

01179

2  
201

A PETROLEOS MEXICANOS.-

INTERPRETACION GEOQUIMICA  
DE LA  
PLATAFORMA DE CORDOBA

CON AGRADECIMIENTO A LOS SEÑORES INGENIEROS:

RAUL GONZALEZ GARCIA

PABLO CRUZ HELU

TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN

POR SU DECIDIDO APOYO PARA EL DESARROLLO DE ESTE TRABAJO.

Maria en Ingenieria (Exploración)  
Luis Francisco Fuentes Pacheco

AL PERSONAL DE LA SUPERINTENDENCIA "A" DISTRITO DE  
EXPLORACION, CORDOBA, VER., DE PETROLEOS MEXICANOS.

EN AGRADECIMIENTO POR SU COLABORACION EN LA ELABORACION DEL  
PRESENTE TRABAJO.

1992



## **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.

## INDICE

CONTENIDO RESUMEN	PAGINA
I. - INTRODUCCION.	1
II. - GENERALIDADES.	2
a). - Ubicación del Area.	2
b). - Antecedentes Geológicos y Geofísicos.	2
c). - Antecedentes Geoquímicos.	5
d). - Objetivos.	6
e). - Método de Trabajo.	7
III. - ESTRATIGRAFIA - SECUENCIAS SEDIMENTARIAS Y SU RELACION CON LA DISTRIBUCION DE LA MATERIA ORGANICA.	10
a). - Jurásico Medio.	10
b). - Jurásico Superior.	10
c). - Cretácico Inferior.	14
d). - Cretácico Medio.	16
e). - Cretácico Superior.	18
f). - Paleoceno - Eoceno Medio.	24
g). - Eoceno Superior - Oligoceno.	26
h). - Mioceno.	27
IV. - GEOLOGIA ESTRUCTURAL.	32
V. - EVOLUCION TECTONO - SEDIMENTARIA.	35
VI. - ANALISIS DE PARAMETROS GEOQUIMICOS TERMICOS.	38
a). - Análisis de Parámetros Geoquímicos para la Evaluación Térmica.	38
b). - Distribución del Gradiente Geotérmico Regional.	39
c). - Gráficas de Sepultamiento e Índice Tiempo - Temperatura.	41
VII. - EVALUACION GEOQUIMICA DE LAS POSIBLES ROCAS GENERADORAS	42
a). - Delimitación de la Ventana del Petróleo.	42
b). - Determinación y Distribución de las posibles Rocas Generadoras.	43
c). - Evolución de la Maduración.	46
d). - Hidrocarburos Potencialmente Generables.	47
VIII. - MIGRACION Y ACUMULACION DE HIDROCARBUROS.	52
1). - Cretácico Medio.	52

2).-- Cretácico Sup. (Coniaciano - Santoniano Inf.).	53
3).-- Cretácico Sup. (Santoniano Sup. - Campaniano)	53
4).-- Cretácico Superior (Maastrichtiano).	54
5).-- Terciario.	54
IX.-- ROCAS SELLO	56
X.-- CARACTERIZACION DE LOS ACEITES.	57
XI.-- AREAS DE INTERES PETROLERO IDENTIFICADAS EN EL ESTUDIO.	59
XII.-- SISTEMA PETROLERO.	61
XIII.-- CONCLUSIONES.	66
XIV.-- RECOMENDACIONES.	70
XV.-- REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	71

## INDICE DE FIGURAS

- 1.\_PLANO DE LOCALIZACION.
- 2.\_PLANO GRAVIMETRICO RESIDUAL.
- 3.\_PLANO DE UBICACION DE POZOS Y SECCIONES.
- 4.\_MODELO DE EVOLUCION TECTONO SEDIMENTARIO DEL JURASICO SUPERIOR.
- 5.\_MODELO DE EVOLUCION TECTONO SEDIMENTARIO DEL CRET. INFERIOR.
- 6.\_MODELO DE EVOLUCION TECTONO SEDIMENTARIO DEL CRETACICO MEDIO.
- 7.\_MODELO DE EVOLUCION TECTONO SEDIMENTARIO DEL TURONIANO
- 8.\_SECCION ESTRATIGRAFICA ENTRE LOS POZOS: Cerro de Oro-1, Localización Privilegio, Cava-1, Palo Gacho-1, Obispo-1 y Localización Tuxtilla.
- 9.\_SECCION ESTRATIGRAFICA ENTRE LOS POZOS: Mata Pionche-161,125; López Mateos-1 y Bravo-1.
- 10.\_SECCION ESTRATIGRAFICA ENTRE LOS POZOS: Tezonapa-1,2; Casa Blanca-7,1; Resplandor-1, Mata Clara-1, Mecayucan-2,1,3; y Mestizo-1.
- 11.\_TABLA ESTRATIGRAFICA DE LA PLATAFORMA DE CORDOBA.
- 12.\_SECCION ESTRUCTURAL DE LA SIERRA DE SAN ANTONIO-SIERRA DE GUZMANTLA, INCLUYENDO AL POZO FORTIN-1.
- 13.\_CONFIGURACION DE LOS CAMPOS PRODUCTORES A NIVEL DEL CRETACICO MEDIO.
- 14.\_PLANO DE ESTRUCTURAS PRESENTES EN LA CUENCA DE VERACRUZ.
- 15.\_GRAFICA ILUSTRATIVA DE LA SEDIMENTACION CONTINUA DEL JURASICO SUPERIOR AL CRETACICO SUPERIOR.
- 16.\_EVOLUCION TECTONICA DE LA PLATAFORMA DE CORDOBA.
- 17.\_GRAFICA ILUSTRATIVA DE LA SEDIMENTACION CONTINUA DEL CRETACICO SUPERIOR AL EOCENO SUPERIOR.
- 18.\_GRAFICA ILUSTRATIVA DE LOS EFECTOS DE LA OROGENIA LARAMIDE.
- 19.\_GRAFICA ILUSTRATIVA DE LA SEDIMENTACION DISCONTINUA OCURRIDA DURANTE EL TERCIARIO.
- 20.\_GRAFICA QUE MUESTRA LA VARIACION DE LA TEMPERATURA MAXIMA DE PIROLISIS CON LA PROFUNDIDAD.
- 21.\_CORRELACION ENTRE DATOS DE  $T_{máx}$ . E IAT, PARA MUESTRAS DE LA FORMACION MALTRATA.
- 22.\_GRAFICA DE LA MADUREZ ALCANZADA POR LAS ROCAS DEL TERCIARIO, SEGUN EL IAT.
- 23.\_PLANO DE GRADIENTE GEOTERMICO ACTUAL.
- 24.\_PLANO DE INGRESO DE LA BASE DEL JURASICO SUPERIOR A LA VENTANA DEL PETROLEO.
- 25.\_SECCION ESTRUCTURAL ENTRE LOS POZOS: Tezonapa-1,2; Casa Blanca-7,1; Resplandor-1, Mata Clara-1, Mecayucan-2,1,3; y Mestizo-1.
- 26.\_HISTOGRAMAS DE REFLECTANCIA DE VITRINITA PARA MUESTRAS DE LA FORMACION TEPEXILOTLA, EN LA SIERRA DE ZONGOLICA.

- 27.-CORRELACION DEL INDICE TIEMPO-TEMPERATURA (ITT) CONTRA LA GRAVEDAD API DE LOS ACEITES, EN LOS BLOQUES CON POZOS PRODUCTORES.
- 28.-RELACION ENTRE EL ITT DEL JURASICO SUPERIOR Y LA GRAVEDAD API EN EL CAMPO MATA PIONCHE.
- 29.-RELACION ENTRE EL ITT DEL JURASICO SUPERIOR Y LA GRAVEDAD API EN EL CAMPO MECAYUCAN
- 30.-CONFIGURACION ESTRUCTURAL DEL POSIBLE JURASICO SUPERIOR.
- 31.-GRADO DE ALTERACION TERMICA ALCANZADO POR EL JURASICO SUPERIOR.(?).
- 32.-ESQUEMA DEL YACIMIENTO DEL CAMPO MATA PIONCHE.
- 33.-GRAFICA QUE RELACIONA LAS TEMPERATURAS EN LOS YACIMIENTOS CONTRA LA GRAVEDAD API.
- 34.-CORRELACION DE CROMATOGRAMAS DE HIDROCARBUROS SATURADOS Y AROMATICOS EN LOS CAMPOS PRODUCTORES.
- 35.-CORRELACION DE CROMATOGRAMAS DE HIDROCARBUROS TIOFENICOS EN LOS CAMPOS PRODUCTORES.
- 36.-CROMATOGRAMAS DE HIDROCARBUROS SATURADOS Y AROMATICOS EN EL CAMPO ANGOSTURA.
- 37.-CORRELACION DE GRAFICAS CONSTRUIDAS EN BASE A RESULTADOS DE DESTILACION HEMPELL.
- 38.-SECCION ESTRUCTURAL ENTRE LOS POZOS: Mata Pionche-161,125; López Mateos-1 y Bravo-1.
- 39.-SECCION ESTRUCTURAL ENTRE LOS POZOS: Cerro de Oro-1, Localización Privilegio, Cava-1, Palo Gacho-1, Obispo-1 y Localización Tuxtilla.
- 40.-DIAGRAMA DEL SISTEMA PETROLERO "PLATAFORMA DE CORDOBA".
- 41.-ESQUEMA DE UN SISTEMA PETROLERO ANALOGO.
- 42.-CARTA DE EVENTOS DEL SISTEMA PETROLERO "PLATAFORMA DE CORDOBA".

## R E S U M E N

En la Plataforma de Córdoba se efectuó el análisis de la información geoquímica para realizar una interpretación de carácter regional, integrando tanto la información geológica como la geofísica existente y tratar de deducir cuales son las rocas generadoras de los hidrocarburos que actualmente se explotan en el área de estudio. Se dedujo que las rocas con el mejor potencial oleogenerador corresponden a la Formación Maltrata del Turoniano, sin embargo, su madurez térmica es insuficiente para considerarla generadora de los hidrocarburos que actualmente se explotan en el área, tomando en cuenta el rango de  $\Sigma$  ITT de 7 a 160 deducido por Holguin (1985), para la delimitación de la ventana del petróleo.

Aunque el paquete estratigráfico del Cretácico Medio e Inferior es el que mejor se asocia con la ventana del petróleo, presenta características litológicas bien definidas de una plataforma somera, inadecuada para la preservación de materia orgánica, sin embargo, existen pequeños horizontes con buenas características de roca generadora que pudieran contribuir con algo de producción.

Las rocas del Jurásico Superior, donde se han cortado, han denotado características de plataforma con potencial poco significativo, pero existen afloramientos en la Sierra Madre Oaxaqueña, con características apropiadas para la generación de hidrocarburos y se estima que en el borde oriental de la Plataforma de Córdoba(?), deben existir facies similares (Formación Tepexilotla), que son las probables rocas generadoras.

Con la influencia de la historia de sepultamiento de las rocas del Jurásico Superior, se deduce que hace 82 millones de años (Santoniano), dichas rocas iniciaron su entrada a la ventana del petróleo y a principios del Eoceno Inferior, todo este paquete estratigráfico se encontraba en dicha ventana. Lo anterior es importante, puesto que es precisamente durante este tiempo en que suceden los máximos efectos de la Orogenia Laramide y la formación de las trampas en las que actualmente se encuentran los hidrocarburos.

Actualmente es posible que el 50% de este paquete aún se encuentre dentro de la ventana de generación, permitiendo suponer la generación de hidrocarburos en el área, sobre todo la que incluye a los bloques en los cuales se encuentran los campos productores.

Los hidrocarburos generados en las rocas del Jurásico Superior, migraron recorriendo el bloque en que fueron creados hasta entramparse en las rocas permeables de la Formación Orizaba del Cretácico Medio, en la Formación Guzmantla del Coniaciano-Santoniano, en las brechas de la Formación San Felipe del Santoniano Superior-Campaniano y en las brechas de la Formación Méndez del Maastrichtiano, aunque existen acumulaciones pequeñas en formaciones terciarias que parecen haber sido acarreados durante las épocas de recarga de acuíferos sobre los campos Tres Higueras y Plan de Oro. Otro efecto de las aguas meteóricas mencionadas ha sido la biodegradación que parece haber afectado a varios yacimientos, como son: Plan de Oro, Tres Higueras, Lagarto, Manuel R. Aguilar, Angostura y Gloria.

La similitud observada tanto en los cromatogramas como en las gráficas de destilación Hempell, sugieren un origen común en cuanto a la posible roca generadora, que se considera es el Jurásico Superior.



## I.- INTRODUCCION

El objetivo de las actividades exploratorias se enfoca, primordialmente, al descubrimiento de nuevos campos para incrementar las reservas de hidrocarburos y la evaluación de nuevas áreas con posibilidades petroleras.

Estas actividades se desarrollan preferentemente en áreas que presentan gran importancia, como las que incluyen a las rocas del antiguo Golfo de México, las cuales conservan los atributos necesarios para la generación ó preservación de hidrocarburos. Dicha preservación y almacenamiento de hidrocarburos se localiza en trampas que son definidas a través de los trabajos geológicos y geofísicos que se llevan a cabo en todo el país; sin embargo, debido a la complejidad estructural y las variaciones estratigráficas, en ocasiones, solamente es posible deducirlas mediante la aplicación de métodos geofísicos indirectos, ya que sus grandes avances aunados a un fácil acceso a los procesos de computación, permiten una integración detallada y a partir de sus resultados es posible recomendar la perforación de pozos en busca de yacimientos, auxiliándose con los resultados de trabajos sedimentológicos y estratigráficos.

Con la información mencionada se definen los procesos de evolución geológica sucedidos en una cuenca sedimentaria y así puede reconstruirse su historia de subsidencia. La interpretación e integración de la información geoquímica, al relacionar los eventos sucedidos con la cantidad y calidad de la materia orgánica dispersa, así como con su historia térmica, posibilita el conocimiento de los procesos de transformación de dicha materia orgánica y ayuda a reconocer los patrones de migración y entrapamiento de los productos generados.

En particular, en la región denominada "Plataforma de Córdoba" se programó este trabajo, debido a que actualmente se cuenta con una buena cantidad de datos geoquímicos y era necesaria su evaluación; además en este trabajo se pretende efectuar una interpretación de carácter regional e integrarla a la información geológica y geofísica existente. Cabe mencionar que durante el desarrollo del mismo, se ha enriquecido dicha información con muestreo y análisis geoquímicos en horizontes geológicos interesantes.

## II.- GENERALIDADES

## a).- Ubicación del Área

El área de estudio presenta la forma de un polígono irregular alargado (Fig. 1), el cual cubre una superficie aproximada de 7300 Km<sup>2</sup>. Al norte, geográficamente se encuentra limitada por las ciudades de Jalapa y Cardel, Ver.; al sur, los vértices del polígono los forman las ubicaciones de los pozos Monte Negro y Heim; al occidente, el límite se define mediante una línea imaginaria que pasa por los poblados de Huatusco, Cuitláhuac y Tierra Blanca, Ver., además de Tuxtepec, Oax.; mientras que al oriente, sigue una línea imaginaria quebrada que pasa por los poblados de Soledad de Doblado, Ver., y Loma Bonita, Oax.

Las coordenadas geográficas de los vértices del polígono que forma el área de estudio son las siguientes:

VERTICE	LATITUD NORTE	LONGITUD OESTE
A	19°21'	97°00'
B	19°21'	96°23'
C	19°02'	96°23'
D	18°27'	96°11'
E	18°00'	95°47'
F	17°39'	95°32'
G	17°37'	95°53'
H	18°00'	96°10'

Se encuentra incluida en la Provincia Geológica del Papaloapan.

## b).- Antecedentes Geológicos y Geofísicos.

La Plataforma de Córdoba se ubica en la porción central del Distrito petrolero de Córdoba, Ver., y sus límites desde un punto de vista geológico se definen al Noreste, por el macizo de Plan de las Hayas; al Sur, por el Alto de Teutila-La Mixtequita; al W, por la Cuenca de Zongolica; y al E, por la Cuenca de Veracruz.

En los pozos en que ha sido alcanzado el basamento, se ha clasificado como un "granito cataclástico de grano medio" de biotita, alterado y blanco. Está cubierto por un horizonte de arcosas color gris claro a verdoso.



La Plataforma de Córdoba estratigráficamente está formada por una gruesa columna sedimentaria que incluye rocas que van desde el Jurásico Superior hasta el Cretácico Superior. Lo conocido hasta la fecha permite reconocer rocas carbonatadas limpias y arcillosas, margas, dolomías y evaporitas, mismas que durante su etapa sedimentológica se depositaron en ambientes marinos someros y profundos.

La Plataforma de Córdoba es importante desde el punto de vista económico-petrolero ya que en ella se han descubierto varios yacimientos de aceite y gas, aunque en diferentes épocas, con lo cual se puede definir su historia en 3 etapas:

la primera abarca desde 1953 hasta 1973, cuando tanto la exploración como la explotación tuvieron un carácter somero, llegándose al descubrimiento de campos en rocas del Cretácico Superior, como fueron Tres Higueras, Lagarto, Plan de Oro, Casa Blanca, Angostura, Rincón Pacheco y Nopaltepec.

Una segunda etapa puede definirse de 1973 a 1979, cuando a mayor profundidad se descubrieron campos también en rocas del Cretácico Superior, además de las del Cretácico Medio; entre ellos se encuentran: Remudadero, Miralejos, Cópite, Mata Pionche y Mecayucan.

Durante esta etapa, es importante señalar la creación del Departamento de Paleosedimentación en este distrito petrolero, lo cual acrecentó la calidad de la exploración con trabajos sedimentológicos, estratigráficos, estructurales y micropaleontológicos con enfoque económico-petrolero. Los trabajos elaborados en este departamento han permitido efectuar reinterpretaciones de la información obtenida a partir de la perforación de pozos exploratorios e integrarla a estudios que han incluido la interpretación más completa de las condiciones paleoambientales de las secuencias estratigráficas conocidas e inferir las no conocidas. Como resultado de la gran cantidad de información, se reconoce la existencia de fuertes problemas geológicos, en su mayoría derivados del complejo patrón estructural existente como resultado de complicados mecanismos tectónicos que dieron origen a una serie de apilamientos de bloques, mismos que se encuentran cubiertos por sedimentos terrígenos terciarios.

En la última etapa, las dificultades para encontrar nuevos yacimientos han sido mayores, detectándose sólo algunos cuerpos litológicos que han presentado buenas manifestaciones de hidrocarburos, pero sin producción comercial. Los objetivos que se persiguen actualmente son también más difíciles de alcanzar, debido a que comúnmente

se trata de estructuras profundas detectadas mediante estudios geofísicos por debajo de los bloques plegados y afallados conocidos.

También han contribuido al conocimiento del área, los trabajos efectuados por el Departamento de Interpretación y Evaluación Geofísico-Geológica a partir de 1975, cuando se decidió efectuar la elaboración de proyectos basados en toda una variedad de resultados obtenidos a partir de trabajos de campo, tanto gravimétricos, sismológicos y magnetoteléuricos, de modo que actualmente es considerable la cantidad de información de dichas disciplinas con que se cuenta para la evaluación del área.

El análisis de la información gravimétrica, por ejemplo, ha permitido reconocer estructuras presentes a gran profundidad, por debajo de los bloques plegados y fallados, puesto que se ha definido una serie de altos gravimétricos residuales orientados NW-SE, los cuales se encuentran desde la vecindad del pozo Ixtle-1 hasta el área denominada "El Tomate", alineándose por la porción central de la Plataforma de Córdoba (Fig. 2).

El análisis de la información sismológica del Área ha ratificado la presencia de los altos detectados por gravimetría, y en ellos se han propuesto localizaciones exploratorias que presentan gran interés, puesto que su perforación permitirá conocer las características litológicas de secuencias estratigráficas aún desconocidas, además de que permitirá evaluar las posibilidades petrolíferas del Cretácico Inferior y del Jurásico Superior. La importancia de lo anterior crece al considerar que al occidente de la Plataforma de Córdoba, hacia la Cuenca de Zongolica, se tienen porciones en las cuales afloran rocas del Jurásico Superior, con características litológicas que sugieren su depósito en ambientes profundos y se piensa que en el borde oriental de la Plataforma, hacia la Cuenca de Veracruz, posiblemente se tengan condiciones semejantes a profundidades aún no alcanzadas por los pozos.

La importancia petrolera del área radica en que en ella existen rocas porosas y permeables que han servido de receptáculo a los hidrocarburos que se han concentrado en las estructuras formadas durante la deformación del área, además de que la gruesa carpeta de sedimentos terciarios suprayacentes forma un sello excelente. El principal problema en el área, es que por ser tan someros los pozos perforados, no se conocen las características litoestratigráficas del Cretácico Inferior y Jurásico Superior, las cuales siempre se han considerado fuertes candidatos a ser las generadoras de los hidrocarburos que constituyen los yacimientos petroleros conocidos hasta la



fecha, mismos que además se encuentran restringidos a bloques estructurales definidos y también constituyen un problema para la evaluación del área.

c).- Atecedentes Geoquímicos

Desde hace varios años, se han realizado trabajos de carácter geoquímico en el área de estudio, incluyendo trabajos de gasometría, suelos y otros, basados en la información obtenida de los análisis químicos efectuados para muestras colectadas en pozos del área. De 1980 a 1982, se llevaron a cabo trabajos de gasometría para 22 estructuras detectadas previamente en subsuelo por sismología, de las cuales 17 están incluidas en el área. Tenían como objetivo definir la presencia de anomalías geoquímicas en superficie, que pudieran relacionarse con acumulaciones petrolíferas en subsuelo.

Las interpretaciones efectuadas por las compañías encargadas de estos trabajos, mostraban halos geoquímicos en todas las estructuras estudiadas, sugiriéndose así, yacimientos presentes en subsuelo, sin embargo, muchas de estas estructuras ya constituían áreas con pozos exploratorios perforados, mismos que resultaron improductivos. Fuentes, 1983, realizó una reinterpretación e integración de la información con que contaba y se determinó que de las 22 estructuras, solamente 2 presentaban información interesante, de las cuales sólo la localización Rocal se encuentra contenida en nuestra actual área de estudio.

Durante 1980, técnicos del IMP colectaron 889 muestras de pozos, las cuales fueron analizadas en sus laboratorios (ver Tabla 1), cuyos resultados forman parte del "Estudio Geoquímico de Hidrocarburos y Rocas de la Cuenca Terciaria de Veracruz y Plataforma de Córdoba", mismo que fue desarrollado en dos informes por separado. El primero fue terminado en 1981, elaborado por Holguín Q. y el segundo en 1982, elaborado por Holguín y Romero. En dicho estudio se pretendía determinar la presencia de rocas generadoras y el origen y composición de los hidrocarburos que se explotan en el área.

Las muestras fueron colectadas en pozos seleccionados estratégicamente entre productores e improductivos, en la Cuenca de Veracruz y Plataforma de Córdoba, cubriendo toda la columna atravesada por los pozos. Estas muestras fueron sometidas a una variedad de análisis químicos para determinar su contenido de carbono orgánico, su tipo de materia orgánica y su grado de alteración térmica mediante

EDAD POZO	JURASICO	JUR. SUP.	CRET.	CRET.	CRETACICO SUPERIOR			PALEO	E O C E N O			OLIGO
	MEDIO	KIMM. TIT.	INF.	MED.	TUR.	CO-SA	CAMP. MAAS.	CENO	INF	MED	SUP	CENO
4. CAPULINES 1							10 9	5	2	2	2	
5. CAPULINES 2							3					
9. COPITE 16				6								
10. CORDOBA 1A			1	84								
11. FORTIN 1		5 7	15	14	10							
16. JERONIMO 1							11	31	30		9	2
22. MATA GALLINA 4								2			1	
24. MATA PIONCHE 161				15								
27. MIRALEJOS 1					1	6						
28. MIXTECO 1								44			11	3
34. PALO GACHO 1					17	4	34				11	
35. PAPALOAPAN 2					57	3	31					
37. REMUDADERO 2			9	12	1	4	2	14			1	1
43. RIO MANSO 1B			6	51		42	16					
46. TEZONAPA 1			9	20		3						
47. TEZONAPA 2			8	2								
TOTAL	0	5 7	48	278	9	130	13 38	96	32	2	35	6

TABLA I. NUMERO DE MUESTRAS ANALIZADAS POR TECNICOS DEL IMP DURANTE 1980.



