. CUENCA TAMPICO MISANTLA.
3. PROCESO DE TRANSFORMACION DE LA MATERIA ORGANICA.
4. DIAGRAMA DE VAN KREVELEN MOSTRANDO LOS TIPOS DE KEROGENO Y LOS PRINCIPALES PRODUCTOS GENERADOS DURANTE LA EVOLUCION TERMICA DE LOS KEROGENOS DE LOS TIPOS I, II Y III.
5. CRITERIO GEOTERMICO DIAGENETICO.
6. RELACION DE LA TEMPERATURA DEL INTERVALO PRODUCTOR CONTRA LA GRAVEDAD API DE ACEITES ALMACENADOS EN YACIMIENTOS JURASICOS Y CRETACICOS.
7. RELACION DE LA TEMPERATURA DEL INTERVALO PRODUCTOR CONTRA LA GRAVEDAD API DEL ACEITE (HOLGUIN, 1987).
8. RELACION DE LA PROFUNDIDAD DEL INTERVALO PRODUCTOR CONTRA LA GRAVEDAD API DE ACEITES ALMACENADOS EN YACIMIENTOS JURASICOS Y CRETACICOS.
9. RELACION SEMILOGARITMICA DEL INDICE TIEMPO-TEMPERATURA (IITT) DE LA CIMA Y BASE DEL TITONIANO VS. LA GRAVEDAD API DE ACEITES DEL JURASICO Y CRETACICO (HOLGUIN, 1987).
- 10a. RELACION SEMILOGARITMICA DEL INDICE TIEMPO TEMPERATURA (IITT) DE LA CIMA Y BASE DEL OXFORDIANO VS. LA GRAVEDAD API DE ACEITES ALMACENADOS EN YACIMIENTOS JURASICOS Y CRETACICOS.
- 10b. RELACION SEMILOGARITMICA DEL INDICE TIEMPO TEMPERATURA (IITT) DE LA CIMA Y BASE DEL KIMERIDGIANO VS. LA GRAVEDAD API DE ACEITES ALMACENADOS EN YACIMIENTOS JURASICOS Y CRETACICOS.
- 10c. RELACION SEMILOGARITMICA DEL INDICE TIEMPO TEMPERATURA (IITT) DE LA CIMA Y BASE DEL TITONIANO VS. LA GRAVEDAD API DE ACEITES ALMACENADOS EN YACIMIENTOS JURASICOS Y CRETACICOS.
- 11a. COMPORTAMIENTO DE LA VENTANA DEL PETROLEO. F. SANTIAGO.
- 11b. COMPORTAMIENTO DE LA VENTANA DEL PETROLEO. F. TAMAN.
- 11c. COMPORTAMIENTO DE LA VENTANA DEL PETROLEO. F. PIMIENTA.