SICO IO	JUR. SUP.		CRET. INF.	CRET. MED.	CRETACICO SUPERIOR				PALEO CENO	E O C E N O			OLIGO CENO	M I O C E N O			PLIO PLEIS	TOTAL
	KIMM.	TIT.			TUR.	CO-SA	CAMP.	MAAS.		INF	MED	SUP		INF	MED	SUP		
							10	9	5	2	2	2		7	29	9	2	72
							3											3
				6														6
			1	84														85
	5	7	15	14		10												51
								11	31	30	9	2	6	13	2	1		105
				15					2		1							3
					1	6								1				15
									44		11	3	3	29	9	2		101
				17	4	34					11		6	35	5			112
				57	3	31								7	1			99
			9	12	1	4		2	14		1	1	6	15	5	1		71
			6	51		42		16							1			116
			9	20		3												32
			8	2														10
	5	7	48	278	9	130	13	38	96	32	2	35	6	29	123	32	6	889

NO DE MUESTRAS ANALIZADAS POR TECNICOS DEL IMP DURANTE 1980.

técnicas de pirólisis y ópticas, construyéndose planos de distribución de los diferentes parámetros obtenidos, así como registros geoquímicos de los mismos.

En el estudio realizado en el IMP, se infiere que los hidrocarburos que actualmente se explotan en los campos petroleros del área, probablemente procedan de rocas generadoras que se encuentran a profundidades mayores a las alcanzadas por la mayoría de los pozos; otra alternativa sugiere que los hidrocarburos pudieron haber migrado desde rocas de la misma edad a las que las contienen, pero de facies más profundas, o bien, que vinieran desde horizontes más jóvenes, los cuales, lateralmente se encontrarán a profundidades mayores, aunque esto último se considera improbable porque se relacionó con rocas del Terciario.

En los informes citados, se menciona el reducido potencial generador de las rocas estudiadas, ya que normalmente se presentaron valores pobres en cuanto al contenido de carbono orgánico, altos índices de oxígeno y bajos de hidrógeno, así como pobres cantidades de hidrocarburos libres y potenciales. El contenido de extractos obtenidos fue preferentemente de productos pesados.

En general, las rocas cretácicas se consideraron inmaduras, puesto que los valores de temperatura máxima de pirólisis e índice de alteración térmica fueron bajos, además de que se advierte una clara predominancia impar en parafinas de 23 a 33 átomos. En cuanto al Jurásico, éste si se considera lo suficientemente maduro.

Finalmente, para el desarrollo del presente trabajo, se analizaron un total de 618 muestras, parte de las cuales fueron colectadas durante la perforación de pozos y otras fueron seleccionadas en pozos ya perforados y que se consideraron de interés geoquímico-petrolero (Tabla II).

#### d).- Objetivos

Determinar las rocas potencialmente generadoras de hidrocarburos y delimitar la posición de la ventana del petróleo en el tiempo y en el espacio, para establecer la evolución de los focos de generación, las direcciones más probables de migración y las áreas con mayores perspectivas económicas.

POZO	EDAD	JURASICO	JUR. SUP.	CRET.	CRET.	CRETACICO SUPERIOR			PALEO	E O C E N O			OLIGO	
		MEDIO	KIMM. TIT.	INF.	MED.	TUR.	CO-SA	CAMP.	MAAS.	CENO	INF	MED	SUP	CENO
1. ALTA LUZ 1							3							
2. BARRABAS 101					2									
3. BRAVO 1					4	1		6						
6. CERRO DE ORO 1				8	49									
8. COLORIN 2					6	3	1							
12. GLORIA 6						2								
13. INDIO 1					3	14								
14. IXCATLAN 1	7		5	2	23									
15. IZOTE 1					1	1								
17. KATANA 1						1								
18. LOMA HERMOSA 1					8	2								
19. LOPEZ MATEOS 1					7	1								
20. MARGARITO 1					4					1				
21. MATA CLARA 1					2		1			1				
23. MATA GUITARRA 1					3	1								
25. MECAYUCAN 1					4	4	1	2						
26. MESTIZO 1					3	2								
29. MONTE NEGRO 1	2		8	23	27		6		1					
30. NIDO 2					4									
32. OBISPO 1						4	2							
33. ORIZABA 1				16	69	29								
36. PLAN DE ORO 1					1									
38. RESPLANDOR 1					1									
39. RESPLANDOR 101					1		23							
40. R. PACHECO 1001					4									
41. RIO AMAZONAS 1						2	2							
42. RIO ATOYAC 1					4	5								
44. RIO PESCADOS 1					3	2	1							
45. SAN PABLO 101					2	4								
48. TORCAZA 101					17	5	20	6	2	4				
49. TORCAZA 101A				14	20									
50. TRES HIGUERAS 201					1		28							
51. ZAPOTE 2						5								
TOTAL		9	13	63	273	88	88	14	3	6				

TABLA II. NUMERO DE MUESTRAS ANALIZADAS DESDE 1981 A LA FECHA.

CICLO	JUR. SUP.	CRET.	CRET.	CRETACICO SUPERIOR				PALEO	E O C E N O	OLIGO	M I O C E N O	PLIO	TOTAL	
	KIMM. TIT.	INF.	MED.	TUR.	CO-SA	CAMP.	MAAS.	CENO	INF MED SUP	CENO	INF MED SUP	PLEIS		
							3						3	
			2										2	
			4	1			6						11	
		8	49										57	
			6	3	1								10	
				2									2	
			3										17	
	5	2	23	14									37	
			1	1									2	
				1									1	
			8	2									10	
			7	1									8	
			4					1					5	
			2				1						4	
			3	1									4	
			4	4	1	2							11	
			3	2									5	
	8	23	27		6		1						67	
			4										4	
				4	2								6	
		16	69	29									114	
			1										1	
			1										1	
			1			23					8	4	37	
			4										4	
				2	2								4	
			4	5									9	
			3	2	1								6	
			2	4									6	
			17	5	20	6	2	4			5	31	11	102
		14	20											34
			1			28								29
				5										5
	13	63	273	88	88	14	3	6			5	39	15	618

DE MUESTRAS ANALIZADAS DESDE 1981 A LA FECHA.

## e).- Método de Trabajo

Para el desarrollo del presente trabajo, se emplearon los siguientes procedimientos:

- Se efectuó un análisis preliminar de la información geoquímica, considerando la importancia del contenido de materia orgánica en las muestras y su calidad, en pozos ubicados estratégicamente. Además, se incluyó el comportamiento regional de las condiciones de madurez térmica en el área, basada en la construcción de gráficas de sepultamiento y el cálculo del índice tiempo-temperatura (ITT).
- Se llevó a cabo la compilación y análisis antes descrita, programándose la colección de muestras representativas de 21 pozos, con el fin de contar con más resultados geoquímicos y poder integrarlos, sumándose a los anteriormente estudiados por el IMP. (Tabla III).
- Se efectuó un análisis inicial de algunos resultados de estudios petrofísicos en núcleos recuperados durante la perforación de varios pozos. Los resultados de que se dispuso en esta etapa, fueron proporcionados por el Departamento de Yacimientos.
- Se elaboró un plano geológico a nivel de la discordancia regional que afecta a las rocas del pre-Eoceno Superior, el cual ayudó al análisis estructural del área, así como para precisar mejor los contactos geológicos en las secciones estructurales. Para la construcción de dicho plano, se contó con el auxilio que aporta la información contenida en el plano de segunda derivada vertical de la anomalía gravimétrica, en combinación con la información sísmológica y de los trabajos del Departamento de Paleosedimentación, así como de geología de subsuelo.
- Se construyeron secciones estructurales y sus correspondientes estratigráficas, convenientemente distribuidas, como se observa en el plano de ubicación de pozos y secciones (Fig. 3). Las secciones fueron interpretadas hasta la profundidad en que se infirió el basamento, deducido este último del análisis de la información que el Departamento de Interpretación Geofísica y de Nuevas Técnicas proporcionaron, así como de la información de subsuelo con que se cuenta.
- En las secciones estructurales se integraron los valores del índice tiempo-temperatura ( $\Sigma ITT$ ), obtenidos

# RELACION DE POZOS INCLUIDOS EN EL PLANO DE UBICACION DE SECCIONES.

1. Remudadero-2
2. Río Atoyac-1
- 2-A. Alto Luz-1
3. Río Pescados-1
4. Loma Hermosa-1
5. Irate-1
6. Salamandra-1
7. Legarto-1
8. Plan de Oro-1
9. Río Amazonas-1
10. Miraflores-3
11. Muñejas-1
12. Capite-16
13. Mata Planche-161
14. Miraflores-2
15. Barrabos-1
16. Barrabos-101
17. Mata de Agua-1
18. Capulines-2
19. Capite-54
20. Capite-56
21. Jamapa-1
22. Capite-62
23. Capite-84
24. Capite-86
25. M. R. Aguilar-14
26. M. R. Aguilar-2
27. Tomarindo-1
28. Brava-1
29. López Mateos-1
30. Mata Planche-125
31. Mata Planche-131
32. Margarita-1
33. Mata Planche-34
34. Mata Planche-36
35. Mata Planche-40
36. Loma Alta-1
37. Colaxila-1
38. Mestizo-1
39. Mecoyucan-3
40. Mecoyucan-1
41. Mecoyucan-2
42. Mata Lira-1
43. Resplandor-1
44. Casa Blanca-1
45. Casa Blanca-7
46. Tezonapa-1
47. Tezonapa-2



48. Torcaza-1
49. Torcaza-101
50. Katana-1
51. Mata Guitarra-1
52. Nido-2
53. Mangos-5
54. Jaguey Blanco-1
55. Angostura Oriente-1
56. Angostura-51
57. Mangos-7
58. Mangos-1
59. Angostura-1
60. Mangos-6
61. Zocotitas-1
62. Rincón Pacheco-7
63. San Pablo-2A
64. San Pablo-4
65. San Pablo-101
66. Colorin-2
67. Yaguas-1
68. Lobito-1
69. Rincón Pacheco-101
70. Nopaltepec-1
71. Nopaltepec-2
72. Nopaltepec-5
73. Rincón Pacheco-2
74. Tres Valles-1A
75. Mata Cuamada-5
76. Loc. Amapa-1
77. Zapote-1
78. San Juan-6
79. Gloria-6
80. Obispo-1
81. Palo Gacho-1
82. Cava-1
83. Loc. Tuxtilla-1
84. Loc. Privilegio-1
85. Cerro de Oro-1
86. Mulato-1
87. Loc. Camp. Nuevo-1
88. Jeronimo-1
89. Río la Loma-14
90. Papaloapan-2
91. Río Manso-1B
92. Iscaltlan-1
93. Monte Negro-1
94. Poca de Ovejas-2
95. Indio-1

96. Mixteco-1
97. Barrios-1
98. Loc. Comaltepa-1
99. Loc. Zongolca-1
100. Orizaba-1
101. Córdoba-1A
102. Fortín-1



POZO	EDAD	JURASICO	JUR. SUP.	CRET.	CRET.	CRETACICO SUPERIOR			PALEO	E O C E N O			OLIGO	M I O C E N O			
		MEDIO	KIMM. TIT.	INF.	MED.	TUR.	CO-SA	CAMP.	MAAS.	CENO	INF	MED	SUP	CENO	INF	MED	SUP
1. ALTA LUZ 1									3								
2. BARRABAS 101					2												
3. BRAVO 1					4	1		6									
4. CAPULINES 1								10	9								
5. CAPULINES 2								3									
6. CERRO DE ORO 1				8	49					5							
8. COLORIN 2					6	3	1										
9. COPITE 16					6												
10. CORDOBA 1A					84												
11. FORTIN 1			5 7	15	14		10										
12. GLORIA 6								2									
13. INDIO 1					3			14									
14. IXCATLAN 1	7		5	2	23												
15. IZOTE 1					1	1											
16. JERONIMO 1									11	31							
17. KATANA 1						1											
18. LOMA HERMOSA 1					8	2											
19. LOPEZ MATEOS 1					7	1											
20. MARGARITO 1					4					1							
21. MATA CLARA 1					2			1		1							
22. MATA GALLINA 4										2							
23. MATA GUITARRA 1					3	1											
24. MATA PIONCHE 161					15												
25. MECAYUCAN 1					4	4	1	2									
26. MESTIZO 1					3	2											
27. MIRALEJOS 1						1	6										
28. MIXTECO 1										44							
29. MONTE NEGRO 1	2		8	23	27		6		1								
30. NIDO 2					4												
32. OBISPO 1						4	2										
33. ORIZABA 1				16	69	29											
34. PALO GACHO 1					17	4	34										
35. PAPALOAPAN 2					57	3	31										
36. PLAN DE ORO 1					1												
37. REMUDADERO 2				9	12	1	4		2								
38. RESPLANDOR 1					1					14							
39. RESPLANDOR 101					1			23									
40. R. PACHECO 1001					4												
41. RIO AMAZONAS 1						2	2										
42. RIO ATOYAC 1					4	5											
43. RIO MANSO 1B				6	51		42		16								
44. RIO PESCADOS 1					3	2	1										
45. SAN PABLO 101					2	4											
46. TEZONAPA 1				9	20		3										
47. TEZONAPA 2				8	2												
48. TORCAZA 101					17	5	20	6	2	4							
49. TORCAZA 101A				14	20												
50. TRES HIGUERAS 201					1		28										
51. ZAPOTE 2						5											
TOTAL	9		5 20	111	551	97	218	27	41	102	32	2 35	6	34	162		

TABLA III. NUMERO DE MUESTRAS ANALIZADAS PARA EL PROSP. "PLATAFORMA DE CORDOBA"



SUP. TIT.	CRET. INF.	CRET. MED.	CRETACICO SUPERIOR			FALEO CENO	E O C E N O			OLIGO CENO	M I O C E N O			PLIO PLEIS	TOTAL
			TUR.	CO-SA	CAMP.	MAAS.		INF	MED	SUP		INF	MED	SUP	
					3										3
		2													2
		4	1		6										11
					10	9	5	2	2	2		7	24	9	77
					3										3
	8	49		1											57
		6	3												10
		6													6
	1	84													89
7	15	14			10										51
			2												7
		3	14												17
5	2	23													37
		1	1			11	31	30	9	2	6	15	2	1	7
			1												109
		8	2												1
		7	1												10
		4					1								5
		2		1			1								4
							2		1						3
		3	1												4
		15													15
		4	4	1	2										11
		3	2												5
			1	6											8
8	23	27					44		11	3	1	3	29	9	101
		4													4
			4	2											6
	16	69	29												114
		17	4	34					11			6	35	5	117
		57	3	31									7	1	94
		1													1
	9	12	1	4		2	14		1	1	6	15	5	1	71
		1													1
		4		23								8	4	1	37
			2	2											4
		4	5												9
	6	51		42		16									118
		3	2	1											6
		2	4												6
	9	20		3											37
	8	2													10
		17	5	20	6	2	4				5	31	11	1	107
	14	20		28											34
		1	5												74
															5
20	111	551	97	218	27	41	102	32	2	35	6	34	162	47	8

AS ANALIZADAS PARA EL PROSP. "PLATAFORMA DE CORDOBA"

de su cálculo a partir de los diagramas de sepultamiento previamente contruidos para cada pozo y también se integraron los datos de presencia de hidrocarburos, como son: impregnaciones, manchas, fracturas impregnadas, fluorescencia y desde luego, los intervalos productores. Además, se incluyen los datos cronológicos que indican el tiempo en que las rocas del Jurásico Superior ingresaron en la ventana del petróleo, así como el tiempo en que sobrepasan dicha ventana.

- Con base en las secciones estructurales, se efectuó la reconstrucción de las estratigráficas. La cima de la Formación Orizaba del Cretácico Medio fue usada como nivel de referencia (datum), debido a que la mayoría de los pozos la han tocado. En dichas secciones, se ilustra la distribución, cambios de facies y espesores de las formaciones incluidas en las estructurales, así como las discordancias presentes.
- En las secciones estratigráficas se incluyó la columna litológica de cada pozo y también las características de la calidad de la materia orgánica, para correlacionar este parámetro con las facies ambientales presentes.
- Con base en las secciones estratigráficas anteriormente mencionadas, se construyeron modelos secuenciales de evolución tectono-estratigráfica. En los modelos, se colocaron y configuraron los porcentajes de carbono orgánico y algunos datos litológicos regionales, con el fin de denotar la distribución de dicho parámetro con respecto a su ambiente de depósito y el tiempo.
- Se elaboraron gráficas de gradiente geotérmico basadas en los datos de temperatura de fondo, medida durante las corridas de registros geofísicos en los pozos. Estas gráficas fueron usadas para determinar el gradiente geotérmico actual y se construyó el plano actual de gradiente geotérmico de la región.
- Se elaboraron gráficas de historia de sepultamiento, con su correspondiente cálculo de los índices de maduración tiempo-temperatura, para incluir a los bloques que fueron cortados durante la perforación de los pozos incluidos en las secciones, así como los bloques interpretados en localidades inferidas y que se ubicaron en porciones que ayudaron a señalar la continuidad de la interpretación (estas localidades no constituyen pozos, ni localizaciones propuestas). Las gráficas fueron construidas en una computadora personal (PC).

- Se estableció la correlación entre los valores de ITT alcanzados por el Jurásico Superior (inferido), con respecto a la gravedad API de los aceites presentes en los campos productores, mediante el uso de la gráfica diseñada por Holguín (1985).
- Se construyó una gráfica que relaciona las gravedades API de los aceites presentes en los campos productores con respecto a la temperatura a que actualmente se encuentran los yacimientos, tomando como base el gradiente geotérmico actual calculado por registros geofísicos.
- Se efectuó el análisis de los resultados de destilación Hempell, obtenidos para aceites recuperados en pozos del área, así como de los cromatogramas de aceites de los campos Mata Pionche, Mecayucan, Manuel R. Aguilar, Miralejos, Copite y Angostura.
- Con la información analizada y con el material elaborado, se efectuó la interpretación geoguímica de la "Plataforma de Córdoba".

III.- ESTRATIGRAFIA - SECUENCIAS SEDIMENTARIAS Y SU RELACION CON LA DISTRIBUCION DE LA MATERIA ORGANICA

a).- Jurásico Medio (155 A 170 m.a.).

Durante el Jurásico Medio, en el área que a la postre formaría la Plataforma de Córdoba, la sedimentación fue predominantemente clástica, acumulándose grandes cantidades de sedimentos procedentes de la denudación del basamento preexistente, lo cual limitaba el acceso de las aguas marinas, aunque en épocas alternantes ingresaban al continente, depositándose de esta manera algunos horizontes intercalados de terrígenos finos y como consecuencia dieron origen a las formaciones Todos Santos y Cahuasas.

Formación Todos Santos.

En el año de 1894, Sapper (En López R. 1982), propuso el nombre de formación Todos Santos para una secuencia de areniscas de color rojo ocre, de grano fino a grueso, bien cementado en material silíceo, alternando con capas de limolitas gris claro y conglomerado de cuarzo y roca ígnea. La localidad tipo fue fijada en el departamento de Cuchumatán, Guatemala. Posteriormente, G. L. Vinson (1962) propuso la Sección de la Ventosa de Huehuetenango, Guatemala, como localidad tipo. Por posición estratigráfica, se consideró como del Triásico-Jurásico.

Sánchez Montes de Oca (1979) señala que de acuerdo con los datos de que disponía en ese momento y de acuerdo con la columna mesozoica expuesta en afloramientos del "Homoclinal de la Sierra", se inicia con los estratos de rocas continentales de la Formación Todos Santos del Jurásico Medio y Superior (Bathoniano a Oxfordiano). Se ha tomado este dato para correlacionarlo con la secuencia estratigráfica que se ha observado en nuestra área de estudio.

La Formación Todos Santos solamente ha sido observada en la porción sur del área de estudio, hacia los pozos Monte Negro-1 e Ixcatlán-1. Sus espesores son variables y consisten de lutitas de color gris y café rojizo, en ocasiones bentoníticas. Está en contacto con conglomerados de cuarzo blanco con matriz arenosilíceo. En el ambiente en el cual se depositaron estos sedimentos, es probable que el tipo de materia orgánica que se depositó sea de tipo húmico, aunque para el caso de nuestro estudio sólo se cuenta con datos de muestras

analizadas para el pozo Ixcatlán-1 en capas de lutitas, las cuales presentan materia orgánica de tipo carbonáceo y del orden del 13%.

Dos muestras en lutitas intercaladas alcanzaron valores de S2 regulares, ya que rebasaron las 2,500 p.p.m. y en general se presentaron valores regulares de S1 por arriba de las 5,000 p.p.m.

#### Formación Cahuasas.

Carrillo, 1961, (En López R. 1982), Mencionó que se trata de una secuencia continental de lutitas, limolitas, areniscas y conglomerados rojos. La localidad tipo se encuentra en un rancho del Rio Amajac, a 40 kms. al norte de Molango. Es probable que su edad corresponda al Jurásico Medio, sin que sea posible fijar con certeza que en esta formación queda comprendida una parte del Jurásico Inferior.

La Formación Cahuasas se encuentra hacia la porción norte del área y su presencia parece muy limitada. Se trata de arcosas de colores claros con estratificación cruzada y gradación con abundante cuarzo y feldespatos en su cima. Esta unidad estratigráfica no fue muestreada en ningún pozo, por lo cual se desconoce su contenido orgánico.

#### b).- Jurásico Superior (140 a 155 m.a.).

Durante el Jurásico Superior (Kimmeridgiano-Tithoniano) se reconoce la primera influencia de invasión marina y se considera que el acceso de las aguas era encauzado por el Istmo de Tehuantepec (según Viniegra(\*) 1971): entre Florida y Cuba, entre Cuba y Yucatán; y al NE de México, como fue propuesto desde 1930 por Burckhardt(\*). La profundidad del mar se tornó variable, profundo en algunas partes con la depositación de terrigenos finos y somero en otras, con la consecuente depositación de sedimentos calcáreo-arcillosos.

En la Plataforma de Córdoba, durante el Kimmeridgiano, se reconocen dos facies ambientales conformadas por las formaciones San Pedro y San Andrés, mientras que al occidente se ha definido la presencia de la Formación Tamán en condiciones más profundas, en la Cuenca de Zongolica.

### Formación San Pedro.

Reyes, 1958 (En López R. 1983), propuso el nombre de la Formación San Pedro para un paquete de rocas oolíticas y pseudoolíticas, fijando como localidad tipo el área del Río Sn. Pedro en el Estado de Veracruz y su edad se definió como del Kimmeridgiano.

La Formación San Pedro sólo ha sido observada en subsuelo en el pozo Jalapa-1, y se compone de Mudstone-Grainstone de color café claro y verdoso, con pellets, oolitas y fragmentos de equinodermos. Estos sedimentos son característicos de facies de plataforma. Desafortunadamente, el porcentaje de materia orgánica y la calidad de la misma no es evaluable en esta formación, debido a la insuficiencia de muestras representativas.

### Formación San Andrés

Carrillo, 1958 (En López R. 1982), propuso el nombre de Formación San Andrés para una secuencia de calizas oolíticas y pseudoolíticas, con porosidad primaria, observadas durante la perforación del pozo San Andrés-1, descubridor del campo petrolero del mismo nombre en la zona de Poza Rica, Estado de Veracruz. De acuerdo con su contenido micropaleontológico, se le ha fijado una edad dentro del Kimmeridgiano.

La Formación San Andrés representa una facies de bancos carbonatados, oolíticos, coronando protuberancias preexistentes. Se constituye de un Grainstone de oolitas, fragmentos de equinodermos y otros foraminíferos. No se tienen datos acerca de su contenido orgánico, pues sólo el pozo Fortín-1 la cortó y no se le efectuaron análisis geoquímicos.

### Formación Tamán.

Heim, 1940 (En López R. 1982), propuso el nombre de Formación Tamán para un mudstone calcáreo de color café oscuro a negro, laminar, con delgadas intercalaciones de lutitas negras y laminares, a las cuales se les dió un rango de edad que varía del Kimmeridgiano al Tithoniano Inferior.

La presencia de la probable Formación Tamán, al igual que la Formación San Andrés, sólo se ha supuesto en el pozo

(\*)En Coney, 1983.

Fortín-1. Se trata de un mudstone gris oscuro, arcilloso, sin fauna y corresponde a la facies profunda del Kimmeridgiano. Se supone que en el borde oriental de la Plataforma de Córdoba también debe existir una facies similar y por lo tanto, en ella se deben tener condiciones favorables para la preservación de la materia orgánica, con mejores perspectivas para la generación de hidrocarburos.