ESQUEMA SEDIMENTARIO CRETACICO  
 CUENA TAMPIC-MISANTLA





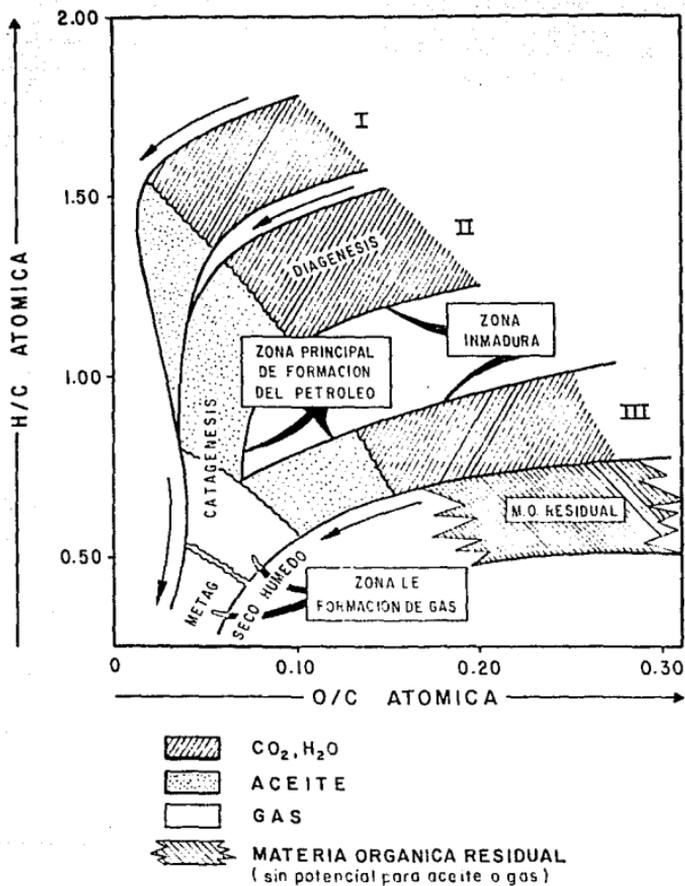


Fig. 4 - Diagrama de Van Krevelen mostrando los tipos de kerógeno y los principales productos generados durante la evolución térmica de los kerógenos de los tipos I, II y III. La materia orgánica residual no tiene potencial para el petróleo ni trayectoria real de evolución (Tissot et al, 1980).

# CRITERIO GEOTERMICO DIAGNOSTICO

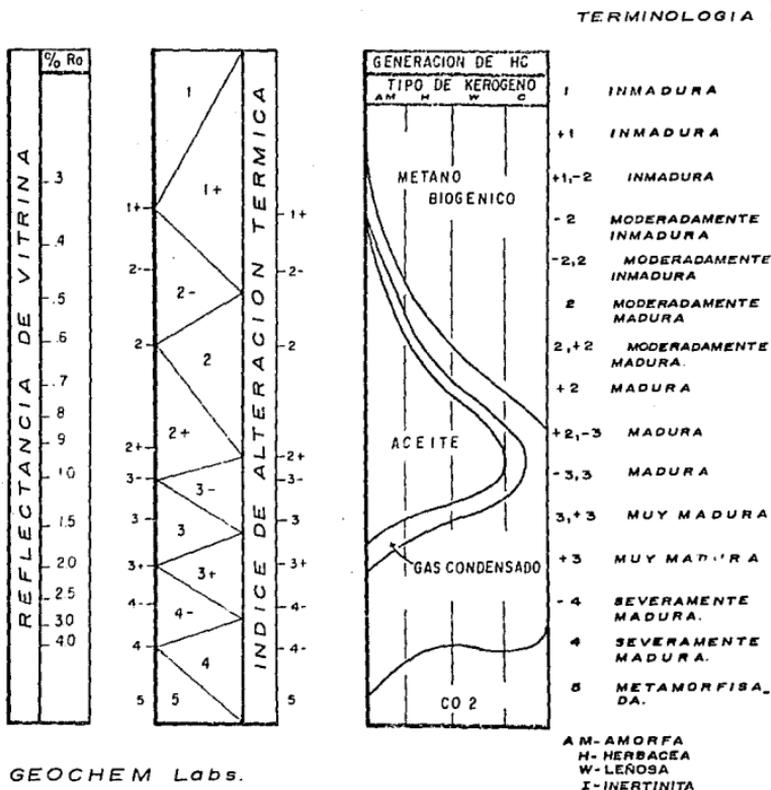


FIG. N° 5

RELACION DE LA TEMPERATURA DEL INTERVALO PRODUCTOR CONTRA  
LA GRAVEDAD A P I DE ACEITES ALMACENADOS EN YACIMIENTOS  
JURASICOS Y CRETACICOS