Durante el Tithoniano, el avance de los mares hacia el continente es mayor y la distribución de facies se encontraba conformada por los sedimentos que dieron origen a las rocas de plataforma, mismas que fueron atravesadas durante la perforación de los pozos Remudadero-2 (representadas por dolomías preferentemente) y Monte Negro-1 (constituidas por grauvacas y mudstone arcilloso laminar de facies más costera). En el pozo Ixcatlán-1, sin embargo, se cortó una secuencia de calizas arcillosas con nanocónidos y tintinidos en su parte superior, y una alternancia de lutitas y limolitas hacia la base. Lo anterior parece indicar la presencia cercana de una facies más profunda para el Tithoniano, quizá similar a la que constituye a la Formación Tepexilotla (Fig. 4).

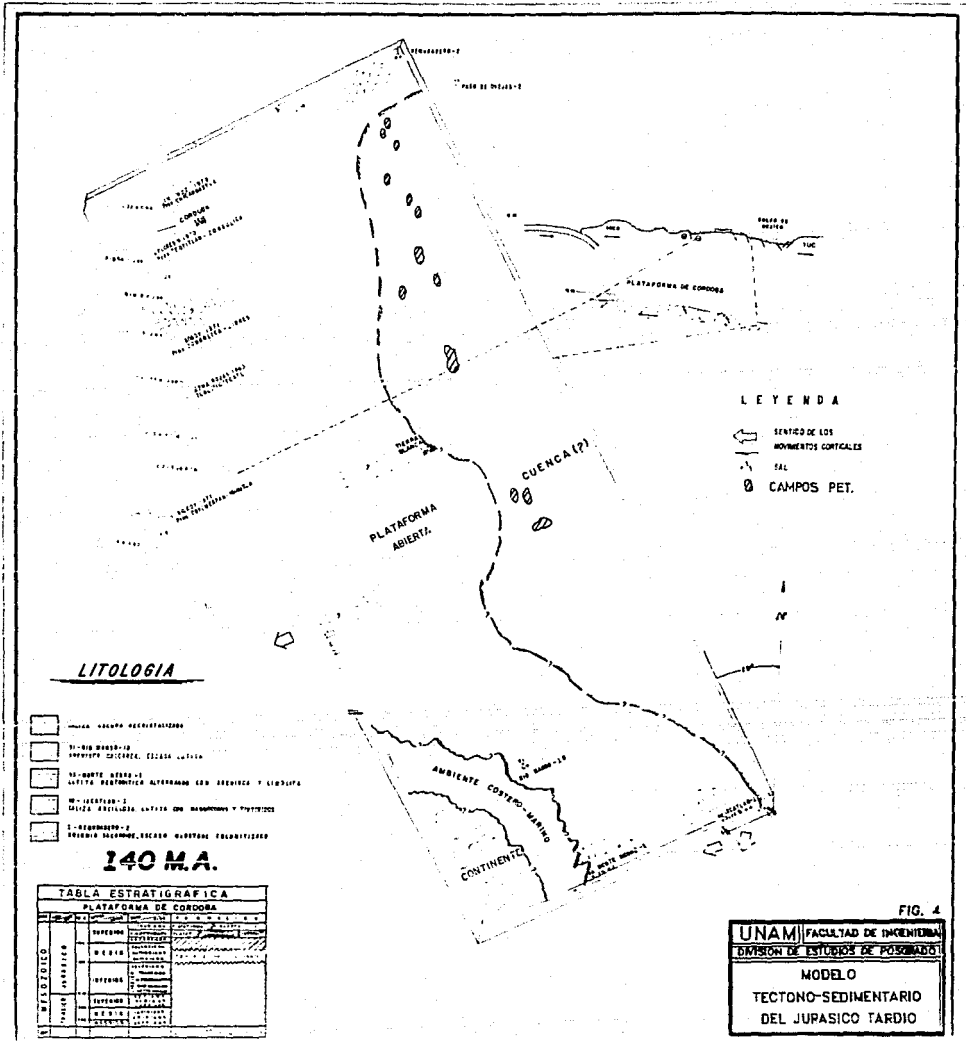
Con sólo dos localidades muestreadas en los pozos, es difícil establecer una interpretación de las características de la materia orgánica para este tiempo, además de que los porcentajes son pobres, como sucede con los valores de 12 a 25% de materia orgánica reportados para las lutitas del pozo Ixcatlán-1, siendo dicha materia orgánica carbonácea. Los valores de S1 y S2 son pobres, inferiores a 5,000 p.p.m. y 2,500 p.p.m., respectivamente.

Sólo en el pozo Monte Negro-1, la cantidad de carbono orgánico es buena, pues en su parte superior alcanza valores mayores a 5%, sin embargo, aunque no se le efectuó análisis óptico para conocer su tipo, por sus características litológicas de carácter costero es muy posible la presencia de material húmico.

En la parte superior, entre 4,728 y 4,750 m. la cantidad de hidrocarburos libres fue excelente por arriba de 54,000 p.p.m. y la de los potenciales fue buena, con valores mayores a 5,000 p.p.m.

#### Formación Tepexilotla.

Mena, 1960 (En López R. 1932), llamó Tepexilotla a una secuencia sedimentaria constituida por lutitas negras, calizas bituminosas a carbonosas, con horizontes de





calizas areno-arcillosas. Contiene horizontes delgados de areniscas calcáreas de grano fino. Se encuentran también abundantes restos de amonitas en varias localidades de la Sierra Madre Oaxaqueña. Se considera como localidad tipo a los alrededores de la población de Tepexilotla, en el Estado de Puebla.

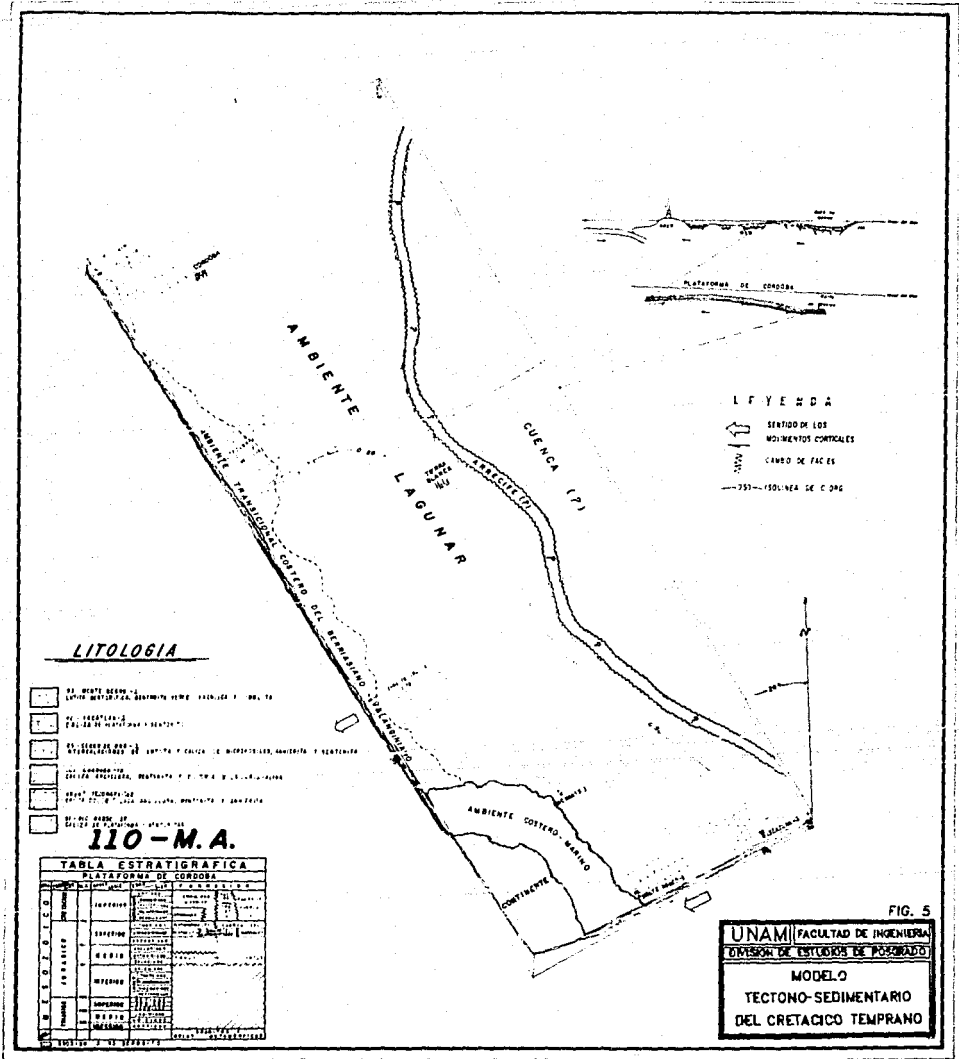
Para definir la edad de estas rocas, se ha hecho uso de estudios macropaleontológicos de las amonitas presentes, que de acuerdo a las determinaciones del Dr. Imlay, las sitúan en el Kimmeridgiano Superior-Tithoniano, con la presencia de la Cf. Virgatosphinctes sp. También se hicieron estudios micropaleontológicos que determinaron una edad del Tithoniano Superior, de acuerdo con la siguiente microfauna: Calpionella alpina (Lorenz) y Calpionella elliptica (Cádiz).

La Formación Tepexilotla aflora en varias localidades de la Sierra Madre Oaxaqueña y parece tener una buena distribución hacia el borde occidental de la Plataforma de Córdoba. En esta unidad estratigráfica se han colectado 87 muestras para estudios geoquímicos en afloramientos, aunque sus valores de carbono orgánico sólo han permitido catalogarlas como pobres a regulares, debido a que únicamente 33 muestras alcanzaron valores mayores a 0.5%, representando su máximo hacia la localidad de Xonamanca con 0.84%.

Para la mayoría de las muestras representativas de la porción central y sur de la sierra, la materia orgánica es de tipo vitrinitico (Core Lab, 1978) mientras que en la porción norte (Sierra de Chichauatla), se tuvo preferentemente materia orgánica de tipo algácea con cantidades subordinadas de carbonácea (IMP, 1989).

### c).- Cretácico Inferior (110 a 140 m.a.).

En la Plataforma de Córdoba, durante el Tithoniano Superior-Valanginiano, se depositaron sedimentos de ambiente mixto (marino-continental) que corresponde actualmente a las rocas que forman a la Formación Xonamanca, la cual cambia lateralmente a carbonatos de plataforma, mismas que se continuaron depositando hasta principios del Aptiano, dando origen a los sedimentos que hoy conforman las rocas de la Formación Tamaulipas Inferior. Se piensa que más al oriente, las calizas de plataforma deben cambiar a condiciones arrecifales y después a sedimentos de cuenca (obsérvese el modelo tectónico-sedimentario del Cretácico Inferior (Fig. 5).



**LITOLOGIA**

- ESQUEMA DE UNO DE LOS TIPOS DE FACIES DE LA ZONA DE LA LAGUNA
- ESQUEMA DE UNO DE LOS TIPOS DE FACIES DE LA ZONA COSTERA
- ESQUEMA DE UNO DE LOS TIPOS DE FACIES DE LA ZONA DE LA CUESTA
- ESQUEMA DE UNO DE LOS TIPOS DE FACIES DE LA ZONA DE LA PLATAFORMA DE CONDOR
- ESQUEMA DE UNO DE LOS TIPOS DE FACIES DE LA ZONA DE LA CUESTA
- ESQUEMA DE UNO DE LOS TIPOS DE FACIES DE LA ZONA DE LA PLATAFORMA DE CONDOR

**110-M.A.**

**TABLA ESTRATIGRAFICA**

PLATAFORMA DE CONDOR		CUESTA		AMBIENTE COSTERO		AMBIENTE LAGUNAR	
UNIDAD	ESQUEMA	UNIDAD	ESQUEMA	UNIDAD	ESQUEMA	UNIDAD	ESQUEMA
1	[Diagram]	1	[Diagram]	1	[Diagram]	1	[Diagram]
2	[Diagram]	2	[Diagram]	2	[Diagram]	2	[Diagram]
3	[Diagram]	3	[Diagram]	3	[Diagram]	3	[Diagram]
4	[Diagram]	4	[Diagram]	4	[Diagram]	4	[Diagram]
5	[Diagram]	5	[Diagram]	5	[Diagram]	5	[Diagram]
6	[Diagram]	6	[Diagram]	6	[Diagram]	6	[Diagram]
7	[Diagram]	7	[Diagram]	7	[Diagram]	7	[Diagram]
8	[Diagram]	8	[Diagram]	8	[Diagram]	8	[Diagram]
9	[Diagram]	9	[Diagram]	9	[Diagram]	9	[Diagram]
10	[Diagram]	10	[Diagram]	10	[Diagram]	10	[Diagram]

**UNAM** FACULTAD DE INGENIERIA  
 DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

MODELO  
 TECTONO-SEDIMENTARIO  
 DEL CRETACICO TEMPRANO

FIG. 5

### Formación Xonamanca.

Flores, 1969 (En López R. 1982), propuso el nombre de miembro Xonamanca del Cretácico Inferior, a una secuencia compleja de calizas, tobas, bentonitas, grauvacas, lutitas hematizadas y otros materiales piroclásticos con coloraciones que varían de verde olivo, verde claro, café oscuro, rojo, violáceo, etc., aflorantes en las proximidades de la ranchería de Xonamanca, Mpio. de Zongolica, Ver.

Posteriormente, Carrasco (1974), en su trabajo "Informe Final del Proyecto C-1015 del I.M.P." le dió rango de "Formación Xonamanca" a una secuencia mixta de rocas piroclásticas y carbonatadas, de edad Tithoniano Superior-Valanginiano, la cual se ha fijado por características litológicas y posición estratigráfica, al no encontrarse fauna determinativa.

La Formación Xonamanca presenta una secuencia estratigráfica compleja, variando entre tobas bentoníticas y vítreas, grauvacas limolíticas, grauvacas dolomitizadas y horizontes calcáreos de colores verde claro y café rojizo, depositados en un ambiente nerítico de intermarea a submarea.

La formación se encuentra distribuida en una buena porción de la Sierra Madre Oaxaqueña, formando franjas alargadas pero estrechas. Fue cortada durante la perforación del pozo Cerro de Oro-1 y sólo en él se cuenta con datos geoquímicos para esta unidad y aunque la cantidad de materia orgánica apenas es regular a nivel del Cretácico Inferior, esta es la localidad con mayor contenido orgánico. A las muestras colectadas en este intervalo no se les efectuó el análisis óptico, de modo que se desconoce su tipo de materia orgánica dominante.

### Formación Tamaulipas Inferior.

Stephenson, 1921(\*), clasificó el paquete de rocas expuestas en el Cañón de la Borrega en la Sierra de Tamaulipas, mismas que posteriormente fueron estudiadas por Miur, 1936(\*), realizando una división para definir las formaciones Tamaulipas Inferior y Tamaulipas Superior, separadas por el Horizonte Otates.

Actualmente, se ha aceptado formalmente en la Cuenca Tampico-Misantla la subdivisión de la Formación Tamaulipas Inferior en miembros denominados:

- a).- Miembro de calizas "Crema".
- b).- Miembro de calizas con bentonitas.
- c).- Miembro basal o de calcarenitas.

La edad de este paquete sedimentario se considera del Berriasiano al Aptiano.

La Formación Tamaulipas Inferior, cortada por el pozo Ixcatlán-1, contiene cantidades de materia orgánica pobres, variando de 0.18 a 0.49% de C.O. En cuanto a su calidad, en todos los pozos se reporta materia orgánica carbonácea, con un pequeño porcentaje de algácea y aunque su cantidad es muy pobre, en el pozo Fortin-1 predomina el material algáceo.

En lo que se refiere a las cantidades de hidrocarburos libres (S1) e hidrocarburos potenciales (S2), estas son pobres, menores a 5,000 p.p.m. y 2,500 p.p.m. respectivamente para ambos pozos.

- d).- Cretácico Medio (94 a 110 m.a.).

Para el Cretácico Medio, a la Plataforma de Córdoba la cubría un extenso mar somero (fig. 6), limitado en sus extremos por facies más profundas. La plataforma parece haber alcanzado su máxima extensión en este tiempo, cuando se depositaron los sedimentos carbonatados que dieron origen a la Formación Orizaba.

#### Formación Orizaba

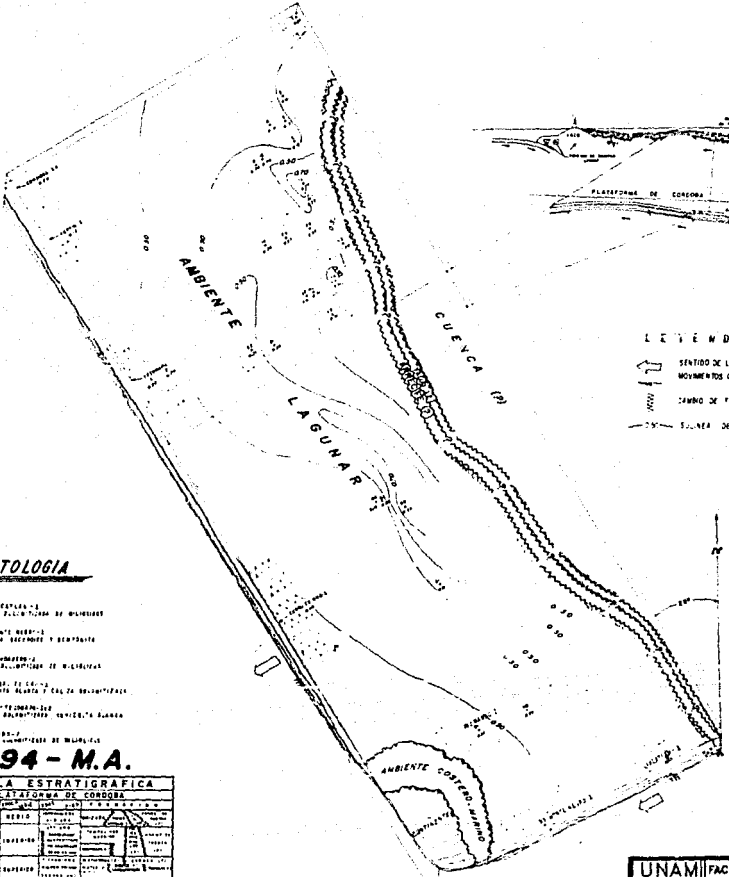
Viniegra y Olivas, 1959 (En López R. 1982), propusieron el nombre de Formación Orizaba para los sedimentos de plataforma del Cretácico Medio, consistentes de calizas de color gris claro a café y dividida en dos facies (arrecifal y subarrecifal), fijando como localidad tipo al Cerro de Escamela, situado en el límite noreste de la ciudad de Orizaba, Ver. La edad de la formación es de Albiano-Cenomaniano, determinada con la siguiente microfauna:

Nummoloculina heimi (Bonet).

Dicyclina Schlumbergeri (Munier Chalmas).

La Formación Orizaba se encuentra ampliamente distribuida; sin embargo, la mayoría de los pozos no la han cortado completamente, en parte debido a que se encuentra fuertemente plegada y afallada o bien porque

(\*)En López R. 1982.



**LEYENDA**

DIRECCION DE LOS MOVIMIENTOS TECTONICOS  
 CAMINO DE FALDAS  
 LINEA DE FALLA

**LITOLOGIA**

- 1.- ARENISCAS Y GRAVILLAS DE MARGAS
- 2.- ARENISCAS Y GRAVILLAS DE MARGAS
- 3.- ARENISCAS Y GRAVILLAS DE MARGAS
- 4.- ARENISCAS Y GRAVILLAS DE MARGAS
- 5.- ARENISCAS Y GRAVILLAS DE MARGAS
- 6.- ARENISCAS Y GRAVILLAS DE MARGAS
- 7.- ARENISCAS Y GRAVILLAS DE MARGAS
- 8.- ARENISCAS Y GRAVILLAS DE MARGAS

**94 - M.A.**

**TABLA ESTRATIGRAFICA**  
PLATEAU DE COMOROS

UNIDAD	ESPESES	DESCRIPCION	ESPESES	DESCRIPCION
CRETACICO SUPERIOR	1	ARENISCAS Y GRAVILLAS DE MARGAS	1	ARENISCAS Y GRAVILLAS DE MARGAS
	2	ARENISCAS Y GRAVILLAS DE MARGAS	2	ARENISCAS Y GRAVILLAS DE MARGAS
CRETACICO INFERIOR	3	ARENISCAS Y GRAVILLAS DE MARGAS	3	ARENISCAS Y GRAVILLAS DE MARGAS
	4	ARENISCAS Y GRAVILLAS DE MARGAS	4	ARENISCAS Y GRAVILLAS DE MARGAS

FIG. 6

UNAM FACULTAD DE INGENIERIA  
 DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO  
 MODELO  
 TECTONO-SEDIMENTARIO  
 DEL CRETACICO MEDIO

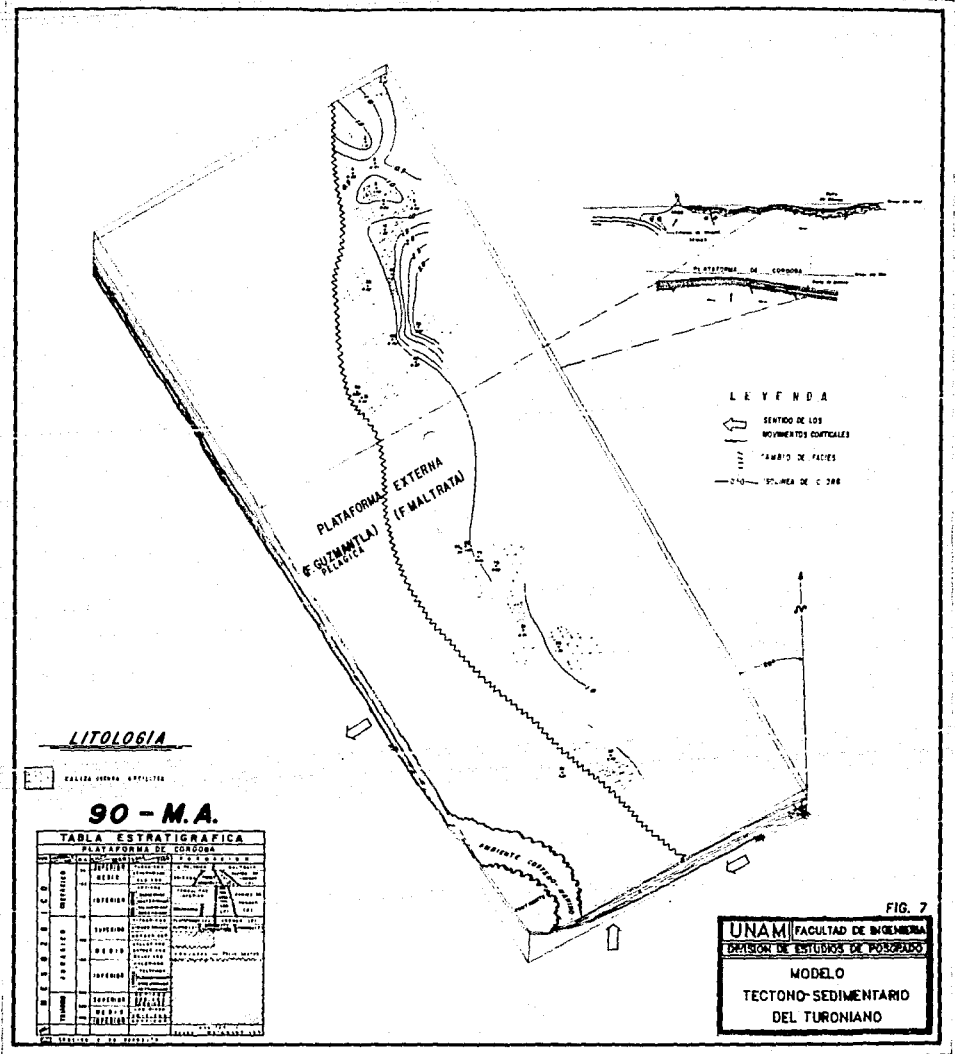
la perforación ha sido somera, por lo que en subsuelo no se conoce su espesor total y en superficie se han medido secciones hasta de 1600 mts. Se depositó en un ambiente de albufera de aguas tranquilas y representa la unidad estratigráfica más conocida en el área, además de que es una formación almacenadora de aceite y gas en los campos Mata Pionche, Mecayucan, Copite, M. Rodríguez Aguilar y Remudadero.

En la porción más estudiada (campos Mata Pionche, Mecayucan y Copite) se han observado cuerpos bien definidos de mudstone-wackstone crema a café claro en la cima, con poca porosidad. Más abajo, aparece una secuencia de wackestone-packstone con buena porosidad y estructuras primarias características de su ambiente de depósito. Posteriormente, aparecen una serie de dolomías con fantasmas de microfósiles y buena porosidad, que son económicamente importantes porque constituyen una buena roca acumuladora. En la porción inferior de la secuencia sedimentaria, se presentan cuerpos de anhidritas que se van haciendo más potentes de oriente a occidente, puesto que en el pozo Cerro de Oro-1 casi toda la columna de esta edad se constituye por anhidritas.

La distribución de carbono orgánico en esta formación es variable, pero no pasa de ser pobre a regular; aunque se observa que las cantidades son mayores en la porción noreste del área de estudio en donde se alcanzan hasta 0.98%, mientras que al sur los valores se reducen hasta 0.16%, al igual que sucede al poniente y a todo lo largo del área.

Los datos aportados por el análisis óptico de la materia orgánica, muestran que por lo general se trata de material carbonáceo y en cantidades pobres, aunque existen pequeños horizontes de la misma formación, en donde dicha materia orgánica es más abundante y de tipo algáceo, sugiriéndose tiempos pequeños con mayor riqueza orgánica preservada.

Los horizontes interesantes menores se ubican hacia la vecindad del pozo Remudadero-1. al norte, que presentó dos valores buenos de hidrocarburos libres (S1), mayores a 5,000 p.p.m. y uno bueno de potenciales (S2) arriba de 2,500 p.p.m. En la porción central del área, solo se tuvieron 10 muestras con valores superiores a 2,500 p.p.m. de hidrocarburos potenciales (S2), mientras los libres representan totalmente cantidades pobres. Al sur del Río Papaloapan, si existe relación entre ambos parámetros, puesto que se determinaron 8 muestras con valores mayores a 2,500 p.p.m. en los



**LITOLOGIA**

ESCALA VERTICAL: 1:1000

**90 - M.A.**

**TABLA ESTRATIGRAFICA**  
PLATAFORMA DE CORDOBA

ESPELOR (M)	UNIDADES	DESCRIPCION	ESTRATIGRAFIA
0-10	ARENAS	ARENAS DE COQUE	1
10-20	ARENAS	ARENAS DE COQUE	2
20-30	ARENAS	ARENAS DE COQUE	3
30-40	ARENAS	ARENAS DE COQUE	4
40-50	ARENAS	ARENAS DE COQUE	5
50-60	ARENAS	ARENAS DE COQUE	6
60-70	ARENAS	ARENAS DE COQUE	7
70-80	ARENAS	ARENAS DE COQUE	8
80-90	ARENAS	ARENAS DE COQUE	9
90-100	ARENAS	ARENAS DE COQUE	10
100-110	ARENAS	ARENAS DE COQUE	11
110-120	ARENAS	ARENAS DE COQUE	12
120-130	ARENAS	ARENAS DE COQUE	13
130-140	ARENAS	ARENAS DE COQUE	14
140-150	ARENAS	ARENAS DE COQUE	15
150-160	ARENAS	ARENAS DE COQUE	16
160-170	ARENAS	ARENAS DE COQUE	17
170-180	ARENAS	ARENAS DE COQUE	18
180-190	ARENAS	ARENAS DE COQUE	19
190-200	ARENAS	ARENAS DE COQUE	20
200-210	ARENAS	ARENAS DE COQUE	21
210-220	ARENAS	ARENAS DE COQUE	22
220-230	ARENAS	ARENAS DE COQUE	23
230-240	ARENAS	ARENAS DE COQUE	24
240-250	ARENAS	ARENAS DE COQUE	25
250-260	ARENAS	ARENAS DE COQUE	26
260-270	ARENAS	ARENAS DE COQUE	27
270-280	ARENAS	ARENAS DE COQUE	28
280-290	ARENAS	ARENAS DE COQUE	29
290-300	ARENAS	ARENAS DE COQUE	30
300-310	ARENAS	ARENAS DE COQUE	31
310-320	ARENAS	ARENAS DE COQUE	32
320-330	ARENAS	ARENAS DE COQUE	33
330-340	ARENAS	ARENAS DE COQUE	34
340-350	ARENAS	ARENAS DE COQUE	35
350-360	ARENAS	ARENAS DE COQUE	36
360-370	ARENAS	ARENAS DE COQUE	37
370-380	ARENAS	ARENAS DE COQUE	38
380-390	ARENAS	ARENAS DE COQUE	39
390-400	ARENAS	ARENAS DE COQUE	40
400-410	ARENAS	ARENAS DE COQUE	41
410-420	ARENAS	ARENAS DE COQUE	42
420-430	ARENAS	ARENAS DE COQUE	43
430-440	ARENAS	ARENAS DE COQUE	44
440-450	ARENAS	ARENAS DE COQUE	45
450-460	ARENAS	ARENAS DE COQUE	46
460-470	ARENAS	ARENAS DE COQUE	47
470-480	ARENAS	ARENAS DE COQUE	48
480-490	ARENAS	ARENAS DE COQUE	49
490-500	ARENAS	ARENAS DE COQUE	50

**UNAM** FACULTAD DE INGENIERIA  
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO  
**MODELO**  
**TECTONO-SEDIMENTARIO**  
**DEL TURONIANO**

FIG. 7

pozos Cerro de Oro-1 y Papaloapan-1, mientras que en el Palo Gacho-1 y Río Manso-1, se pueden considerar contaminaciones, debido a que solo se tuvieron valores buenos de hidrocarburos libres (SI).

e).- Cretácico Superior (67 a 94 m.a.).

Durante el Turoniano, tiene lugar una transgresión que da como resultado la depositación de una secuencia pelágica dentro de la misma plataforma (Formación Guzmantla Pelágica), con un cambio lateral de facies a condiciones más profundas (Formación Maltrata).

Formación Maltrata.

Böse, 1989(En López R. 1982), propuso el nombre de Calizas Maltrata a una serie de sedimentos calcáreo-arcillosos gris oscuro, bandeados, con nódulos, lentes y bandas de pedernal negro y gris humo; estratificados en capas de 20 a 40 cm. de espesor, con intercalaciones laminares arcillo bentoníticas gris oscuro y les asignó edad Aptiano. La localidad tipo está cerca del poblado de Maltrata, Ver., en la vía del ferrocarril México-Córdoba. Posteriormente, los geólogos de PEMEX al buscar la localidad tipo, encontraron que no correspondían cronoestratigráficamente a los descritos por Böse. Lo que encontraron fue fauna del Turoniano, por lo cual se supuso que las determinaciones de Böse eran erróneas y por lo tanto, se asignó a la Formación Maltrata el rango estratigráfico que actualmente tiene (Cenomaniano Superior-Turoniano).

La Formación Maltrata se distribuye de NE a SW en toda el área, aunque al oriente llega a desaparecer debido a que se encuentra erosionada por efecto de una discordancia de edad Santoniano Superior. Está constituida por un mudstone-wackestone arcilloso de microfósiles de color gris a gris oscuro, finamente laminado, con intercalaciones de lutita calcárea y pedernal negro. Normalmente se presenta impregnada de aceite, lo cual motiva su análisis detallado desde posiciones genéticas.

La Formación Maltrata presenta los mejores porcentajes de carbono orgánico en el Cretácico. Sus valores muy pocas veces son menores a 0.5%, mientras que los más altos alcanzan hasta 2% y en ciertas ocasiones hasta 3 o más, lo cual da idea de la riqueza orgánica de esta unidad, tal como se puede observar en la fig. 7. Es importante señalar que el área más rica en materia orgánica es precisamente la que ocupan los campos Mata Pionche, Mecayucan, Copite y Miralejos.



En la sección estratigráfica (Fig. 8) se señala su importancia en lo que se refiere a la calidad de la materia orgánica, ya que es predominantemente carbonácea con cantidades menores de algácea. Para tener una idea mejor de la distribución de los datos geoquímicos obtenidos, se efectuó un análisis de la información presente en todos los pozos muestreados. Este análisis permitió efectuar la selección de muestras que de acuerdo a los resultados de carbono orgánico y pirólisis presentaron valores apreciables para ser considerados como candidatos a posibles generadores de hidrocarburos.

En la tabla IV se observa que el horizonte con mayor abundancia de muestras con potencial generador es el Turoniano, considerando un contenido de carbono orgánico mayor o igual a 0.5%, valores de S2 (hidrocarburos potenciales) mayores a 2500 ppm y un índice de producción (IP) menor o igual a 0.4. Se tuvieron 25 muestras buenas de 97 colectadas (26%).

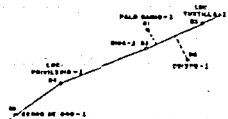
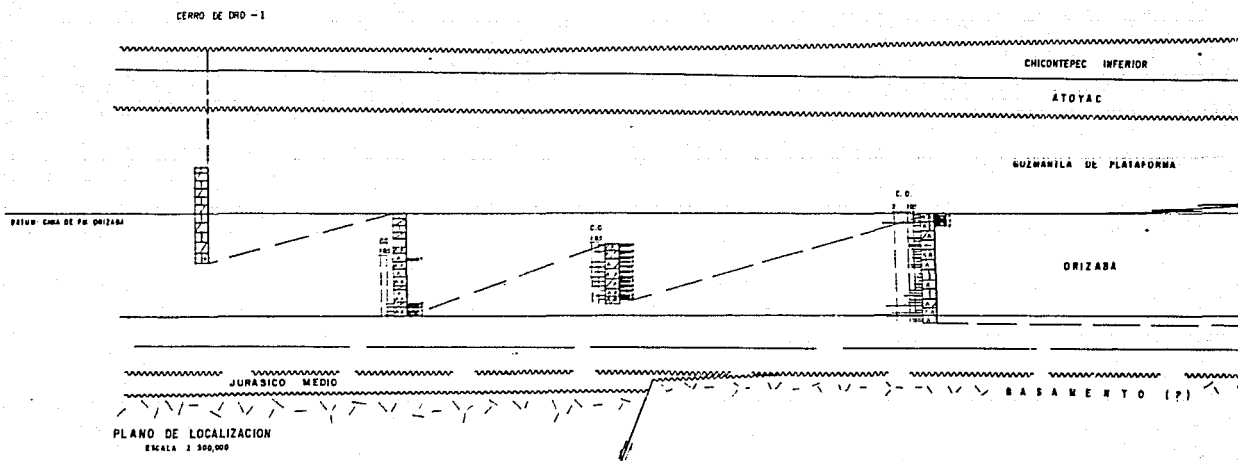
#### Formación Guzmantla.

Viniegra y Olivas, 1959 (En López R. 1982), propusieron el nombre de Formación Guzmantla a las rocas de plataforma que durante el Turoniano Tardío y Senoniano se depositaron en las áreas de Orizaba y Córdoba-Tezonapa- Valle Nacional. Se define como una serie de calizas gris crema y café claro cremoso de características litológicas y paleontológicas semejantes a las observadas en la Formación Orizaba del Cretácico Medio. La localidad tipo se ubica en la Sierra de Guzmantla, en el rancho de Guzmantla. Al oriente, dicha formación cambia lateralmente a una facies pelágica.

La Formación Guzmantla Pelágica se encuentra distribuida en toda el área, aunque hacia el occidente cambia lateralmente de facies a la Formación Guzmantla de plataforma a la cual subyace. Está constituida por sedimentos de plataforma, pero de aguas profundas y es productora de hidrocarburos en el campo Copite. La plataforma parece no tener talud, dando la impresión de que hubiera existido un descenso gradual del piso marino al oriente, conformando una posible rampa.

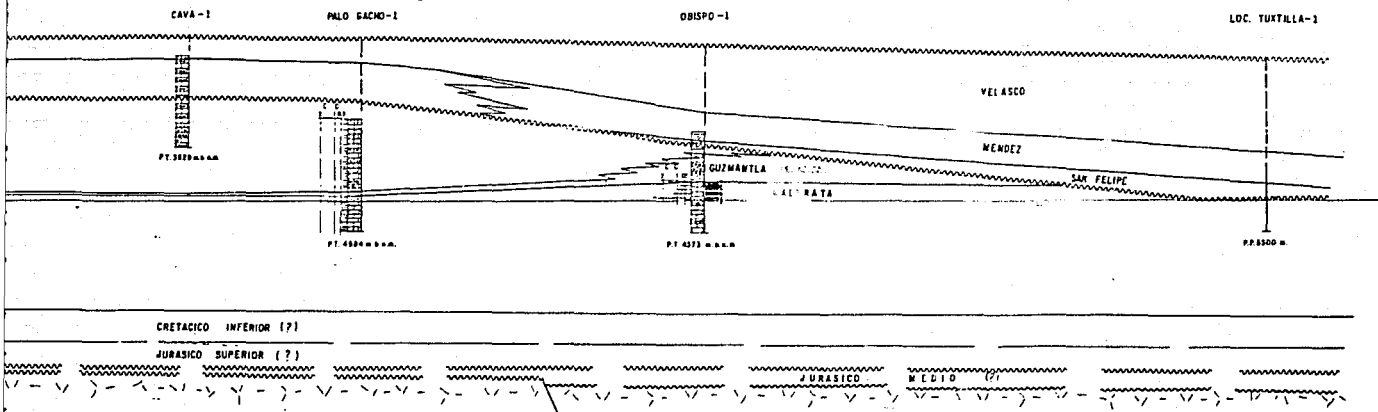
La distribución de carbono orgánico va de 0.30 a 1.36, sobre todo en la porción norte del área, hacia los pozos Alta Luz-1, Río Amazonas-1, Torcaza-101 y el Campo Miralejos. La materia orgánica es predominantemente algácea con cantidades menores de material herbáceo y carbonáceo de 1 a 2%,

157





NE



**LEYENDA**

MATERIA ORGANICA

- ALBACEA
- ▨ MENBACEA
- ▩ CARBONACEA Y LIMOSA
- T TRAZAS +1%
- P POQUE +1-5%
- R REGULAR 5-10%
- A ABUNDANTE +10%

FIG. 8

UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO	
<b>SECCION ESTRATIGRAFICA</b> <b>ENTRE LOS POZOS:</b> CERRO DE ORO-1, LOCALIZACION PRIVILEGIO, CAVA-1, PALO GACHO-1, OBISPO-1 Y LOCALIZACION TUXTELLA.	

EDAD POZO	JUR. SUP.	CRET.	CRET.	CRETACICO SUPERIOR			PALEO	TOTAL
	TIT.	INF.	MED.	TUR	CO-SA	CAMP.	CENO	
3. BRAVO 1			1	1		1		3
6. CERRO DE ORO 1		2	1					3
8. COLORIN 2				2				2
9. COPITE 16			1					1
12. GLORIA 6				1				1
13. INDIO 1			1	3				4
15. IZOTE 1				1				1
23. MATA GUITARRA 1			1					1
24. MATA PIONCHE 161			2					2
25. MECAYUCAN 1				1				1
26. MESTIZO 1			1	1				2
29. MONTE NEGRO 1	1							1
30. NIDO 2			1					1
32. OBISPO 1				3	1			4
34. PALO GACHO 1				1				1
35. PAPALOAPAN 2			5					5
37. REMUDADERO 2					1			1
40. R. PACHECO 1001			1					1
41. RIO AMAZONAS 1					2			2
42. RIO ATOYAC 1			1	2				3
44. RIO PESCADOS 1				1				1
45. SAN PABLO 101				4				4
48. TORCAZA 101			1	3	15		2	21
51. ZAPOTE 2				1				1
<b>TOTAL</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>17</b>	<b>25</b>	<b>19</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>67</b>
<b>PORCENTAJES</b>	<b>5.0</b>	<b>1.8</b>	<b>3.1</b>	<b>25.8</b>	<b>8.7</b>	<b>3.7</b>	<b>2.0</b>	<b>4.1</b>

TABLA IV. NUMERO DE MUESTRAS CON POTENCIAL GENERADOR

manifestándose de regulares a buenas posibilidades de ser considerada una posible roca generadora.

Al norte del área, solo una muestra del pozo Alta Luz-1, arrojó valores buenos de 10,700 p.p.m. de hidrocarburos libres (S1) y 10,890 de hidrocarburos potenciales (S2), manteniéndose una posible relación de generación-acumulación. Mientras tanto, en el pozo Remudadero-2 se tuvo solo un valor bueno de 10,950 p.p.m. de S2 y en el Torcaza-101, todos los valores de S2 son mayores a 2,500 p.p.m., pero como no se presentaron valores de interés de hidrocarburos libres (S1), su interés geoquímico es reducido.

Al sur del Río Papaloapan se detectaron 3 valores buenos de S1 en los pozos Obispo-1 y Palo Gacho-1, mayores a 5,000 p.p.m., pero dado que no existe relación con alguna posible roca generadora, se consideraron contaminaciones debidas a los lodos de perforación.

Durante el Coniaciano-Santoniano, ocurre una regresión y la posición que durante el Turoniano ocupaba la Formación Maltrata, es ocupada por los sedimentos de la Formación Guzmantla Pelágica extendiéndose hacia el occidente, donde en forma lateral cambia a condiciones más someras para permitir el depósito de la Formación Guzmantla de Plataforma.

La Formación Guzmantla de Plataforma solamente aparece en la porción occidental y está compuesta por rocas características de ambientes someros de albúfera, con bancos carbonatados y parches arrecifales. Se trata de un mudstone-wackestone y packstone de pellets, fragmentos de moluscos, equinodermos, algas y foraminíferos.

En cuanto a su contenido orgánico, éste es muy pobre y sólo pudo ser cuantificado en el pozo Tezonapa-1, donde se colectaron cuatro muestras. La materia orgánica es de tipo carbonáceo y en el resto del área es muy probable que no varíe sino hasta donde las facies cambian a rocas de ambiente más profundo de tipo pelágico.

La información de muestras colectadas en 7 pozos indica que los valores de hidrocarburos libres (S1) son pobres al no llegar a 5,000 p.p.m., mientras que los potenciales son aún más pobres al no alcanzar al menos las 1,000 p.p.m., lo cual indica nulas posibilidades para conformar una posible roca generadora.

El regreso de los mares en esta época, se debe en gran parte a un levantamiento regional, mismo que provocó al oriente la erosión de las Formaciones Guzmantla y Maltrata, así como parte de las rocas del Cretácico Medio como se observa en la fig. 9, hacia el pozo Bravo-1. Como resultado de los procesos erosivos a finales del Santoniano, se formaron depósitos de clásticos angulares que dieron origen a brechas compuestas por detritos de las formaciones mencionadas. En este tiempo tiene lugar la depositación de los sedimentos que originaron la Formación San Felipe, hacia el borde de la plataforma.

#### Formación San Felipe.

Jefreys, 1910 y Muir, 1936 (En López R. 1982). Consiste esencialmente de una serie de calizas compactas, arcillosas con buena estratificación, de color gris con tintes claros de azul, verde y café. Su localidad tipo se encuentra en el kilómetro 538.8 del Ferrocarril de Tampico a San Luis Potosí, en la rancharía del mismo nombre al oriente de Cd. Valles, S.L.P.

En la Plataforma de Córdoba, el rango de edad se ha establecido del Santoniano Superior al Campaniano, considerando la siguiente fauna planctónica.

Globo truncana concavata  
Globo truncana calcarata  
Globo truncana bulloides  
Globo truncana fornicata  
Globo truncana lapparenti

La Formación San Felipe se ubica coincidiendo aproximadamente con la línea de cambio de facies entre las formaciones Guzmantla Pelágica y Guzmantla de Plataforma. Presenta la brecha basal antes descrita y una secuencia de carbonatos arcillosos de aguas profundas como matriz, con algunas brechas intercaladas.

Son pocas las muestras que se han colectado en este horizonte para estudios geoquímicos, sin embargo, éstas presentan buen porcentaje de carbono orgánico en los pozos Capulines-1 y 2 y en el Bravo-1, e indican predominancia de materia orgánica carbonácea con pequeñas cantidades de maderácea y algácea, reduciéndose así sus posibilidades para ser considerada oleogeneradora, tal como se puede observar en la sección estratigráfica (Fig. 9). En el pozo Capulines-2 las muestras no se analizaron ópticamente, por lo que se desconoce su tipo.

Durante el análisis de pirólisis se obtuvieron datos muy pobres, menores a 5,000 p.p.m., de hidrocarburos libres (S1) en todos los pozos muestreados; sin embargo, en el pozo Capulines-1, los datos de hidrocarburos potenciales (S2), son buenos para todas las muestras, pues rebasan las 2,500 p.p.m. Lo anterior permite deducir inmadurez de la materia orgánica presente en esta unidad estratigráfica.

Al final del Cretácico Superior, durante el Maastrichtiano, las condiciones se mantienen constantes, desarrollándose áreas de plataforma con la depositación de carbonatos limpios (Formación Atoyac) y terrigenos calcáreos de mayor profundidad, al oriente, que dieron origen a la Formación Méndez.

#### Formación Atoyac.

Viniegra y Mena 1958 (En López R. 1982), propusieron el nombre de Formación Atoyac para los sedimentos de Plataforma de fines del Cretácico Superior, los cuales se consideran depositados en el área de Córdoba-Tezonapa-Valle Nacional. Se define como una caliza crema a crema blanquizco, en donde también se aprecian facies de tipo arrecifal y subarrecifal. La localidad tipo se encuentra en la Sierra de Atoyac, cerca del poblado de Atoyac, Ver.

La Formación Atoyac se ha determinado por la microfauna que contiene, como de edad Campaniano Superior-Maastrichtiano (Bonet(\*), 1969) y por su macrofauna (Perkins(\*), 1969) se le atribuye edad Maastrichtiano en base a radiolitidos, entre los cuales se identificó el género Dechajesuxiid sauvaquesiid radiolites.

La Formación Atoyac se encuentra restringida a la porción occidental y por su contenido faunístico y litología, ha sido clasificada como la facies de plataforma de esta época. Es un wackestone a packstone crema a café claro con desarrollos de grainstone y horizontes dolomitizados. Su ambiente somero dió lugar al desarrollo de bancos carbonatados y arrecifes.

Solamente se tienen resultados de análisis geoquímicos para el caso de las muestras de los pozos Río Manso-1B y Monte Negro-1 en la porción sur del área, cuyos valores de carbono orgánico son muy pobres. El tipo de materia orgánica no fué posible determinarlo, puesto que no se efectuó el análisis óptico correspondiente. En cuanto a su contenido de hidrocarburos libres (S1) y de hidrocarburos potenciales (S2), estos son muy pobres



(2,500 p.p.m.), lo cual denota claramente su origen eminentemente de Plataforma.

#### Formación Méndez

De Goyler, 1912-1916 (En López R. 1982), propuso el nombre de Formación Méndez a una secuencia de sedimentos arcillosos de color verde a gris hacia su base y café rojizo hacia la cima; fijando como localidad tipo a la Estación Méndez del F.F.C.C. Tampico-San Luis Potosí. Se trata de margas semiduras de color gris a verde oscuro, estratificadas en capas de 5 a 40 cm. de espesor, las cuales intemperizan a gris oscuro y café amarillento.

Las determinaciones de micropaleontología definen a estos sedimentos de edad Campaniano Superior-Maastrichtiano con la siguiente microfauna.

Globotruncana sp.  
Globotruncana cf. stuarti  
Heterohelix sp  
Pseudotextularia sp

En la Plataforma de Córdoba, se ha restringido su alcance estratigráfico al Maastrichtiano, con la siguiente fauna planctónica:

Globotruncana cónica, Globotruncana arca  
Globotruncana havanensis  
Globotruncana egyptiaca  
Globotruncana elevata

La Formación Méndez está confinada a la porción oriental del área y presenta una serie de brechas prearrecifales en su base, constituidas por fragmentos en su mayoría provenientes de la Formación Atoyac, lo cual se deduce del amplio contenido de orbitoideos. En general, las rocas se constituyen de lutitas calcáreas y margas de color gris a gris verdoso que por el contenido faunístico de su matriz se considera de aguas profundas.

Solamente cuatro pozos cuentan con resultados analíticos de la Formación Méndez e indican que su contenido de carbono orgánico es bueno en su mayoría, aunque en el pozo Torcaza 101 la cantidad es pobre. La materia orgánica de las 5 muestras colectadas en el pozo Capulines-1, es predominantemente algácea. Para

(\*)En López R. 1982.

las muestras de los pozos Remudadero-2 y Jerónimo-1, no se elaboraron análisis ópticos, por lo cual se desconoce su tipo predominante.

Los resultados obtenidos del análisis de pirólisis indican valores pobres de hidrocarburos libres (menores a 2,500 p.p.m.) e hidrocarburos potenciales (menores a 600 p.p.m.) y aún en algunas ocasiones ceros absolutos, lo cual muestra su poca importancia como posible roca oleogeneradora.

f).- Paleoceno-Eoceno Medio (41-67 m.a.).