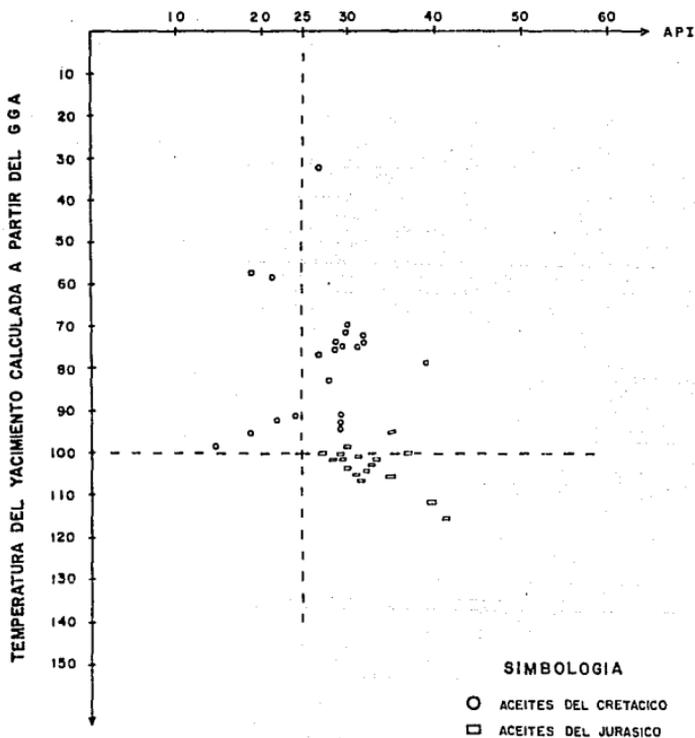
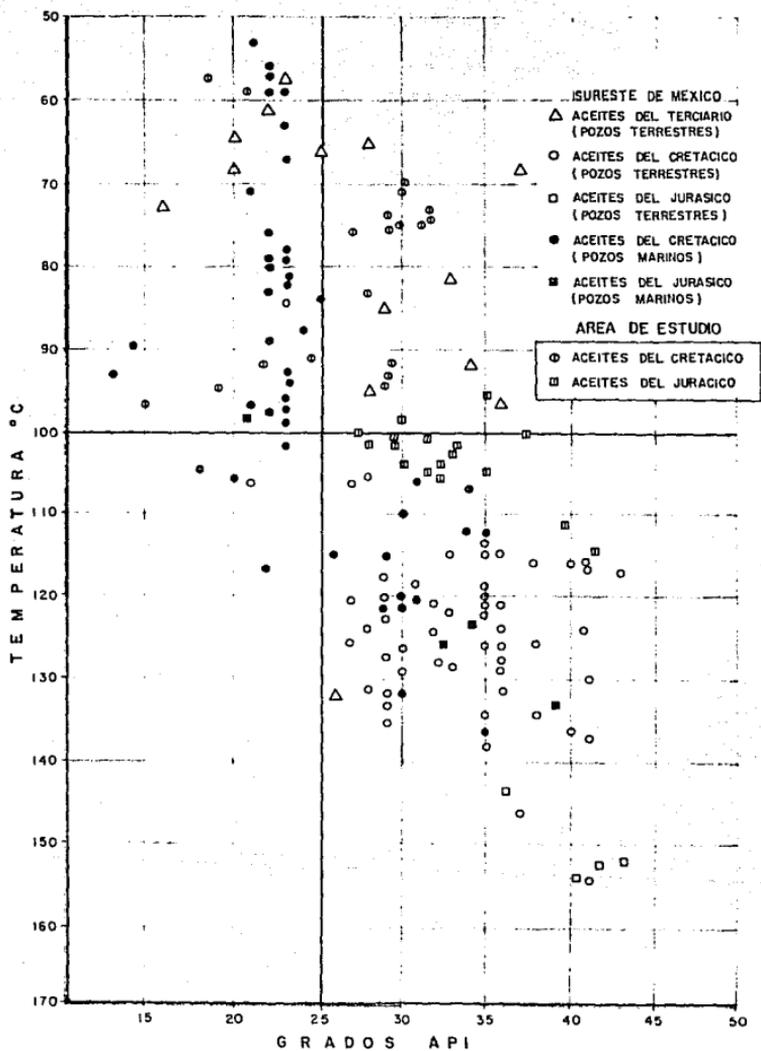


FIG. 6



RELACION DE LA TEMPERATURA DEL INTERVALO PRODUCTOR  
 CONTRA LA GRAVEDAD API DEL ACEITE (HOLGUIN 1987).

FIG. 7

RELACION DE LA PROFUNDIDAD DEL INTERVALO PRODUCTOR CONTRA LA GRAVEDAD A P I DE ACEITES ALMACENADOS EN YACIMIENTOS JURASICOS Y CRETACICOS

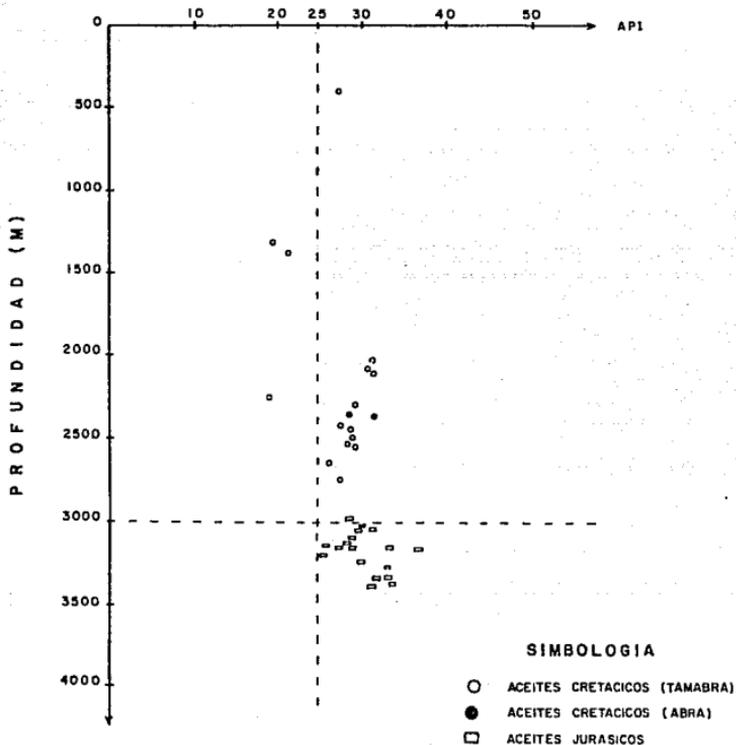


FIG. 8

RELACION SEMILOGARITMICA DEL INDICE TIEMPO-TEMPERATURA ( $\Sigma ITT$ )  
 DE LA CIMA Y BASE DEL TITHONIANO VS. LA GRAVEDAD API. DE  
 ACEITES DEL JURASICO Y CRETACICO. (HOLGUIN 1987)