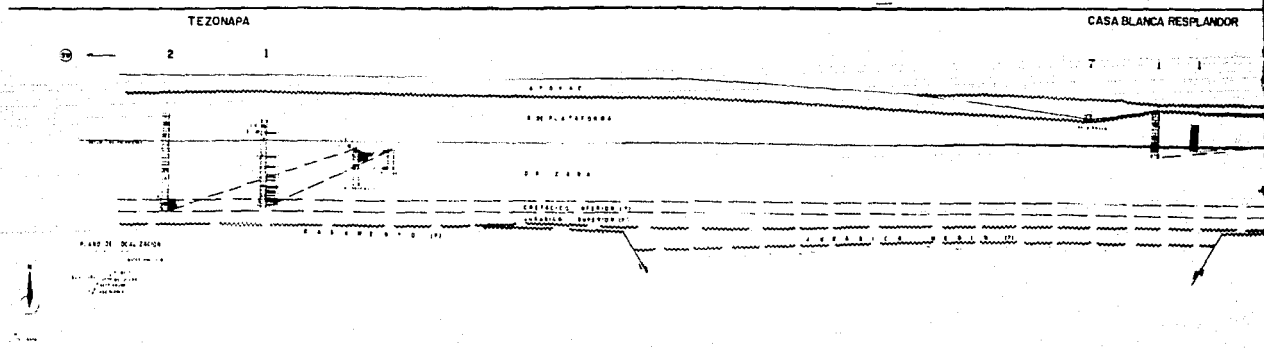
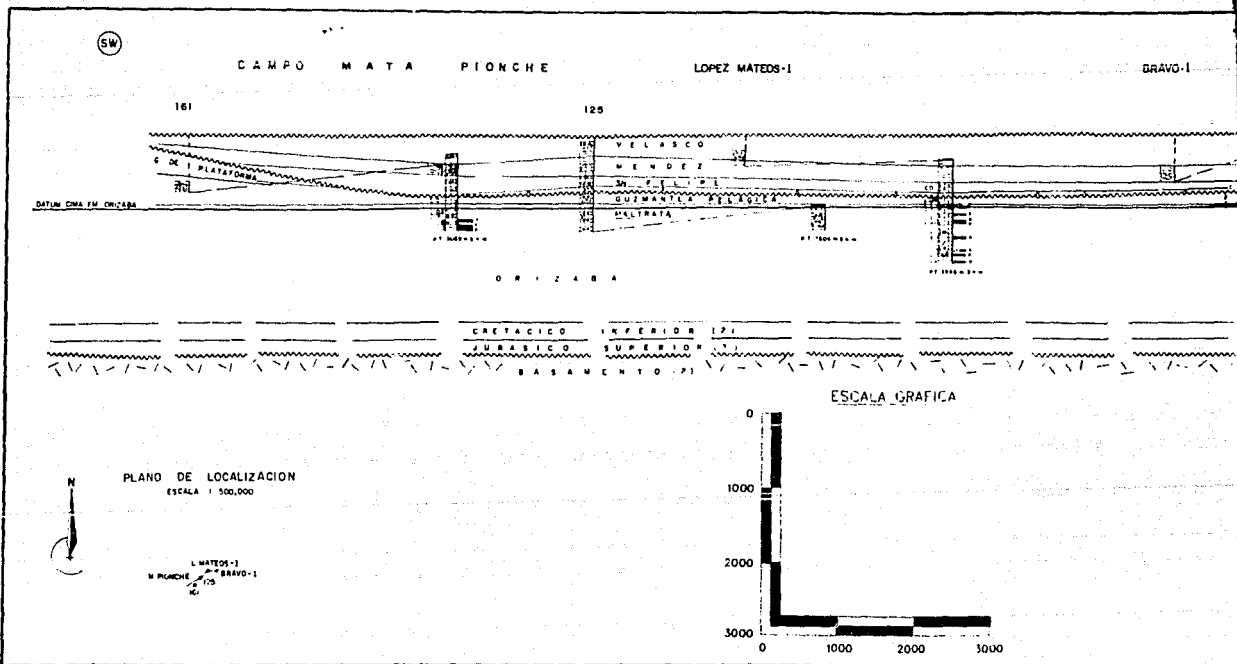
Sobre las rocas de la Plataforma de Córdoba, durante el Paleoceno-Eoceno Medio, se depositó una secuencia sedimentaria de ambiente profundo (cuenca). Es importante señalar que para este tiempo, los espesores de los sedimentos involucrados fueron más potentes hacia el oriente.

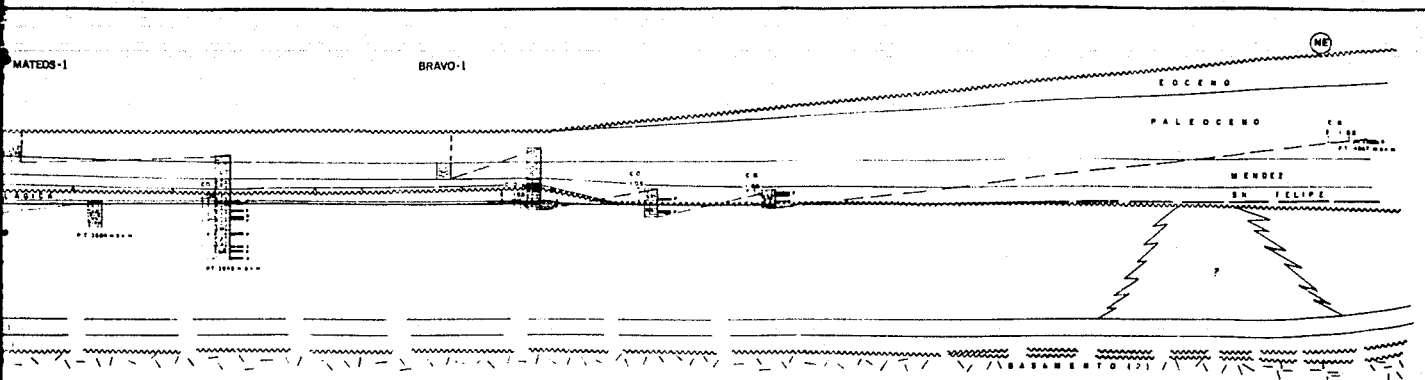
Formación Velasco.

Cushman y Trager, 1924 (En López R. 1983), asignan este nombre a una secuencia constituida en su mayor parte por lutitas y lutitas arenosas, a veces bentoníticas y con poca arenisca. Su localidad tipo se encuentra en el afloramiento de la Estación de Velasco, San Luis Potosí, del Ferrocarril Tampico-S.L.P., y pertenece al Paleoceno.

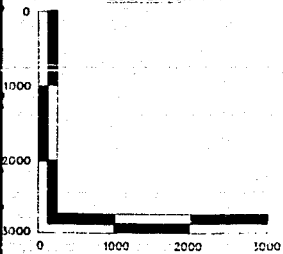
En pocos pozos ha sido cuantificada la materia orgánica. Al norte, el pozo Remudadero No. 2 presenta valores que van de pobres a regulares y hacia los pozos Mata Clara No. 1 y Margarito No. 1, los valores son aun más bajos. En la porción más cercana a los campos productores, se detectaron contenidos de carbono orgánico que se clasificaron de regulares a buenos y finalmente al sur, en el pozo Jerónimo No. 1, los valores nuevamente son muy pobres.

En la sección estratigráfica (Fig. 10) se indica que el Paleoceno contiene predominantemente materia orgánica carbonácea. En el pozo Jerónimo No. 1, no se realizaron análisis ópticos que permitieran determinar el tipo de material imperante, aunque los valores del índice de oxígeno son altos y los del índice de hidrógeno muy bajos. Solamente en las muestras del pozo Capulines No. 2 se determinó preponderantemente la materia orgánica algácea; sin embargo, los datos con que se cuenta de resultados de hidrocarburos libres





ESCALA GRAFICA

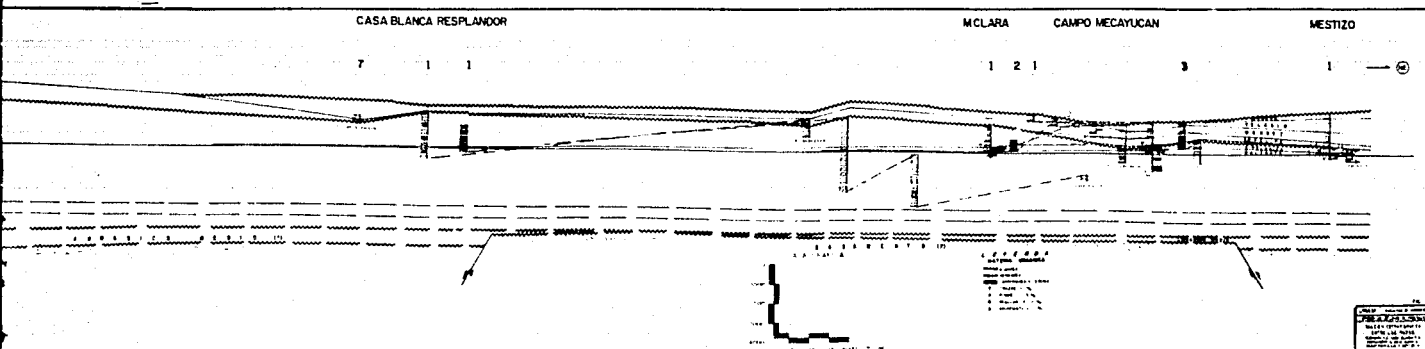


*I F Y F M D A*

- MATERIA ORGANICA
- ALGAEAS
  - HERBACEA
  - CARBONACEA Y LEÑOSA
  - T TRAZAS < 1%
  - P POBRE 1-5%
  - R REGULAR 5-10%
  - A ABUNDANTE > 10%

UNAM INSTITUTO DE QUIMICA  
 SECCION GEOLOGICA  
 SECCION ESTRATIGRAFICA  
 ENTRE LOS POZOS:  
 MATO MICHME 161,125,  
 LOZEC MATEOS 1 Y BRAVO-1

FIG. 9



UNAM INSTITUTO DE QUIMICA  
 SECCION GEOLOGICA  
 SECCION ESTRATIGRAFICA  
 ENTRE LOS POZOS:  
 MATO MICHME 161,125,  
 LOZEC MATEOS 1 Y BRAVO-1

(S1) denotan pobreza (<2,000 p.p.m.), mientras los potenciales (S2) no alcanzan las 700 p.p.m., teniéndose aún en muchos casos ceros absolutos que indican sus nulas posibilidades para ser considerada posible roca generadora.

#### Formación Aragón.

Nutall, 1930 (En López R. 1983). Está constituida por lutitas de color gris, gris azul y verde, que al intemperizarse pasan al amarillo. Presenta bandas de bentonita en su base y en su cima arena fina y pequeños nódulos calcáreos. Pertenecen al Eoceno Inferior y su localidad tipo está en el Río de la Puerta, al poniente de la Antigua, en la Ex-Hacienda de Aragón, Veracruz.

El contenido de carbono orgánico, en general, va de regular a bueno, puesto que la mayoría de las muestras contienen más de 0.5% y aun en muchas muestras, dicho porcentaje rebasa el 1% fácilmente.

El tipo de materia orgánica sólo pudo ser determinado en 4 muestras del pozo Jerónimo-1, y en ellas se presentó predominancia de material algáceo y en segundo término leñoso. Además, los datos de hidrocarburos libres y potenciales son muy pobres, menores a 1,400 p.p.m. y 2,000 p.p.m. respectivamente, aunque en múltiples muestras los valores obtenidos fueron ceros absolutos.

#### Formación Guayabal.

Cole, 1927 (En López R. 1983). Está formada por lutitas de colores gris, azul y café, que al intemperizarse cambian a gris o crema. Dentro de las lutitas, se tienen delgadas intercalaciones de arena de grano fino. Esta formación pertenece al Eoceno Medio y su localidad tipo se encuentra en la Escarpa Guayabal, dentro del Municipio de Tamatoco, Veracruz, a unos 12 Km. al W de Potrero del Llano, sobre el camino a Tlacolula.

Solamente se colectaron y analizaron 2 muestras de esta formación en el pozo Capulines-1, pero no se reportan resultados del contenido de carbono orgánico ni del tipo de materia orgánica presente, por lo cual no se puede evaluar su importancia. Los únicos datos con que se cuenta son hidrocarburos libres y potenciales, los cuales son pobres, (menos de 1,400 p.p.m. y menos de 300 p.p.m. respectivamente).

g).- Eoceno Superior - Oligoceno (21 a 41 m.a.)

En la Plataforma de Córdoba, el frente tectónico plegado y afallado es cubierto por el mar, dando origen en su mayoría a depósitos de terrígenos del tipo de las arcillas y arenas. La fuerza de las corrientes submarinas formó grandes canales que fueron rellenados de clastos constituidos por gruesos fragmentos arredondados, como es el caso de los paleocañones del Papaloapan y Paso de Ovejas, al Norte.

Formación Chapopote.

Wieve y Walter, 1924; y Cole, 1927 (En López R. 1983). Se trata de lutitas arcillosas de color gris y su facies Tantoyuca está constituida por sedimentos areno-conglomeráticos con matriz calcárea y algunas intercalaciones de lutitas de color gris a gris oscuro. Las dos facies descritas pertenecen al Eoceno Superior; para la facies Chapopote, la localidad tipo se encuentra cerca de la población de Chapopote, Ver., y la Tantoyuca se encuentra al oriente del poblado de Tantoyuca, sobre el camino Tantoyuca-Chapopote.

En los pozos Capulines-1, Mata Gallina-4, Remudadero-2 y Jerónimo-1, se analizaron muestras de la facies Chapopote. En el pozo Jerónimo-1, se tuvieron valores mayores de 0.5% de carbono orgánico para casi todas las muestras e inclusive tres rebasaron el 1%; en los otros 3 pozos, los valores de carbono orgánico son normalmente pobres (<0.5%). En cuanto al tipo de materia orgánica, sólo en el pozo Mata Gallina-4 se determinó su calidad algácea y en cantidad pobre. Los datos de hidrocarburos libres y potenciales son bajos (<200 y <250 p.p.m. respectivamente), por lo que su interés geoquímico es reducido.

En la facies Tantoyuca, muestreada y analizada en los pozos Mixteco-1 y Palo Gacho-1, los valores de % de carbono orgánico son en general pobres, aunque en el segundo se tuvieron 2 muestras con más de 0.5%. Tampoco se cuenta con datos del tipo de materia orgánica, sino sólo para una muestra del pozo Mixteco-1, en la cual se determinó su calidad como algácea y en cantidad regular.

El único dato realmente interesante fue el que reveló la muestra de 2363 m. de profundidad (núcleo - 1) en el pozo Mixteco-1, donde la cantidad de hidrocarburos libres fue de 17862 p.p.m. y la de potenciales fue de 16155 p.p.m., pareciendo posible una generación

incipiente y acumulación dentro de la misma formación, si la madurez térmica hubiera sido la adecuada, o hidrocarburos migrados desde algún horizonte más profundo.

#### Formación Horcones.

Grimsdale, 1933 y Salas, 1949 (En López R. 1983). En general, se trata de secuencias de lutitas alternando con areniscas conglomeráticas intercaladas. Su localidad tipo se encuentra en el camino entre Potrero del Llano y Tlacolula, Ver. En principio, algunos autores dudaron de su alcance en edad, puesto que para varios pertenecían al Eoceno, pero la ausencia de Hantkeninas permite fijar su posición dentro del Oligoceno Inferior.

Los valores de carbono orgánico van de buenos a muy buenos, ya que en varias ocasiones son mayores a 2%, aunque en ningún caso se reporta el tipo de materia orgánica presente en estas rocas. En cuanto a la presencia de hidrocarburos libres y potenciales, los resultados arrojan valores muy bajos menores a 5,000 p.p.m. y 2,500 p.p.m., respectivamente y sólo en el caso de la muestra colectada a 2335 m en el pozo Mixteco-2, se presentó un valor de 8979 p.p.m. de libres, en las muestras analizadas para esta formación. Lo anterior sugiere importancia para este paquete sedimentario y puede tener relación con las altas lecturas obtenidas para hidrocarburos libres y potenciales en la facies Tantoyuca del mismo pozo Mixteco, analizado anteriormente en este trabajo.

#### h).- Mioceno (5.3 a 25 m.a.)

En el área de la Plataforma de Córdoba, se manifiesta una serie de fluctuaciones en el nivel del mar, debidas a los constantes movimientos creados por la acción de fallas normales en la cuenca de Veracruz.

#### Formación La Laja.

Gibson, 1936 (En López R. 1983). Se trata de una secuencia de lutitas grises, arenosas, con intercalaciones de areniscas y en ocasiones gruesos conglomerados en su base. Generalmente aflora en las márgenes de la Cuenca Salina del Istmo, sobre los sedimentos del Eoceno. Cabrera (1963) en su tesis profesional (ESIA-IPN), la ubicó dentro del Oligoceno

Inferior-Medio, extendiéndola hasta el Aquitaniano del Mioceno Inferior mediante un estudio bioestratigráfico. En nuestra área de estudio se le ha restringido al Mioceno Inferior.

A excepción de las muestras del pozo Torcaza-101, casi todas las colectadas y analizadas para la Formación La Laja rebasan el 0.5% de carbono orgánico. Hacia los pozos Jerónimo-1 y Mixteco-1, los valores varían entre 3 y 4%, y en el pozo Capulines-1 dicho parámetro se mantiene en el rango de 8 a 9%, lo cual denota buena riqueza orgánica.

Debido a la pequeña cantidad de muestras estudiadas por análisis óptico, solamente se cuenta con datos del tipo de materia orgánica para los pozos Jerónimo-1, Torcaza-101 y Miralejos-1. En los dos primeros casos se determinó la presencia de material leñoso y carbonoso preferencialmente y para el último, sólo se cuenta con una muestra estudiada de materia orgánica algácea.

Los valores obtenidos de hidrocarburos libres y potenciales son muy pobres, puesto que ninguno alcanza al menos un mínimo de 1,000 p.p.m. nulificándose así las perspectivas económicas para esta formación en el área de estudio.

#### Formación Depósito.

Gibson, 1936 (En López R. 1983). Es una secuencia de lutitas gris a gris azulado, ligeramente arenosas, bien estratificadas con intercalaciones de tobas y cenizas volcánicas. Su localidad tipo se ubica en el Río Uzpanapa, a unos 60 km. al SE de Coatzacoalcos, Ver. Castillo(\*) 1955, indica que pertenece al Oligoceno Superior, pero en nuestra área de estudio se ha ubicado en la base del Mioceno Medio.

Los porcentajes de carbono orgánico evaluados en las muestras analizadas para esta formación, van de buenos a muy buenos, pues varían de 0.6% a 10%, aunque los más frecuentes están en el rango de 4% a 7%. El tipo de materia orgánica observada en las pocas muestras en que se realizó este análisis, permiten definir una predominancia en materia orgánica carbonácea y leñosa, con algo de algácea.

Con lo anterior se podrían deducir buenas posibilidades para la generación de gas principalmente, si el parámetro térmico fuera suficiente para haber madurado la materia orgánica ahí presente, lo cual no es factible, debido a que no se detectaron cantidades importantes de hidrocarburos libres (el valor máximo es



de 564 p.p.m.). Tampoco se registraron valores importantes para hidrocarburos potenciales, puesto que el máximo registrado fue de 774 p.p.m.

#### Formación Encanto

Gibson, 1936 (En López R. 1983). Consiste de series alternadas de arenas, areniscas de grano fino y lutitas arenosas de color gris oscuro. Su localidad tipo aparece en la cima del anticlinal del Encanto, dentro del Municipio de Minatitlán, Ver. En el Istmo de Tehuantepec y Poniente de Tabasco, se le considera dentro del Mioceno Inferior (Burdigaliano-Vindoboniano) por su contenido faunístico, pero en nuestra área de estudio dicha formación se restringe al Vindoboniano.

A excepción de los pozos Remudadero-2 y Torcaza-101, en los cuales el porcentaje de carbono orgánico varía de pobre a bueno (0.27% a 2.2%), los pozos restantes en los cuales se tienen datos, se pueden considerar de buenos a muy buenos (1% a 6%). Desafortunadamente, sólo se cuenta con los resultados de 3 muestras examinadas por análisis óptico y denotan preferencia en materia orgánica carbonácea y en segundo lugar, algácea.

Así, se pueden suponer buenas cantidades de materia orgánica, las cuales con una madurez térmica más avanzada supondrían posibilidades de generación de hidrocarburos gaseosos, preferentemente; sin embargo, los resultados analíticos de hidrocarburos libres son inferiores a 1,000 p.p.m., y los hidrocarburos potenciales no alcanzan las 1,500 p.p.m., nulificando las perspectivas antes definidas.

#### Formación Concepción Inferior.

Gibson, 1936 (En López R. 1983). Está formada por lutitas bien consolidadas, estratificadas, de color gris oscuro, micáceas, generalmente muy fosilíferas, con gasterópodos y pelecípodos, junto con una gran variedad de foraminíferos. Fue estudiada por primera vez en el área de Concepción, sobre la margen derecha del Río Uzpanapa y conforme a su contenido faunístico, se le considera perteneciente al Mioceno Inferior. Sin embargo, en nuestra área de estudio, se reconoce dentro del Mioceno Medio (Vindoboniano).

Los porcentajes de carbono orgánico para esta formación

(\*En López R. 1983.

son variables, puesto que mientras en los pozos Jerónimo-1, Palo Gacho-1 y Remudadero-2 los valores son menores a 0.5%, en los pozos restantes el rango de valores está entre 0.55% a 3.8% (Capulines-1, Mixteco-1, Papaloapan-2, Resplandor-101, Torcaza-101).

En las áreas con buenas cantidades de materia orgánica, para que se tuvieran posibilidades de generación de hidrocarburos, sería necesario que dicha materia estuviera térmicamente madura, lo cual en nuestra área de estudio no sucede. Además, los datos de hidrocarburos libres y potenciales son pobres (menores a 2,200 y 1,500 p.p.m. respectivamente) y como no se efectuaron análisis ópticos, no es posible conocer el tipo de materia orgánica predominante.

#### Formación Concepción Superior.

Gibson, 1936 (En López R. 1983). Se trata de lutitas arenosas de color azul grisáceo, compactas, con planos de estratificación mal definidos, con areniscas ocasionales. Fue estudiada por primera vez en la región de Concepción, Ver., en el margen derecho del Río Uzmanapa. Aunque en el Sureste de México se le considera del Mioceno Inferior, en nuestra área de estudio se ha denotado como del Mioceno Superior (Shaeliano).

Normalmente, la cantidad de carbono orgánico es pobre (<0.5%), sin embargo, en los pozos Capulines-1, Resplandor-101 y Torcaza-101, se tuvieron valores de regulares a buenos hasta de 1.3%. El tipo de esta materia orgánica sólo fue reportado en el pozo Resplandor-101, donde se observó del tipo carbonoso preferencialmente y después, de tipo algáreo. Seguramente que esta materia orgánica se encuentra en estado inmaduro, aún sin oportunidad de generación de hidrocarburos y además los valores de hidrocarburos libres y potenciales son pobres (inferiores a 1,600 y 1,500 p.p.m. respectivamente e inclusive con varios ceros absolutos).

#### Formación Paraje Solo.

Gibson, 1936 (En López R. 1983). Está constituida por clásticos finos y gruesos de colores gris a gris parduzco, con lutitas interestratificadas de color gris-azul, más o menos carbonosas. Fue estudiada por primera vez por Leoniak (1924) en la región de Paraje Solo, dentro del Municipio de Moloacán, Ver. Aunque se

le considera como la parte superior del Mioceno Medio, en nuestra área de estudio se le ubica en el Mioceno Superior.

En resumen, en la Tabla V se puede identificar con facilidad el mejor horizonte definido como Turoniano (Fm. Maltrata). Lo anterior se confirma al deducir 14 muestras que presentaron un fuerte potencial generador, considerando los parámetros de evaluación del Instituto Francés del Petróleo y que requieren como mínimo un contenido de carbono orgánico mayor o igual a 1%, valores de S2 mayores o iguales a 5000 p.p.m. y un IP menor o igual a 0.3. La figura 11, muestra la columna estratigráfica completa de la Plataforma de Córdoba.