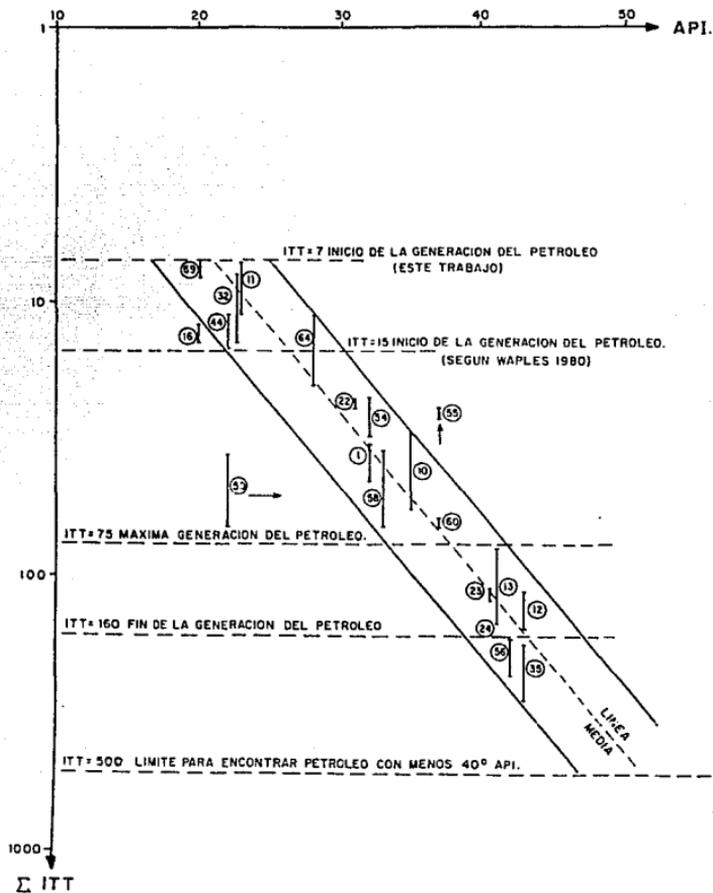
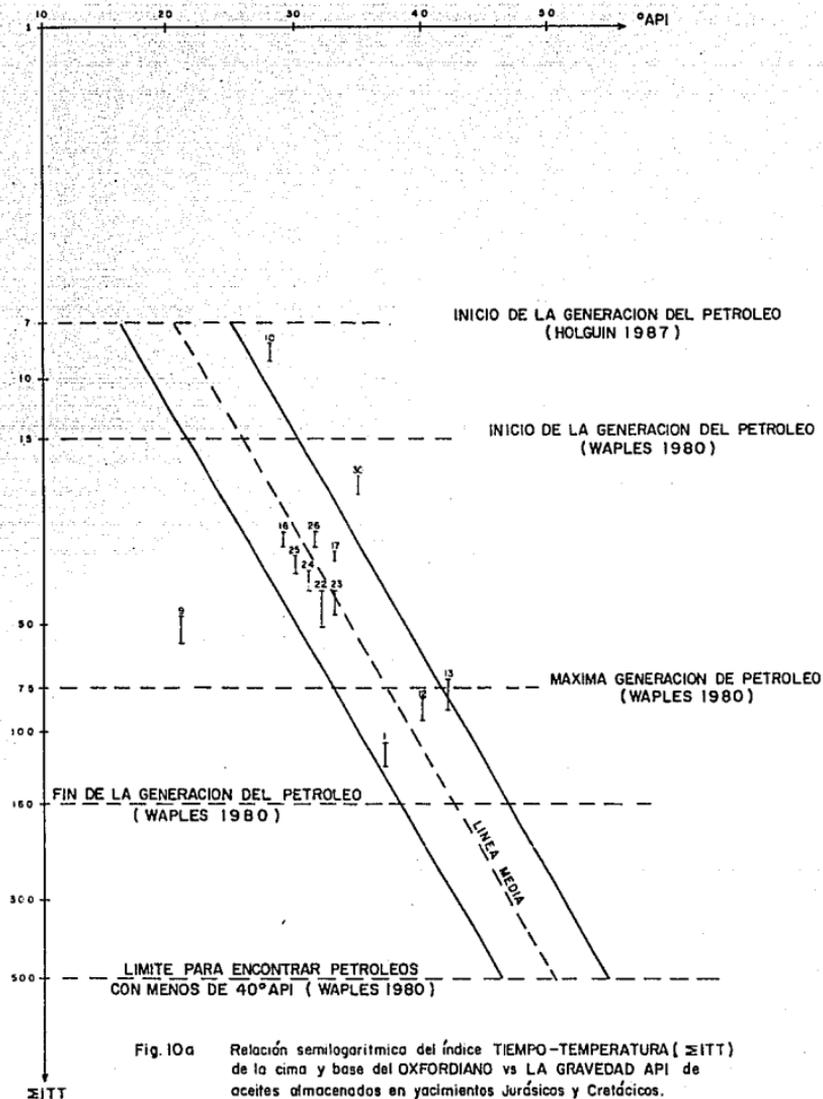


FIG.9



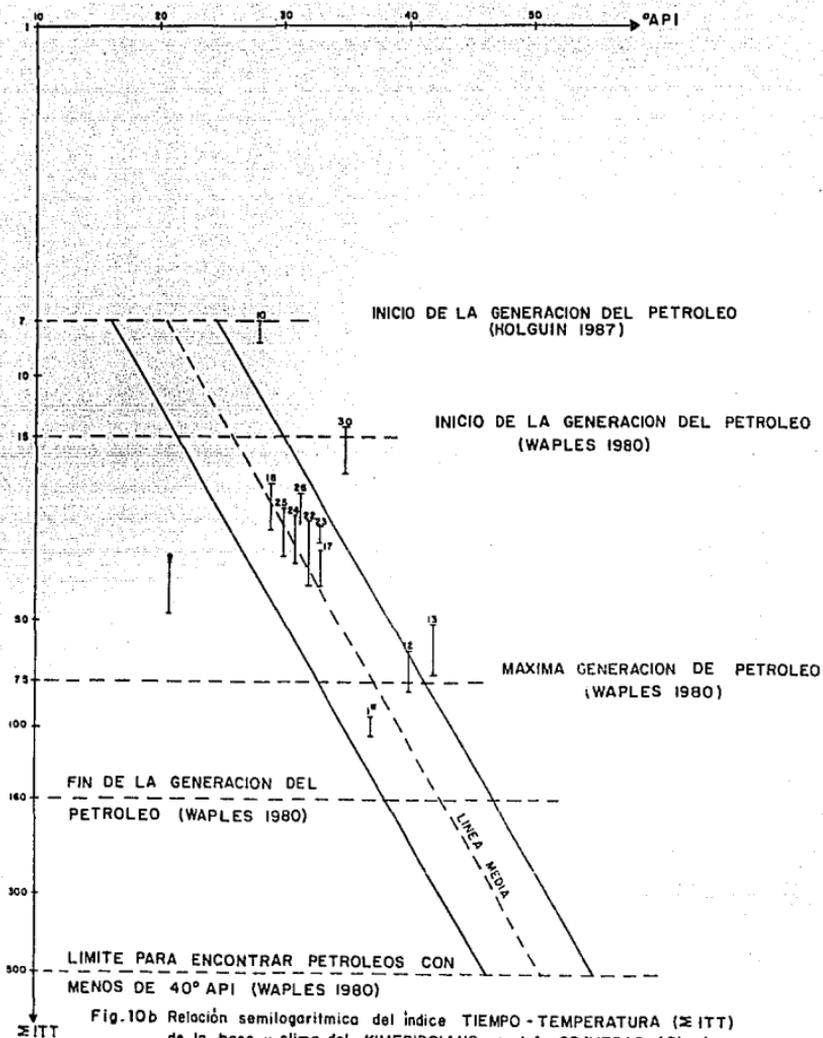


Fig. 10b Relación semilogarítmica del índice TIEMPO-TEMPERATURA ( $\Sigma$ ITT) de la base y clima del KIMERIDGIANO vs LA GRAVEDAD API de aceites almacenados en yacimientos Jurásicos y Cretácicos.