POZO \ EDAD	JUR. SUP.	CRET.	CRET.	CRETACICO SUPERIOR			PALEO	TOTAL
	TIT.	INF.	MED.	TUR	CO-SA	CAMP.	CENO	
3. BRAVO 1				1		1		2
6. COLORIN 2				2				2
13. INDIO 1			1					1
23. MATA GUITARRA 1			1					1
25. MECAYUCAN 1				1				1
26. MESTIZO 1				1				1
30. NIDO 2			1					1
32. OBISPO 1				2				2
34. PALO GACHO 1				1				1
35. PAPALDAPAN 2			1					1
40. R. PACHECO 1001			1					1
41. RIO AMAZONAS 1						1		1
42. RIO ATOYAC 1				1				1
44. RIO PESCADOS 1				1				1
45. SAN PABLO 101				2				2
48. TORCAZA 101				2	4			6
<b>TOTAL</b>			5	14	5	1		25

TABLA V. NUMERO DE MUESTRAS QUE PRESENTAN UN POTENCIAL GENERADOR FUERTE.

TABLA ESTRATIGRAFICA								
PLATAFORMA DE CORDOBA								
ERA	PERIODO	M.A.	EPOCA	SERIE	EDAD	FORMACION		
CENOZOICO	CUATERNARIO		HOLOCENO			RECIENTE		
			PLEISTOCENO					
	TERCIARIO		MIOCENO	SUP	SAHELIANO		ZARAVA SULO CONCEPCION SUPERIOR CONCEPCION INFERIOR ENCANTO SUPERIOR ENCANTO INFERIOR DEPOSITO	
				MEDIO	VINDOVIANO			
				INF	SUBRHODANO RHODANO		LA LAJA	
				SUP	CASSALIANO			
				MED	RUPELIANO			
			OLIGOCENO	INF	TONONIANO		BOCCONES	
				MED	FRANCONIANO		TANTOYUCA Y CHAPOYOTE	
			EOCENO	SUP	LUTECIANO		SUATABAL	
				INF	YPRESIANO		CHORT SUP ARARON	
			PALEOCENO		SUPERIOR	LANDENIANO		CHONTEPEC MEDIO
						MONTIANO		CHONTEPEC INFERIOR
					INFERIOR	DAMIANO		VELASCO
CRETACICO		SUPERIOR	MAESTRICHTIANO		ATOVAC			
			CAMPANIANO		MENDEZ			
			SANTIANO CONIACIANO		SAN FELIPE GUZMANTLA GUZMANTLA			
		MEDIO	TURONIANO		TEZALAPA MALTRATA			
			CENOMANIANO		ORIZABA FACES DE CUENCA LANCOPOLIS (?)			
		INFERIOR	ALBIANO					
			APTIANO		TAMAUlipas			
			BARREMIANO		INFERIORE			
			HAUTERVIANO		FACES DE CUENCA			
			SALISBURIANO BERIASIANO		LET S CONAMACA (?)			
JURASICO		SUPERIOR	TITHONIANO		TEPEKILOTLA			
			KIMMERIDIANO		SA PEDRO TAMAUlipas TAMAUlipas			
		MEDIO	OXFORDIANO					
			CELLOVIANO STROMBOLIANO BAJOZIANO		CAHUABAS TODOS SANTOS			
INFERIOR	AALENTIANO							
	TOURNAISIANO PLEISTOCENO EMMURIANO							
	INERTANIANO							
TRIASICO		SUPERIOR	REPTIANO					
			NOBIANO					
		MEDIO	SARRIANO					
LADINIANO ARICIANO								
INFERIOR	SCYTHIANO							
						GRANITO Y ROCAS METAMORFICAS		



 EROSION O NO DEPOSITO  
 SIN DEFINIR UNIDAD LITOSTRATIGRAFICA

FIG.: 11

## IV.- GEOLOGIA ESTRUCTURAL

El objetivo general del presente capítulo es describir de manera regional, los estilos estructurales que han sido observados en el área de estudio, así como los de las áreas circunvecinas y que presentan relaciones interesantes. Lo anterior enfocado a servir como patrón estructural para ser usado en la integración geológica-geoquímica y relacionarlo con los eventos de generación de hidrocarburos, posibles rutas de migración y su acumulación subsecuente.

Dentro del marco geológico en que se ubica la Plataforma de Córdoba, se limita al W por la Cuenca de Zongolica, al Oriente por la Cuenca de Veracruz, al Sur por el Alto de Teutila-La Mixtequita y al Norte por el Macizo de Plan de las Hayas. En el presente trabajo no se efectúa un análisis estructural de las unidades limitantes al Norte y al Sur, debido a sus características ígneas.

Cada unidad geológica presenta un grado de deformación que depende del grado de competencia presentado por el tipo de rocas de que se encuentra constituido y dicha deformación ha sido motivada por el efecto de esfuerzos orogénicos que actuaron en dirección SW-NE, durante la Orogenia Laramide (80 a 40 m.a.).

La determinación de los estilos estructurales identificados para las unidades geológicas mencionadas anteriormente, se definen a continuación, en forma generalizada.

La Cuenca de Zongolica presenta una forma alargada y angosta, y su estilo estructural muestra intensa deformación, con la presencia de estructuras de grandes dimensiones orientadas NW-SE, asimétricas al NE, con numerosas fallas inversas, dando lugar a grandes apilamientos de bloques superpuestos y sobrecorridos de dimensiones regionales. Las estructuras presentes han sido formadas por efecto del evento Laramide y forman parte de la actual Sierra Madre Oaxaqueña, en la cual se aprecian afloramientos de rocas Cretácicas y Jurásicas con una abrupta topografía.

Los trabajos de geología superficial muestran que dentro del sistema estructural generalizado se definen toda una serie de bloques delimitados en ambos flancos, oriental y occidental, por grandes sistemas de fallas inversas, orientadas de NW a SE con desplazamiento al Oriente, lo cual motiva la repetición de las formaciones del Mesozoico. Existen fallas importantes que se encuentran perfectamente identificadas y que provocan que las rocas del Jurásico Superior se encuentren suprayaciendo a las del

Cretácico Superior (Fig. 12) y otras que motivan el sobrecorrimiento de un gran bloque del Cretácico Medio sobre rocas más jóvenes del Cretácico Superior.

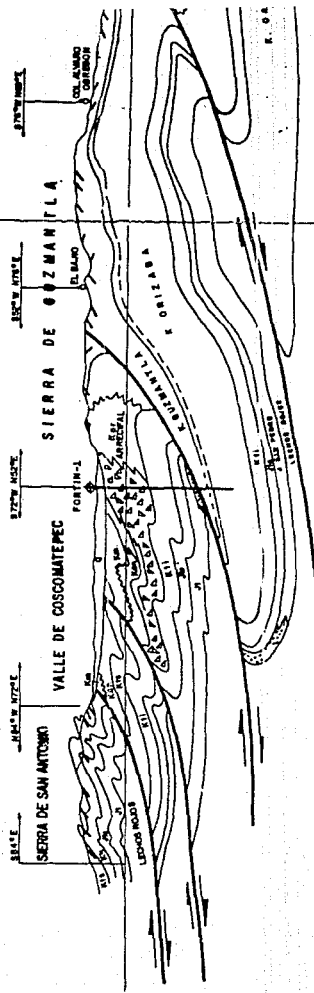
En la Plataforma de Córdoba, se distinguen tres estilos estructurales: el primero ha sido identificado mediante trabajos de gravimetría y sismología, los cuales han definido, por debajo de los bloques plegados y afallados del frente tectónico, la presencia de grandes estructuras profundas, las cuales han sido interpretadas muy cercanas al posible borde oriental sepultado de la Plataforma de Córdoba, y le confiere importancia desde el punto de vista económico. Las estructuras profundas tienen cierta coincidencia con máximos gravimétricos residuales orientados NW-SE, lo cual se observa en la figura 2 (donde se identifican las estructuras profundas).

También, gravimetricamente se definen los ejes positivos en donde los trabajos sismológicos se han encargado de verificar el trend de estructuras profundas de grandes dimensiones, como son las de Amapa, Acatlan, Privilegio y Río Blanco, (fig. 2); mismas que se encuentran alineadas regional y estructuralmente representando anticlinales simétricos de hasta 30 Km. de largo por 15 de ancho y sus cierres estructurales varían hasta 500 m.

El segundo estilo estructural y el más importante, lo representan la serie de bloques estructurales suprayacentes a las estructuras profundas, provocados por la acción de la Orogenia Laramide, al igual que en la Cuenca de Zongolica. Dicho estilo estructural se manifiesta con la presencia de una serie de plegamientos alargados y angostos orientados NW-SE y asimétricos al NE, mismos que se encuentran afectados por fallas inversas en ambos flancos, oriental y occidental. En general, se observa la presencia de una serie de bloques estructurales plegados y afallados, alineados en una franja de aproximadamente 180 km. de largo por 8 de ancho. Esta plataforma se encuentra inclinada hacia el oriente, lo cual motiva que el frente tectónico se encuentre sepultado por sedimentos terciarios, tal como se puede observar en las tres secciones estructurales que se incluyen en este trabajo. El borde occidental, sin embargo, aflora y forma parte de la Sierra Madre Oaxaqueña.

Los sistemas de fallas inversas que delimitan las estructuras, están al igual que en la Cuenca de Zongolica, orientados de NW a SE y con desplazamiento al oriente, ocasionando también una repetición de bloques, aunque en la Plataforma de Córdoba la deformación es menos intensa por contener rocas más competentes, y el fracturamiento es mayor debido a su fragilidad. Las fallas se encuentran escalonadas y forman bloques cada vez más profundos.

SECCION SIERRA SAN ANTONIO - SIERRA DE GUZMANTLA







La descripción estructural es generalizada en toda el área, por la similitud que se observa en todos los bloques, sin embargo dentro de este sistema de bloques, tienen especial importancia las que contienen a las estructuras de Remudadero, Lagarto, Plan de Oro, Miralejos, Tres Hiqueras, Manuel Rodríguez Aguilar, Copite, Mata Pionche, Mecavucan, Angostura, Rincón Pacheco, San Pablo y Nopaltepec, por constituir los campos productores. (Fig. 13).

Por encima de los bloques plegados, afallados y finalmente erosionados, se encuentra una carpeta terciaria que se va engrosando paulatinamente de occidente a oriente, y en ella se define el tercer estilo estructural que muestra la predominancia de estratos sensiblemente planos con una tendencia a inclinarse hacia el oriente.

Finalmente, la Cuenca de Veracruz representa una profunda depresión con orientación generalizada NW-SE, la cual ha sido cubierta por sedimentos terrígenos de edad Paleoceno al Reciente, con potentes espesores de entre 6 y 7 Km., siendo éstos más delgados hacia sus bordes y se cree que se encuentran descansando sobre rocas cretácicas. Su estilo estructural muestra la presencia de grandes anticlinales alineados en dirección NW-SE, los cuales están cortados por fallas normales, además de que existen estructuras relacionadas con intrusiones salinas.

El patrón estructural de la Cuenca de Veracruz se define por la presencia de dos alineamientos regionales. En el primero se tienen anticlinales asimétricos con vergencia al SW, delimitándose el alcance de su flanco SW por la presencia de una falla inversa y afectando a sedimentos del Eoceno-Mioceno Inferior; el eje de los anticlinales presenta orientación NW-SE e incluye a las estructuras Robles, Vibora, Tlalixcoyan, Cocuite, Zafiro, Mirador, Pochota y Loma Bonita. (Fig. 14).

El segundo alineamiento también está formado por anticlinales asimétricos orientados NW-SE, pero con vergencia al NE y este flanco se limita por el paso de una falla inversa que afecta a sedimentos del Eoceno-Mioceno Inferior. Las estructuras incluidas en este alineamiento son: Aneqada, Tesechoacan, Tlacotalpan y Morillo.

# LEYENDA

FALLA INVERSA  
FALLA INFERIDA

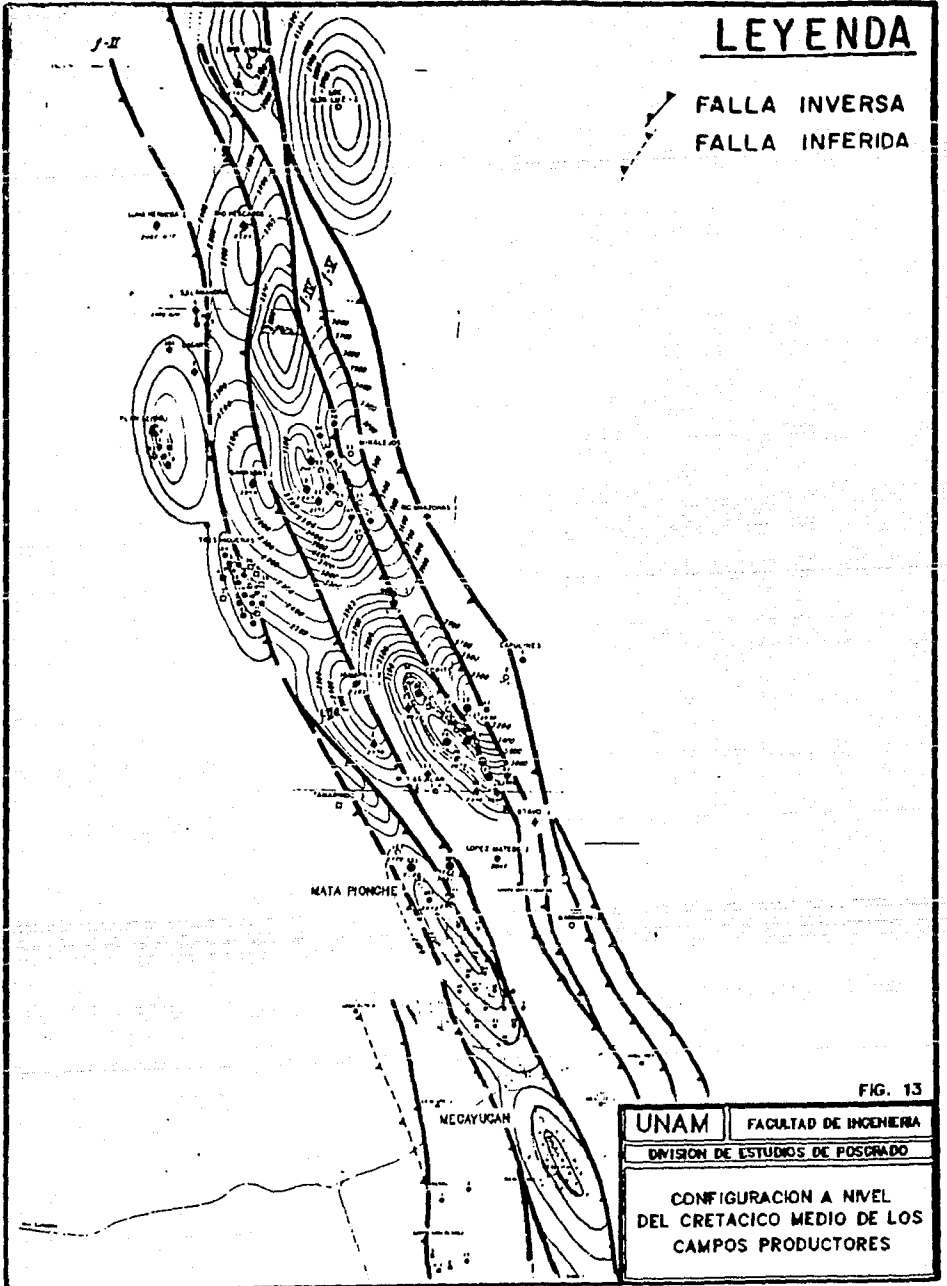


FIG. 13

UNAM

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

CONFIGURACION A NIVEL  
DEL CRETACICO MEDIO DE LOS  
CAMPOS PRODUCTORES

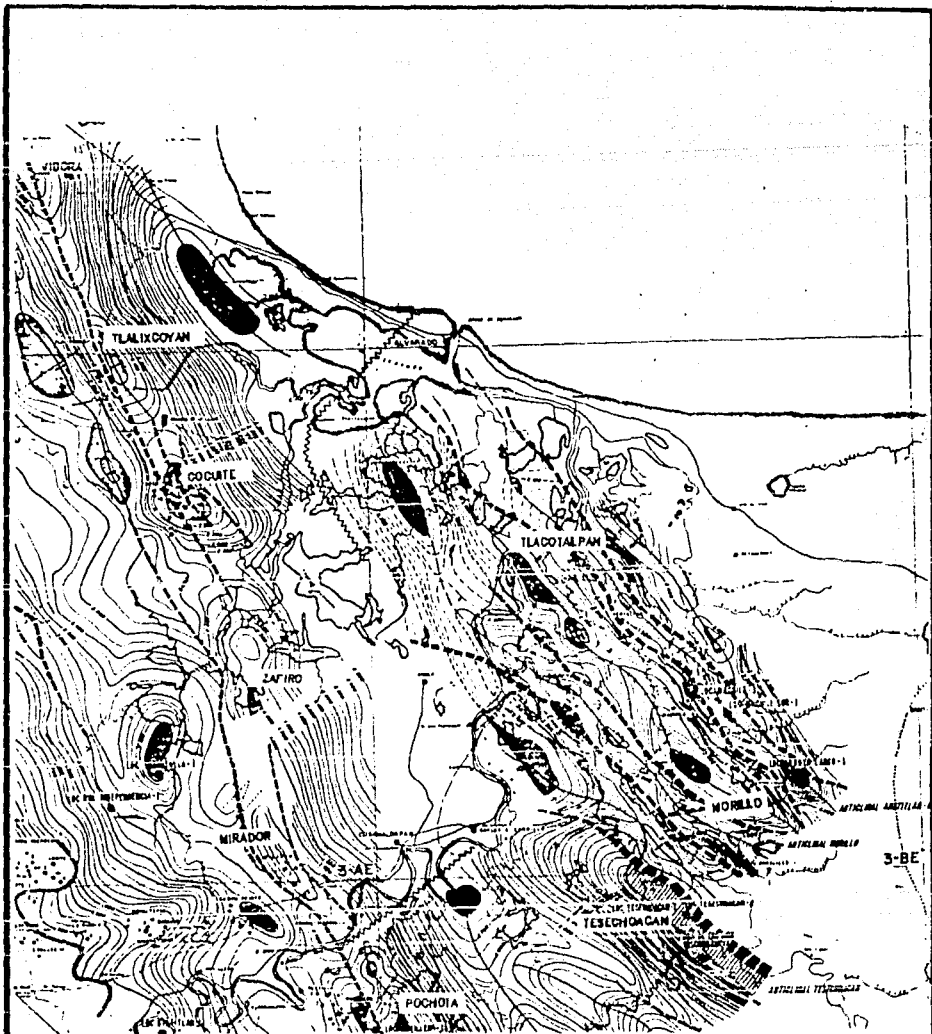


FIG. 14

UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO	
PLANO DE ESTRUCTURAS PRESENTES EN LA CUENA DE VERACRUZ	

## V.- EVOLUCION TECTONO-SEDIMENTARIA

La Plataforma de Córdoba tiene su origen durante la apertura del Golfo de México, la cual se produjo a partir del Triásico por la expansión del fondo marino, como una ramificación del rift del Atlántico. Dicha expansión se formó inicialmente por la creación de un abombamiento de la corteza que se infiere, se originó como consecuencia del acercamiento del manto superior (flujo térmico), lo que provocó un adelgazamiento y agrietamiento que se identifica como fase rift.

En toda el área las gráficas de sepultamiento presentan grandes similitudes, debido a que los eventos geológicos fueron regionales y así se pueden observar varias etapas de franca sedimentación y subsidencia. La primera se presenta durante el Jurásico Medio, coincidiendo con la apertura del Golfo de México y su sedimentación es terrígena.

Posteriormente, se presenta una secuencia sedimentaria marina con variaciones en el nivel del mar, desde el Jurásico Superior (Kimmeridgiano) hasta el Cretácico Superior (Santoniano), lo que produjo un grueso paquete de sedimentos que varía de 3500 a 4500 m. (Fig.15), engrosándose de occidente a oriente.

Durante el Jurásico Medio (165 m.a.) se efectuó una sedimentación de carácter terrígeno-continental y del Jurásico Superior al Cretácico Inferior se presenta una secuencia marina con variaciones en el nivel del mar, lo que produjo un grueso paquete sedimentario. Es durante este lapso de tiempo en que se lleva a cabo la clausura de la dorsal del Golfo de México, mientras se acentuaba la subsidencia (Se generaba corteza oceánica) y por los procesos distensivos, el fondo oceánico se expandió. La invasión marina cada vez fue mayor, lo cual motivó una configuración mar-tierra en la cual se notaban la presencia de notables paleoelementos en los cuales se captaron considerables volúmenes de sedimentos, desarrollándose en ambientes muy variables, desde plataforma hasta cuenca con condiciones euxínicas que favorecieron la concentración de materia orgánica.

A principios del Cretácico Medio se manifiesta la presencia de una regresión marina que continuó hasta principios del Turoniano, favoreciendo la edificación de aparatos arrecifales. Es en este periodo en que se manifiesta la máxima extensión de la plataforma. (Fig. 16).

Perfit y Heezen, 1978 (En Anderson, 1983), coinciden en que al inicio del Cretácico Superior, en la costa del Pacífico.



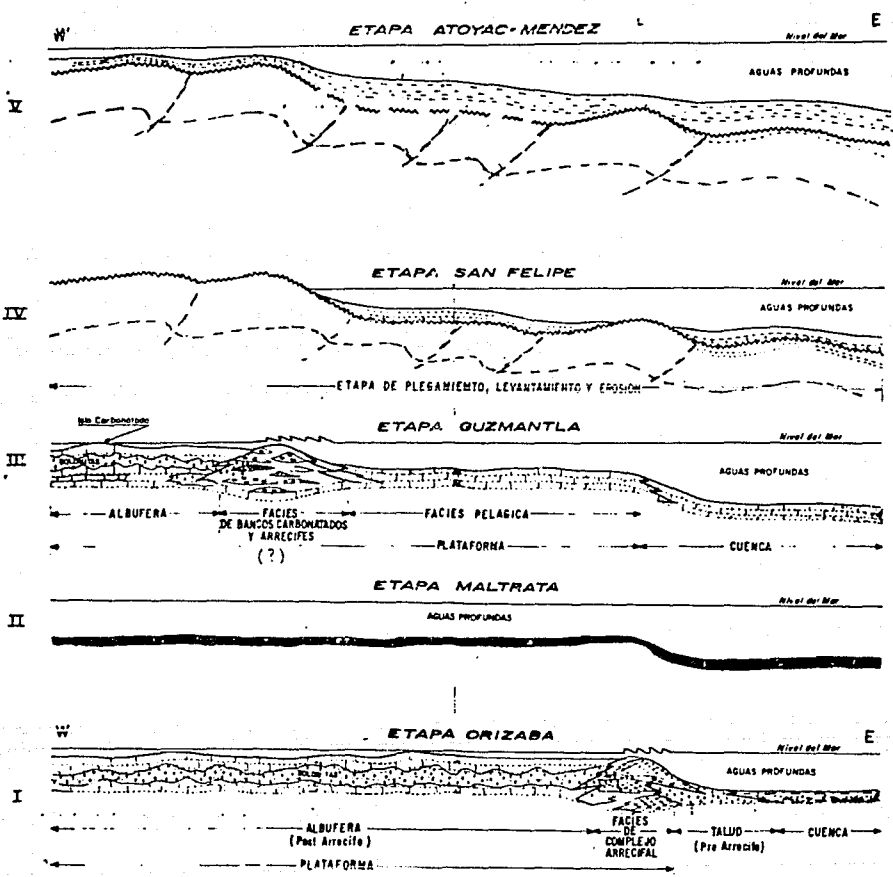


FIG. 16

UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO	
EVOLUCION DE LA PLATAFORMA DE CORDOBA DURANTE EL CRETACICO MEDIO Y SUPERIOR	

se verifica un levantamiento producido por el empuje de la placa oceánica por debajo de la corteza continental. Lo anterior, adicionado al peso de la gruesa carpeta sedimentaria ya depositada, facilitó un ingreso mayor de las aguas marinas al continente, dando como resultado una batimetría mayor y la depositación de sedimentos en condiciones más reductoras (Turoniano — 90 a 94 m.a.) aunque este evento fue solo en un corto tiempo y los espesores van de 70 a 140 mts.

En forma alternante y durante una época de mayor estabilidad tectónica, se estableció una nivelación en el fondo marino que permitió una regresión y la depositación de sedimentos someros, característicos de plataforma, hasta el Santoniano Inf. (Fm. Guzmantla).