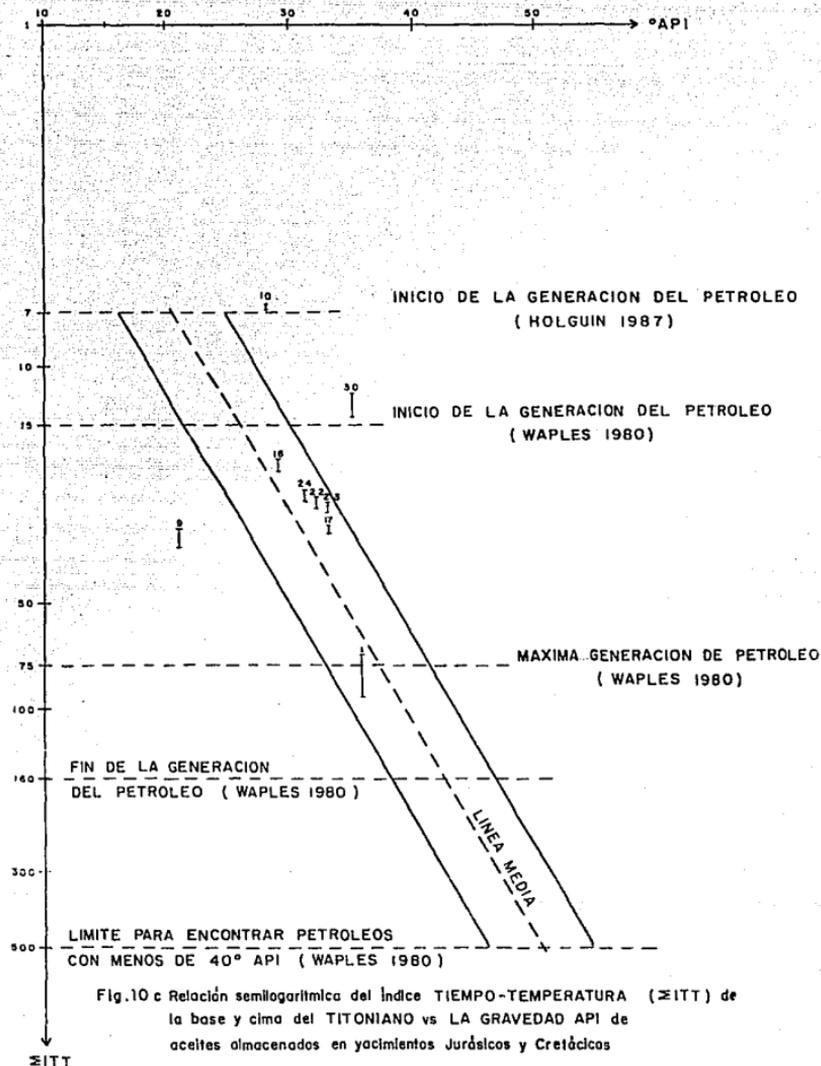


Fig.10 c Relación semilogarítmica del índice TIEMPO-TEMPERATURA ( $\Sigma$ ITT) de la base y cima del TITONIANO vs LA GRAVEDAD API de aceites almacenados en yacimientos Jurásicos y Cretácicos

COMPORTAMIENTO DE LA VENTANA DEL PETROLEO

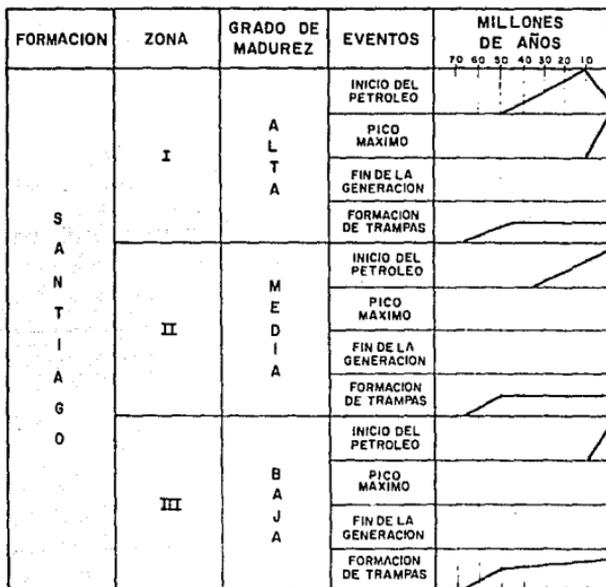


FIG.11a

### COMPORTAMIENTO DE LA VENTANA DEL PETROLEO

FORMACION	ZONA	GRADO DE MADUREZ	EVENTOS	MILLONES DE AÑOS							
				70	60	50	40	30	20	10	
T A M A N	I	A L T A	INICIO DEL PETROLEO								
			PICO MAXIMO								
			FIN DE LA GENERACION								
			FORMACION DE TRAMPAS								
	II	M E D I A	INICIO DEL PETROLEO								
			PICO MAXIMO								
			FIN DE LA GENERACION								
			FORMACION DE TRAMPAS								
	III	B A J A	INICIO DEL PETROLEO								
			PICO MAXIMO								
			FIN DE LA GENERACION								
			FORMACION DE TRAMPAS								

FIG.11b

COMPORTAMIENTO DE LA VENTANA DEL PETROLEO

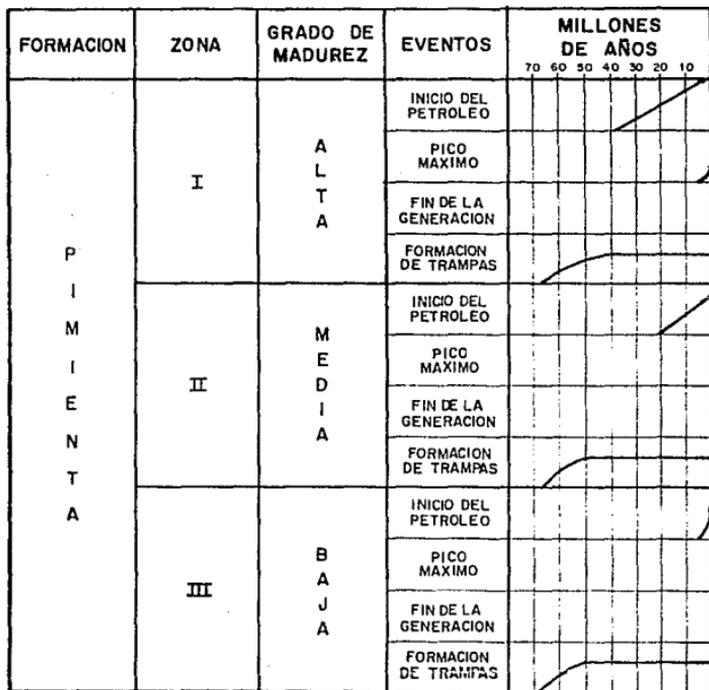


FIG. 11c

**ANEXO 3. GRAFICAS DE  
HISTORIA DE SEPULTAMIENTO.**

**LISTA DE POZOS.**

- |                        |                        |
|------------------------|------------------------|
| 1. ARROYO GRANDE-1     | 19. MIGUEL HIDALGO-5   |
| 2. CABALLO-1           | 20. NEGRO-1A           |
| 3. CAÑAS-201           | 21. OJITAL-101         |
| 4. CERRO BLANCO-1      | 22. PAPANTLA-36        |
| 5. CERRO DEL CARBON-6  | 23. PERICOS-1          |
| 6. CEDRO-1             | 24. POZA DE CUERO-1    |
| 7. COLORADO-1          | 25. REMOLINO-1         |
| 8. CUPELADO-1          | 26. REMOLINO-2         |
| 9. CHOTE-1             | 27. REMOLINO-9         |
| 10. DEIMOS-1           | 28. SAN ANDRES-1       |
| 11. ESCOLIN-2          | 29. SAN ANDRES-105     |
| 12. EZEQUIEL ORDOÑEZ-7 | 30. SAN LORENZO-1      |
| 13. GUTIERREZ ZAMORA-1 | 31. SAN LORENZO-2      |
| 14. HALLAZGO-1         | 32. TAJIN-1            |
| 15. HALLAZGO-5         | 33. TAJIN-101          |
| 16. HORCON-201         | 34. TALAXCA-24         |
| 17. MAGDALENA-3        | 35. VICENTE GUERRERO-1 |
| 18. MESA GRANDE-1      |                        |