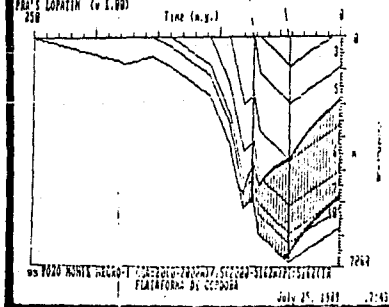
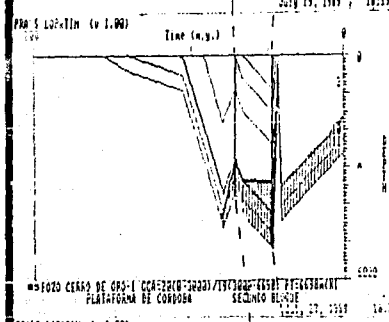
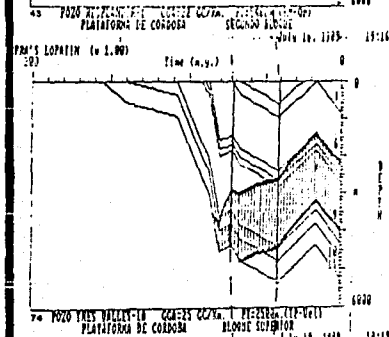
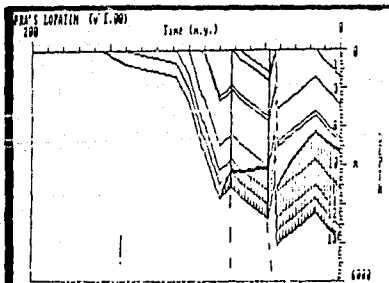
Otra etapa de sedimentación constante se verifica desde el Santoniano Tardío hasta el Eoceno Medio, como se ilustra en la figura 17. Durante esta época, los espesores de los sedimentos depositados son de alrededor de 2500 m. en la porción norte y se van reduciendo hasta 750 m. en el pozo Loma Hermosa-1, (aunque el promedio en esta región es de 1150 m.) para nuevamente volverse a engrosar hacia el sur, donde los espesores tienen un promedio de 2300 m.

Durante el Santoniano continúa la regresión marina, debido al constante levantamiento tectónico de la porción occidental del área, la cual se combinó con la denudación de las formaciones ya depositadas del Cretácico Superior y Medio en su porción oriental plegada.

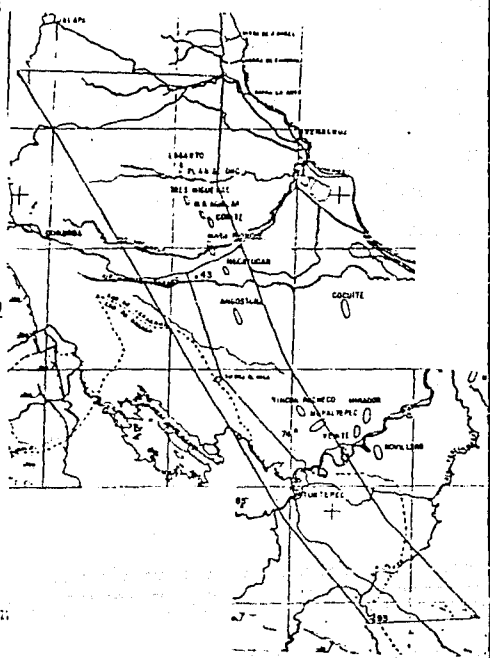
En esta época se producen las pulsaciones mayores de la Drogenia Laramide, la cual culmina en el Eoceno Medio y origina una fuerte compresión de la Plataforma hacia el oriente, provocando el apilamiento de enormes paquetes de rocas en forma de bloques. Durante la perforación de pozos se observan repeticiones de las formaciones, mismas que han sido interpretadas en las gráficas de sepultamiento, como se observa en la figura 18. En las gráficas mostradas, se observa, durante la etapa orogénica mencionada, el efecto de las fallas que delimitan los bloques estructurales. (la interpretación no supone el levantamiento regional de la columna geológica, sino un efecto que tiene como finalidad de que la reconstrucción en la computadora represente el efecto de dichas fallas).

Se piensa que en la Plataforma, los esfuerzos actuaron en dirección SW-NE, permitiendo un plegamiento moderado, puesto que se trata de rocas frágiles y competentes que fueron muy fracturadas. (No sucedió igual hacia la Cuenca de Zoncolica, en donde los plegamientos fueron más intensos debido seguramente a que las rocas son más dúctiles,





PLANO DE LOCALIZACION



SEDIMENTACION CONTINUA DEL  
CRETACICO SUP. AL EOCENO SUP.

FIG. 17



(incompetentes y plásticas). Como resultado, se crearon apilamientos de bloques delimitados por fallas inversas en ambos flancos.

La disposición de los bloques no es uniforme, debido a que la superficie en la cual se fueron acomodando los bloques, seguramente era irregular y también porque la magnitud de los esfuerzos era mayor en unas porciones que en otras, lo cual condujo a un avance escalonado, creandose varias fallas de movimiento lateral orientadas SW-NE con deslazamiento sinistral en la porción norte y dextral al sur.

Al formarse la Sierra Madre Oaxaqueña, las rocas quedan expuestas a la acción de los agentes erosivos, dando lugar a grandes volúmenes de clásticos que se depositaron en las partes bajas, sobre todo en la porción norte y hacia la Cuenca de Veracruz. Mientras tanto, los mares invaden al continente y cubren una porción del frente tectónico; hacia el Campo Remudadero, se han medido unos 210 m. de estos sedimentos depositados en grandes canales.

Finalmente se produce una última etapa de sedimentación desde el Eoceno Superior, formandose una secuencia depositacional alternante, en ocasiones transgresiva y en ocasiones regresiva, (ver fig. 19). Al final del Mioceno Inferior y durante el Mioceno Medio, se tienen evidencias de movimientos tectónicos distensivos al oriente, en la Cuenca de Veracruz, lo cual permite la estabilización del área. En la porción norte, el total de sedimentos depositados permite calcular espesores que varían de 1260 a 2210 m. Al sur y occidente (estribaciones de la sierra), la sedimentación fué muy reciente y los espesores son muy reducidos, calculandose máximos de 100 a 200 m.



## VI.- ANALISIS DE PARAMETROS GEOQUIMICOS TERMICOS

### a).- Analisis de parámetros geoquímicos para la evaluación térmica.

Con el fin de determinar la historia térmica a que ha estado sujeta la materia orgánica en las rocas generadoras, actualmente se emplean diversas técnicas que relacionadas con los eventos tectónicos sucedidos en el área, permiten deducir las épocas en que fueron generados los hidrocarburos.

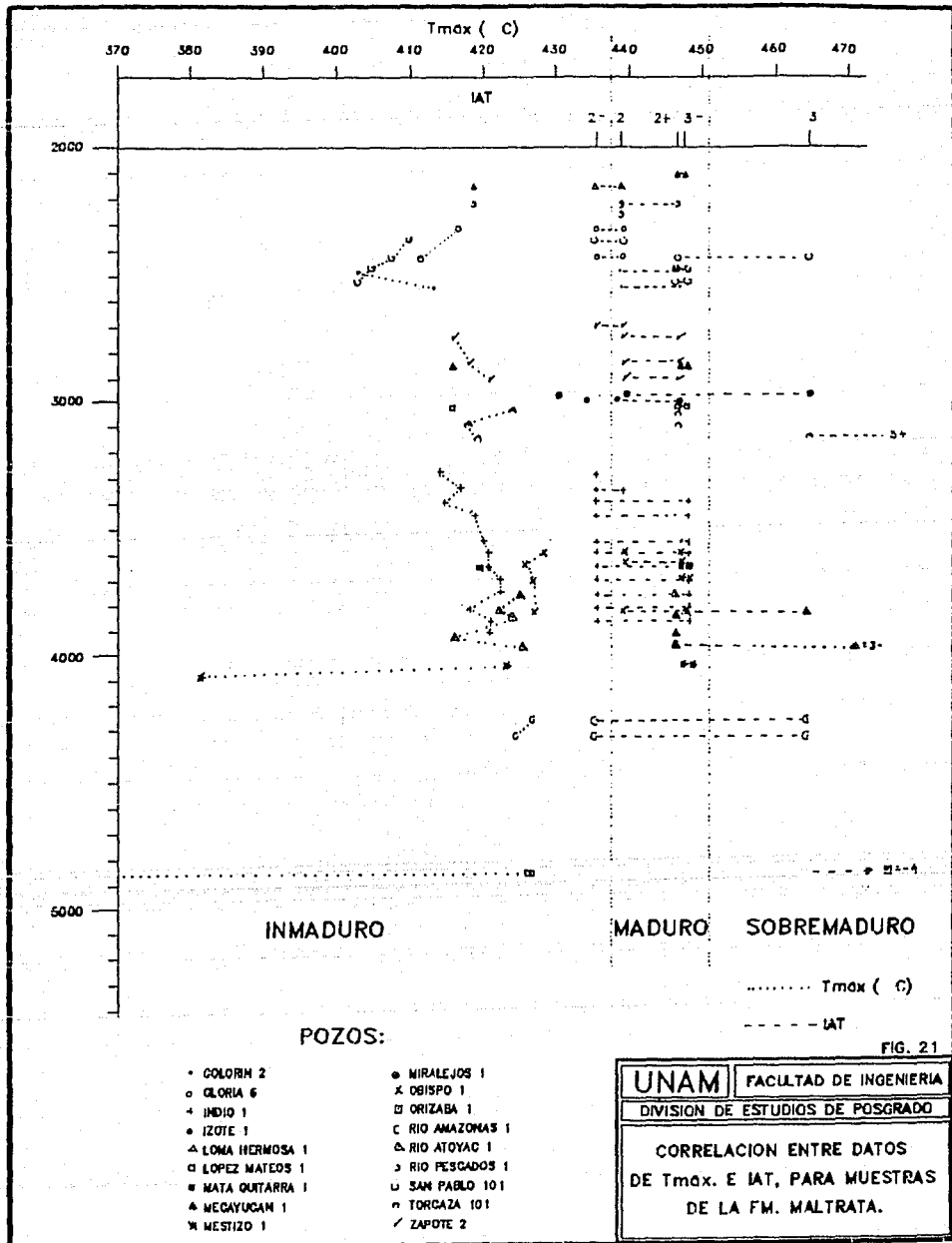
Para analizar el parámetro de temperatura máxima de pirólisis, se elaboraron gráficas (Fig. 20), que la relacionan con la profundidad (por pozo) y en ellas se observó mucha dispersión respecto de los datos reportados por laboratorio. No existe continuidad, misma que debería prevalecer, considerando un aumento más o menos constante de la madurez con la profundidad. Por lo tanto, el parámetro de  $T_{máx.}$  de pirólisis se descarta como medida definitiva y solamente se menciona que sus valores indican como maduras a las rocas del Cretácico Medio e Inferior (de 430 a 460°C).

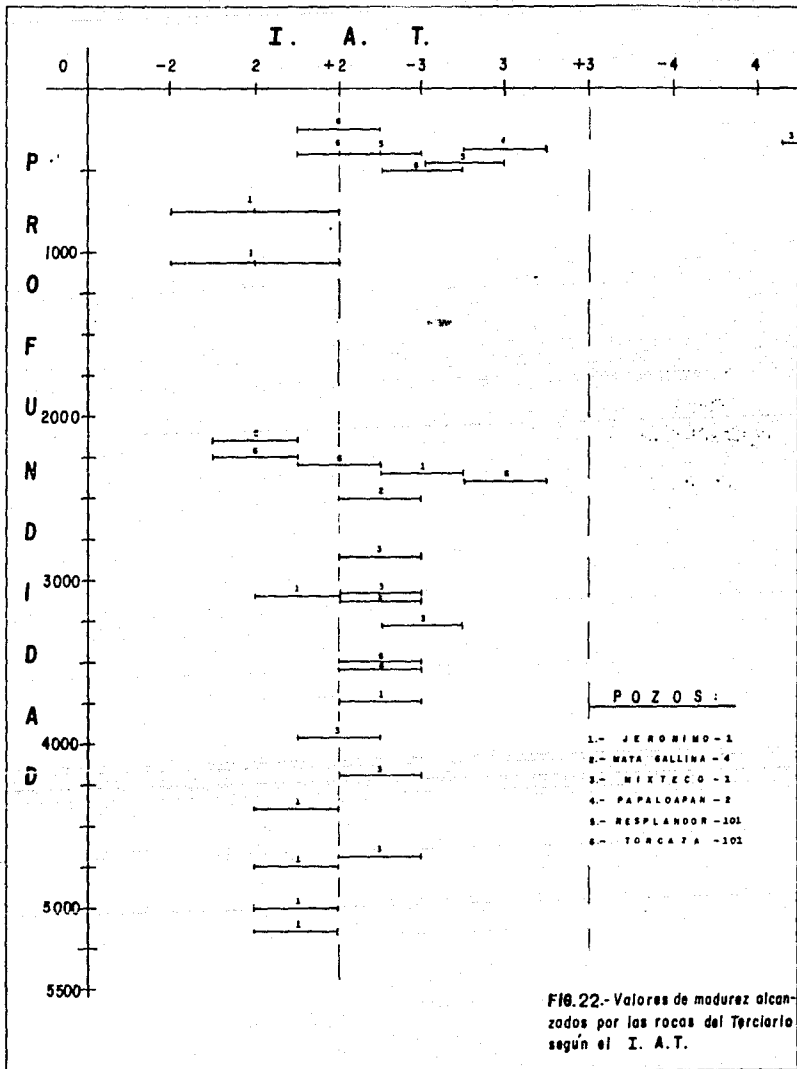
En cuanto al índice de alteración térmica (IAT), este parámetro no concuerda con los valores de pirólisis y además, es sumamente subjetivo, ya que sus resultados dependen exclusivamente del criterio del analista de laboratorio al diferenciar los colores que presenta la materia orgánica. En nuestro caso, la mayor cantidad de muestras del Turoniano y Coniaciano-Santoniano que fueron analizadas ópticamente no denotan coincidencia entre la  $T_{máx.}$  y el IAT, (Fig. 21), siendo la materia orgánica algácea y a veces herbácea o carbonácea. Además, los datos con los que se cuenta, presentan mucha dispersión y no son controlables, como se nota en la Fig. 22, construida para los valores obtenidos en rocas del Terciario.

Los datos de reflectancia de vitrinita, aunque no siempre, son los parámetros más importantes para efectuar una evaluación confiable de la máxima madurez alcanzada por el kerógeno, puesto que durante su maduración se suceden reacciones térmicas irreversibles que modifican las propiedades de la misma, convirtiéndose en un magnífico indicador de la máxima alteración térmica.

Se analizaron 72 muestras por medios ópticos y solamente se detectó vitrinita suficiente en 10 muestras de la Formación Maltrata, 4 de canal y 6 de núcleo. Los resultados indican que su poder de reflexión fue menor en las muestras de









núcleo con valores que van de 0.32 a 0.40. En los pozos Loma Hermosa-1, López Mateos-1, Nido-2 y Colorín-2, a profundidades de entre 2167 y 3725 m., mientras que las de canal tienen un rango que va de 0.7 a 0.76 en los pozos Mecayucan-1, Izote-1, e Indio-1, y a profundidades de entre 2730 y 3490 m. Con lo anterior, se puede deducir que las de núcleo se encuentran en estado de inmadurez, en una posición muy cercana a la zona de generación de aceite, mientras que las de canal presentan valores muy altos dentro de la ventana del petróleo. Los datos que refieren los resultados de dicho análisis se ilustran en los histogramas obtenidos, los cuales se presentan en las láminas A y B.

En la Sierra Madre Oaxaqueña, en el Prospecto Coyomeapan, fueron muestreadas y analizadas rocas jurásicas y para ellas, se obtuvieron datos de reflectancia de vitrinita cuyos valores varían de 0.74 a 4.58 y aumentan gradualmente de norte a sur, a partir de la Sierra de Chicahuaxtla hasta Huautla de Jiménez. En la sierra aún no se han desarrollado, estudios de interpretación geoquímica para explicar dicho fenómeno, sin embargo, en la Sierra de Chicahuaxtla, los datos tienen un rango de 0.74 a 1.09, siendo esta la porción que se considera en mejores condiciones para la posible generación de hidrocarburos (fig. 24).

Se sabe además, de localidades observadas durante los trabajos de geología superficial, en los cuales se han detectado impregnaciones y chapopoterías, mismas que parecen restringirse a la porción NE de la Sierra y preferentemente en la Formación Guzmantla (Sierra de Guzmantla), mismas que podrían relacionarse con la posible generación jurásica.

#### b).- Distribución del Gradiente Geotérmico Regional.

Debido a que los parámetros de evaluación de madurez (T<sub>máx.</sub> e IAF) no son confiables, debido a que los datos analíticos obtenidos, arrojaron valores muy dispersos y dada la necesidad de obtener el control del comportamiento térmico a nivel regional, se hizo necesaria la construcción de gráficas que mostraran la variación térmica en cada pozo del área estudiada, ya que su relación con el patrón estructural y estratigráfico, ayudan a identificar los eventos geológicos que los originaron. Con el plano de gradiente geotérmico, por correlación, se calcula el gradiente correspondiente a pozos, en los cuales, no se efectuaron mediciones directas e incluso, se deduce el de localizaciones a perforarse. Este gradiente se usó durante la construcción de las gráficas de sepultamiento de este trabajo.

ESTA TESIS HA DEBE  
SALIR DE LA BIBLIOTECA





Para construir las gráficas de gradiente geotérmico para cada pozo, se tomaron las lecturas de temperaturas de fondo obtenidas durante la toma de los registros geofísicos en cada corrida efectuada y se relacionaron con su profundidad. De manera que se obtiene una serie de puntos que se ubican formando alineamientos preferenciales y que permite trazar una línea que señala su tendencia mayor; esta línea representa el gradiente geotérmico en el intervalo de profundidad analizado y es la base del cálculo de dicho gradiente geotérmico actual, de manera puntual y en  $^{\circ}\text{C}/\text{Km}$ .

Con los valores de gradiente geotérmico de cada pozo, se construyó un plano de gradientes geotérmicos actuales (fig. 23). En el plano de gradientes geotérmicos se pueden apreciar variaciones que tienen un rango desde 15 hasta  $30^{\circ}\text{C}/\text{Km}$  y se distribuyen así:

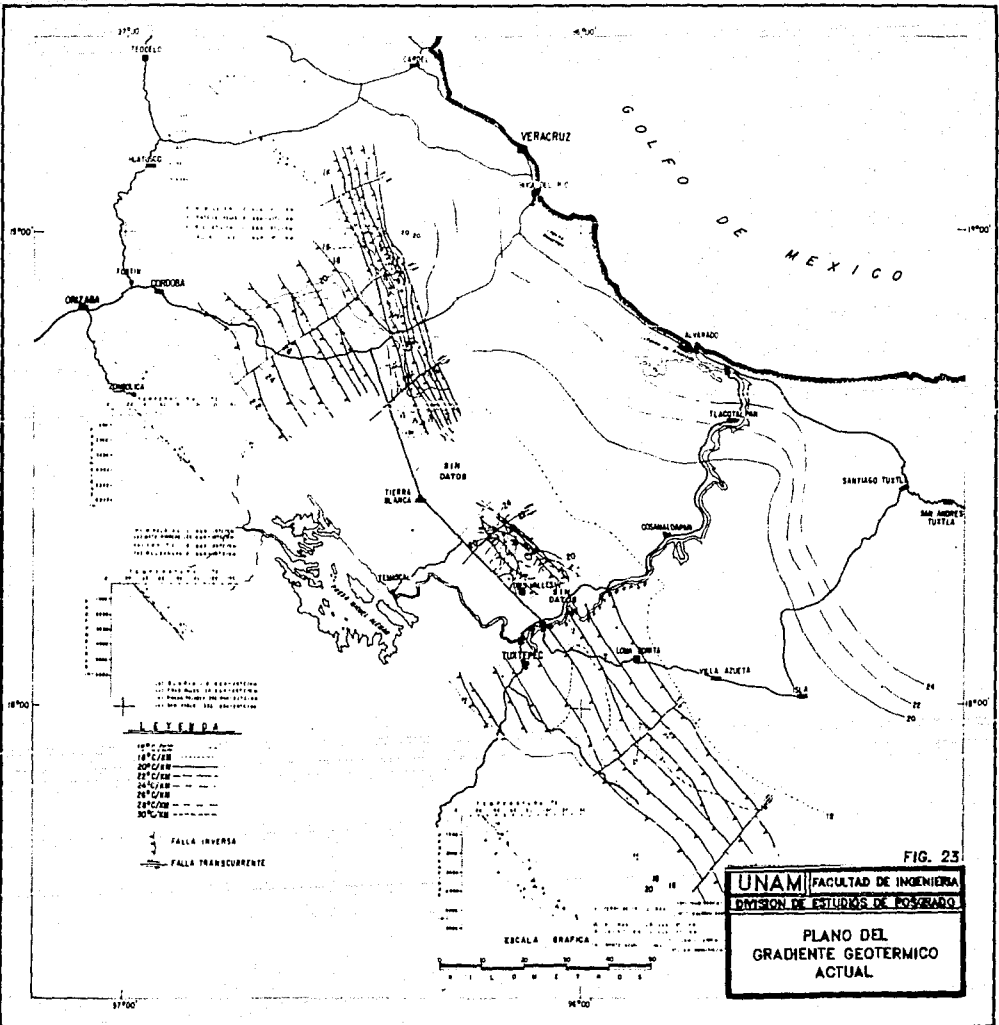
En la mayor parte del área, desde el campo Remudadero al norte hasta el paso del Río Papaloapan, los valores de gradiente geotérmico se identifican en un rango de 17 a  $26^{\circ}\text{C}/\text{Km}$ .

Las porciones más frías se ubican hacia los campos Plan de Oro y Tres Hiqueras, y en el extremo sur del área (hacia los pozos Río Manso-1B e Ixcatlán-1), en donde los gradientes geotérmicos varían entre 15 y  $18^{\circ}\text{C}/\text{km}$ .

Hacia el frente de la Sierra, dichos gradientes se reducen más aún, posiblemente debido a la acción de las aguas circulantes en el subsuelo, puesto que en el pozo Orizaba-1 el cálculo de gradiente fue de sólo  $11^{\circ}\text{C}/\text{Km}$ .

Es importante indicar que existen porciones, las cuales presentan quiebres bruscos en la configuración de gradientes (Fig. 23), los cuales parecen coincidir con el paso de algunas fallas de movimiento lateral que fueron detectadas durante el análisis estructural del área. En este aspecto, llama la atención el caso de la entrante que presenta la zona de más alta temperatura hacia el área de Mangos y Angostura, pues altera la normalidad de la configuración, se ha detectado en esta zona una área de no información y se asocia a una posible falla.

Este plano de gradientes fue construido para todo el distrito petrolero de exploración de Córdoba, desde la línea de costa hasta el frente de la Sierra Madre Oaxaqueña, el cual se complementó con la información del prospecto de interpretación geoquímica "Jalapa-Novillero", elaborado por Vera, 1983.



c).- Gráficas de sepultamiento e índice tiempo-temperatura.

Con los datos aportados por los parámetros directos de madurez, es muy difícil establecer el control de la evolución térmica de la materia orgánica, debido a que la información se encuentra muy dispersa y no existe correlación entre los parámetros manejados y los datos de reflectancia de vitrinita son pocos.

Se decidió entonces aplicar un método indirecto para tratar de reconstruir los eventos que han ido transformando a la materia orgánica por el aumento paulatino de la temperatura a través del tiempo geológico debido al sepultamiento. De esta manera se determinó el empleo del método de N. V. Lopatin, 1971(en Waples, 1985).

La madurez alcanzada por las rocas se deduce de los valores del índice tiempo-temperatura (ITT), que se calculan a partir de las curvas de sepultamiento previamente construidas. Las líneas que forman las curvas de sepultamiento al intersectarse con las líneas isotermas definen puntos que marcan los intervalos de tiempo y temperatura que fueron usados para el cálculo posterior.

Como la mayoría de los pozos incluidos en el área sólo han alcanzado rocas del Cretácico Medio o Superior, para efectos de este estudio se inferió el resto de la columna hasta el basamento para evaluar las condiciones de maduración, de las rocas del Cretácico Inferior y Jurásico Superior (posibles generadoras). Para representar el resto de la columna inferida, se utilizó la información geofísica disponible, incluyéndose la interpretación de los pozos más profundos y los trabajos que se consideraron de utilidad del Depto. de Paleosedimentación.

La construcción de las gráficas de sepultamiento se manejó desglosando la interpretación de cada pozo por bloques por la complejidad estructural del área en la que existen sobrecorrimientos y repeticiones de la columna estratigráfica.

### VII.- EVALUACION GEOQUIMICA DE LAS POSIBLES ROCAS GENERADORAS.

#### a).- Delimitación de la Ventana del Petróleo.

Waples (1985), menciona que durante 1980, calibró los valores de ITT con respecto a los datos de reflectancia de vitrinita (Ro). En esta calibración asignó un valor de ITT de 15 (que corresponde a 0.65 de reflectancia de vitrinita) para el inicio de las condiciones de generación. Posteriormente, varios autores han revisado dichas correlaciones y han determinado que seguramente existen variaciones al definir los límites de la ventana de generación del petróleo.

En el mismo año, Waples elaboró otro estudio, en el cual considera el tipo de kerógeno presente en las rocas y determinó que se necesitaba un ITT de 1 para que el material resinítico empezara a generar hidrocarburos; un ITT de 3 para kerógenos ricos en azufre; variando hasta 10 para los kerógenos de tipo II. Finalmente para kerógenos del tipo III, consideró necesario el ITT de 15.

Holguín, en 1985, realizó correlaciones con los valores de ITT y los de gravedad API de los aceites de campos productores de Chiapas-Tabasco y la Sonda de Campeche. En este análisis, dedujo que las rocas generadoras correspondían al Jurásico Superior y el inicio de la ventana del petróleo lo estableció con un ITT de 7.

Dado que los pozos perforados en nuestra área de estudio pocas veces se han cortado rocas del Jurásico Superior (posibles generadoras), en el presente trabajo se usará el valor de ITT de 7, definido por Holguín. Este valor fue integrado a los pozos incluidos en las secciones estructurales, junto con los de 160, 500 y 900; para observar su comportamiento de acuerdo a posiciones genéticas y con el siguiente orden:

	ITT	Ro	IAT	Tmáx. (piról.)
Inicio de la Ventana de generación del petróleo, según Holguín (1985) y este trabajo.	7	0.53	2.55	435°C
Fin de la generación del Petróleo.	160	1.30	3.20	470°C

	ITT	Ro	IAT	Tmáx. (piról.)
Límite para encontrar petróleo con menos de 40°API.	500	1.75	3.60	490°C
Límite para encontrar petróleo con menos de 50°API.	900	2.00	3.80	580°C

b).— Determinación y distribución de las posibles Rocas Generadoras

En las rocas del Terciario, existen algunos estratos con buenas cantidades de materia orgánica, pero dada su inmadurez en la Plataforma de Córdoba, solo se presentan con posibilidades de generación de gas biógeno; sin embargo, al oriente de la falla que delimita el frente tectónico de la Plataforma, hacia la Cuenca de Veracruz, se presenta un rápido incremento en sus valores de madurez incluyéndose dentro de la ventana del petróleo a las rocas del Paleoceno y aún a las del Eoceno y Oligoceno. En la Cuenca de Veracruz, el terciario si tiene importancia como posible generador, si consideramos los resultados arrojados por los análisis de laboratorio, de pirólisis, que indican algunos horizontes con buenas cantidades de carbono orgánico, así como de hidrocarburos potenciales (S2). Además, vale la pena recordar que los cuerpos litológicos con acumulaciones de gas en esta área, se encuentran delimitados en desarrollos arenosos del Mioceno Medio y Inferior.

En el Cretácico, las rocas del Campaniano y Maastrichtiano no son tan ricas en carbono orgánico, lo cual reduce su capacidad para generar cantidades grandes de hidrocarburos y por lo general no han alcanzado el ITT de 7. Solamente hacia el área de Tres Valles y Gloria, donde se tienen altos gradientes, dichas rocas ya ingresaron en la zona de generación de aceite, parcialmente y en su flanco occidental.

De acuerdo al tipo y calidad de la materia orgánica en el área de estudio, el paquete estratigráfico con mejores características para ser considerado candidato a oleogenerador de hidrocarburos es el Turoniano (involucrando a las Formaciones Maltrata y Guzmantla Pelágica); sin embargo, se considera difícil que estas rocas hayan generado los hidrocarburos que actualmente se explotan en los campos productores, puesto que sus condiciones térmicas no le han permitido ingresar a la ventana del petróleo en casi toda el área, como se puede



apreciar al analizar la siguiente lista de datos de ITT para pozos productores.

<u>P O Z O</u>	<u>TURONIANO</u>	
	<u>ITT</u> <u>CIMA</u>	<u>ITT</u> <u>BASE</u>
Mecayucan-31	2.6	2.8
Cópita-44	1.8	1.9
Cópita-22	2.7	3.0
Cópita-6	2.7	3.0
Miralejos-45	4.1	5.1
Miralejos-12(I Bloque)	2.1	2.9
Miralejos-12(II Bloque)	5.6	6.3
Tres Higueras-14	5.2	5.8
Mecayucan-101	2.7	2.9
Lagarto-2	1.8	1.9
Mata Pionche-71	1.9	2.1
Mata Pionche-42	3.7	3.9
Mata Pionche-16	1.6	1.7
Mata Pionche-181	2.2	2.3
Mata Pionche-1	2.3	2.5
Mata Pionche-161 (I Bloque)	1.9	2.1
Mata Pionche-161 (II Bloque)	2.6	3.6
Mata Pionche-125 (I Bloque)	3.1	3.5
Mata Pionche-34	2.3	2.5
Mata Pionche-36	2.4	2.6
Mata Pionche-40 (I Bloque)	2.0	2.1
Mata Pionche-40 (II Bloque)	3.3	3.5
Manuel R. Aguilar-1A (II Bloque)	2.5	2.7
Mecayucan-1	2.5	2.9
Mecayucan-2	3.5	4.7
Plan de Oro-1 (I Bloque)	2.1	2.2
Plan de Oro-1 (II Bloque)	2.6	3.6
Remudadero-2	2.7	2.9
Angostura-51	4.8	5.6

Lo anteriormente expuesto se ve reforzado, por datos de reflectancia de vitrinita de cuatro muestras de núcleo de la Formación Maltrata de los pozos mencionados en la siguiente tabla. Los valores de Ro presentan buena correlación con el ITT y permiten tener confianza en el método indirecto empleado. A continuación se indican los valores alcanzados por las muestras para los parámetros mencionados en muestras de núcleo. (Ver lámina A).

P O Z O	PROF. (mts)	N	Ro		Ro MEDIO	ITT		Ro CALCULADO POR ITT
			MIN.	MAX.		CIMA	BASE	
L.Hermosa-1	2167	14	.35	.48	.41	1.5	1.7	0.43
L.Hermosa-1	3029	6	.24	.43	.32	3.0	3.2	0.50
Nido-2	3025	16	.28	.42	.36	6.2	7.4	0.55
Colorin-2	2469	16	.30	.40	.34	2.9	4.0	0.51

También se obtuvieron resultados de Ro para muestras de canal con valores muy altos, los cuales no tienen correspondencia con los de ITT, como se observa a continuación. (ver lámina B).

P O Z O	PROF. (mts)	Ro		Ro MEDIO	ITT		Ro CALCULADO POR ITT
		MIN.	MAX.		CIMA	BASE	
Izote-1	3002	.65	.84	.76	5.0	5.8	0.53
Indio-1	3390	.60	.80	.70	4.6	5.6	0.53
Indio-1	3490	.64	.86	.73	4.6	5.6	0.53
Mecavucan-1	2730	.65	.85	.76	2.5	2.9	0.48

Probablemente esto se debe a que se trata de poblaciones retrabajadas o contaminación durante el manejo de las muestras, o bien a que el material analizado no correspondía con vitrinita.

La interpretación de las condiciones térmicas de las rocas a nivel de pozo y sección permiten suponer que las rocas con suficiente madurez en el área son las que van del Cretácico Medio al Jurásico Superior, siendo probablemente estas últimas las más importantes, por lo que más adelante serán analizadas detalladamente.

El Cretácico Medio, en su mayoría se encuentra dentro de la ventana del petróleo, pero se trata de rocas carbonatadas de ambientes someros oxidantes, característicos de Plataforma, aunque se le han llegado a definir algunos horizontes de condiciones más reductoras y materia orgánica de buena calidad (tipo I y II).

El Cretácico Inferior se incluye aún dentro de la ventana del petróleo, sin embargo, lo conocido hasta la fecha indica que se constituye característicamente por rocas de plataforma, siendo pobres en materia orgánica y de tipo húmido. Desgraciadamente, estas rocas han sido poco muestreadas, lo cual reduce la calidad de su interpretación.

c).— Evolucion de la Maduración.

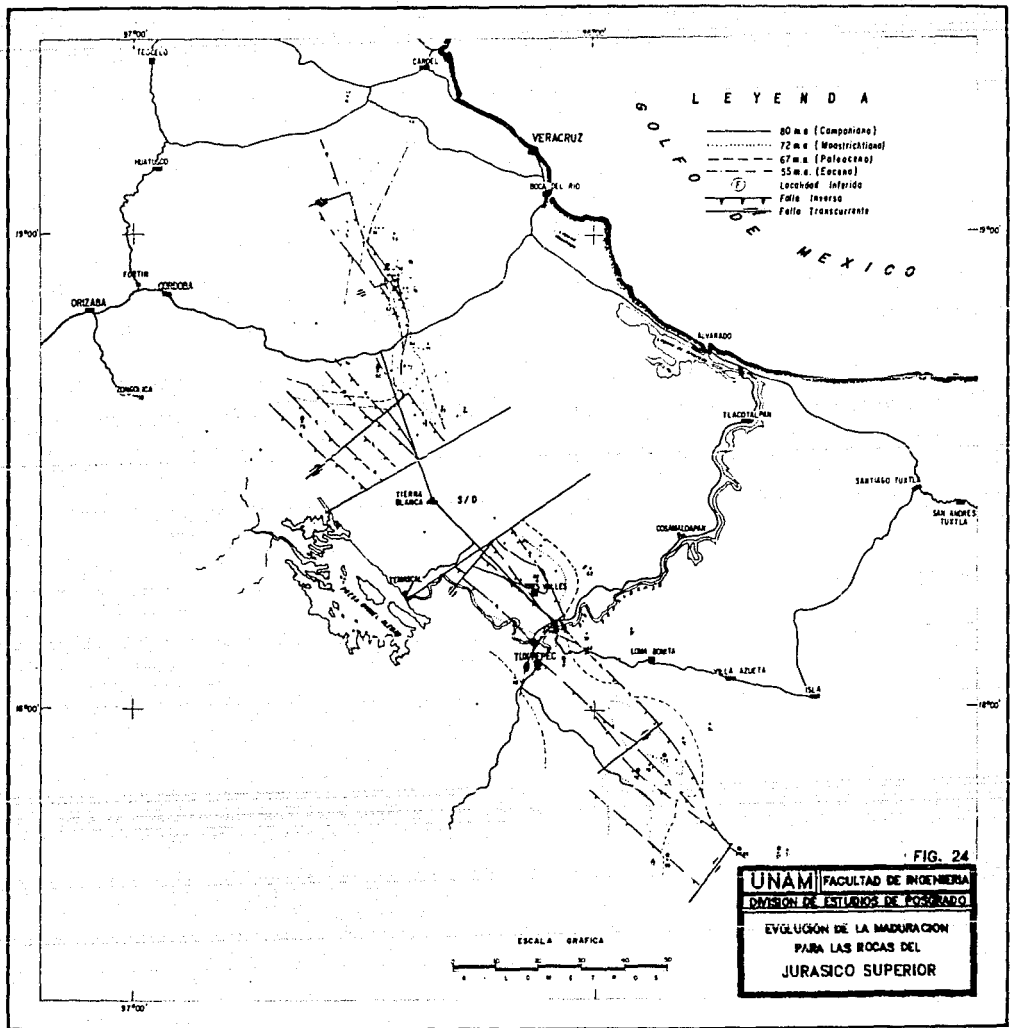
En el borde oriental de la Plataforma de Córdoba para el Jurásico Superior se considera un probable cambio de facies a condiciones mas profundas (Cuenca). similares a las de la Formación Tepexilotla en el borde occidental, por lo tanto representan el candidato mas viable para ser el generador de los hidrocarburos que actualmente se explotan en el área; en este capitulo se definen las condiciones de evolución térmica a que han estado sujetas. Estas condiciones de evolución marcan los tiempos en que dichas rocas han ingresado o rebasado la ventana del petróleo.

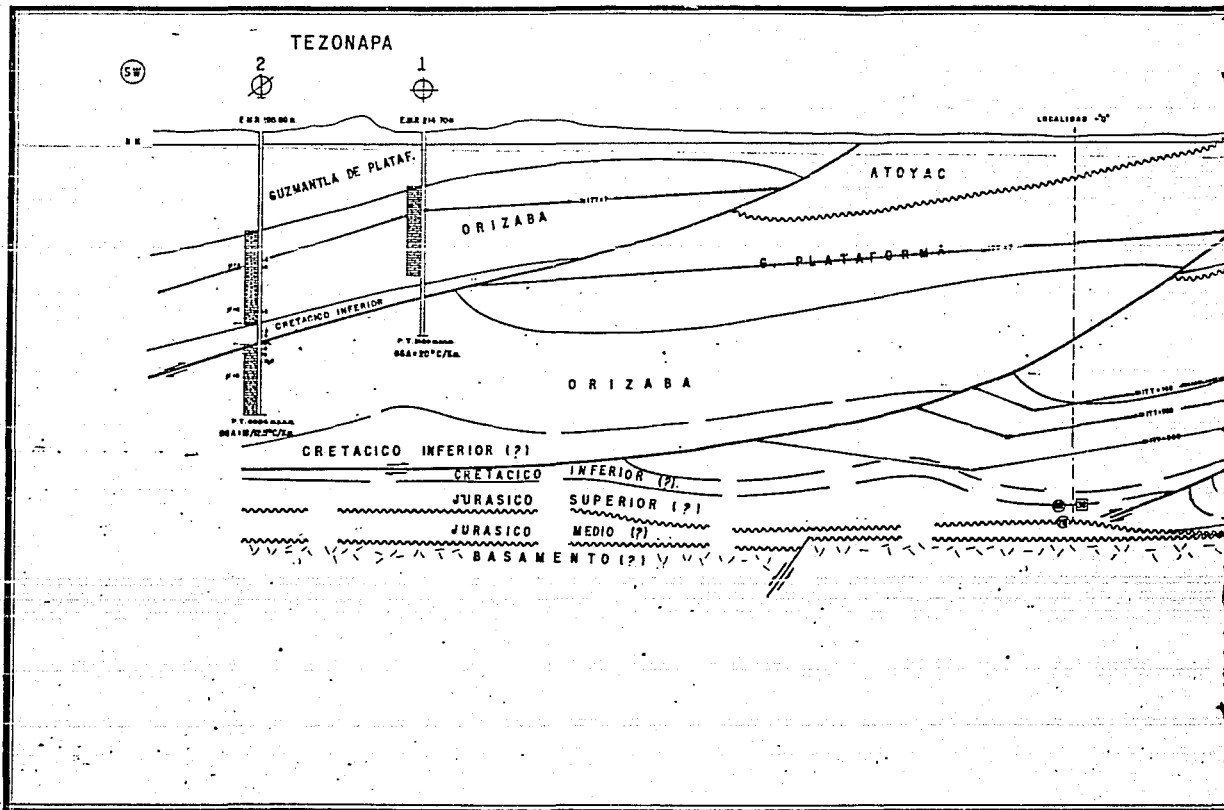
La base del Jurásico Superior ingresa por primera vez a la ventana del petróleo en la porción que incluye a los pozos Tres Valles-1A y Gloria-6, hace 82 millones de años, durante el Santoniano.

En la fig. 24, se observa que despues de transcurrido el Campaniano (hace 72 millones de años), el Jurásico Superior considerado dentro de la ventana del petróleo, incluía varias áreas dentro de las cuales se encuentran los campos Rincón Pacheco y San Pablo (productores de gas) y el pozo Rio Manso, que presentó buenas manifestaciones de gas y sin embargo resultó improductivo. Lo anterior es importante, puesto que se trata de una de las áreas en que la evolución de la materia orgánica debió ser mayor, lo cual posiblemente permitió que los productos generados hayan estado sujetos a una transformación más avanzada generándose principalmente gas.

A principios del Maastrichtiano (hace 67 m. a.), se observa que materialmente todo el Jurásico Superior había ingresado a la ventana del petróleo. La porción norte parece ser la más reciente en este aspecto, lo cual supone menor tiempo para la evolución y transformación de la materia orgánica contenida en estas rocas y por lo tanto los productos son menos evolucionados, como sucede hacia los campos Tres Higueras, Plan de Oro, Lagarto e inclusive Remedadero.

Hace 42 millones de años, la cima del Jurásico Superior empieza a rebasar la ventana del petróleo, lo cual sucede más rápidamente con las rocas del bloque autóctono, que se encuentra por debajo de la falla que delimita el frente tectónico de la Plataforma al oriente, hacia la Cuenca de Veracruz. (ver sección estructural, fig.25) y probablemente hayan agotado sus posibilidades de generación de hidrocarburos. Sin embargo, dicho abandono fué paulatino y así, todo parece indicar que la mayor generación de hidrocarburos se ha producido cuando las trampas susceptibles de contenerlos se encontraban perfectamente formadas.





LOCALIDAD - 3

LOCALIDAD - 4

TOYAC

ATOYAC

ORIZABA

ORIZABA

6. PLATAFORMA

5. PELABCA

ORIZABA

ORIZABA

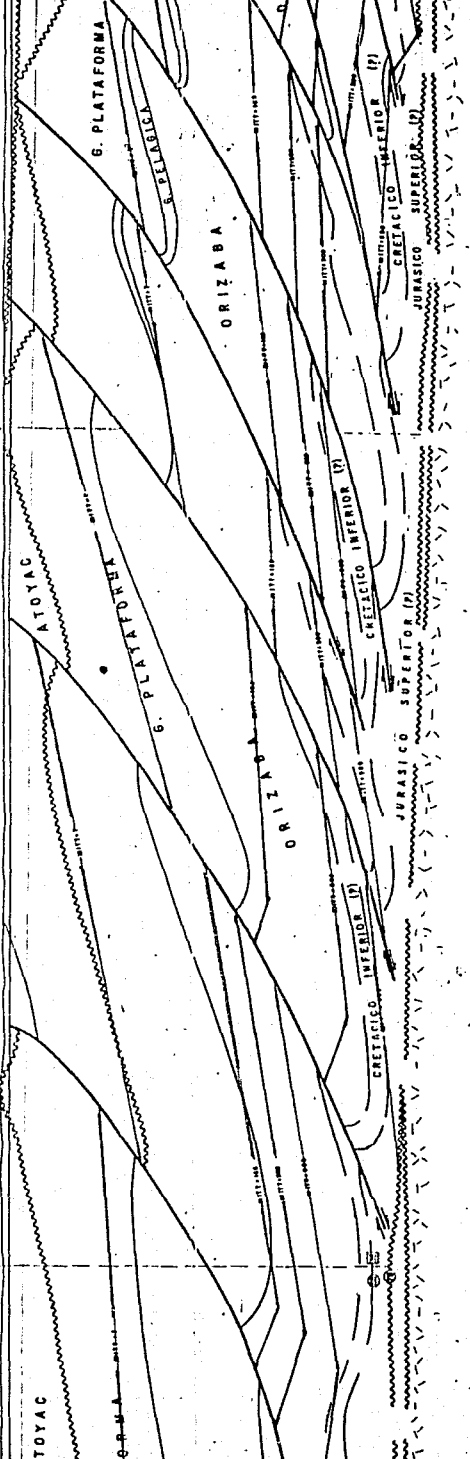
CRETACICO INFERIOR (1)

CRETACICO INFERIOR (2)

JURASICO SUPERIOR (1)

CRETACICO INFERIOR (2)

JURASICO SUPERIOR (2)





M. CLARA MECAYUCAN

MESTIZO

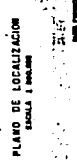
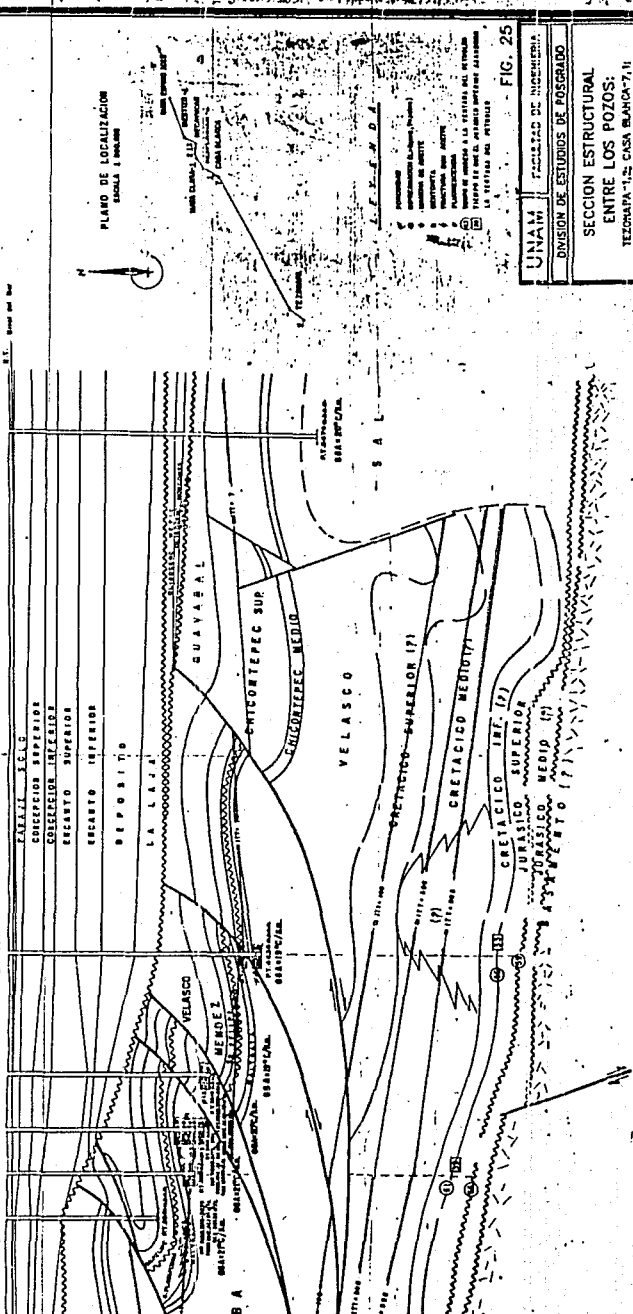
MATA ESPINO



ESTR. 717A  
 E.S. 717A  
 E.S. 717A



ESTR. 7031A  
 E.S. 7031A  
 E.S. 7031A



PLANO DE LOCALIZACION  
 ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

VERACRUZ  
 XALAPA  
 ORIZABA

ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

VERACRUZ

XALAPA

ORIZABA

ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

VERACRUZ

XALAPA

ORIZABA

ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

VERACRUZ

XALAPA

ORIZABA

ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

VERACRUZ

XALAPA

ORIZABA

ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

VERACRUZ

XALAPA

ORIZABA

ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

VERACRUZ

XALAPA

ORIZABA

ESTADOS UNIDOS MEXICANOS

VERACRUZ

XALAPA

ORIZABA

FIG. 25

UNAM

INSTITUTO DE INVESTIGACIONES GEOLOGICAS

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

SECCION ESTRUCTURAL

ENTRE LOS POZOS:

TEZOMAPA-1, 2; CASA BLANCA-7, 11

RESPLANDOR-1; MATA CLARA-1,

MECAYUCAN-2, 1, 3; Y MESTIZO-1.



Lo anterior es importante, puesto que es precisamente durante este tiempo cuando se desarrollan los efectos de la Orogenia Laramide, que dió origen a la formación de la mayoría de trampas en las que actualmente se encuentran los hidrocarburos de la Plataforma de Córdoba.

#### d).— Hidrocarburos Potencialmente Generables.

Para que se puedan generar hidrocarburos en cantidades comerciales y de buena calidad, es necesario que las rocas contengan un buen porcentaje de materia orgánica, que sea de la mejor calidad posible (tipo I ó II) y que térmicamente se encuentre madura.

En las muestras del Jurásico Superior analizadas, las cantidades de materia orgánica dispersa en las muestras colectadas en los pozos, presentan datos geoquímicos pobres y además, la materia orgánica es predominantemente carbonácea.

En general, hacia los bordes de la Plataforma es posible que las condiciones ambientales hayan sido mas reductoras y adecuadas para la proliferación y preservación de organismos, como sucede con las cantidades regulares y buenas de carbono orgánico determinadas en las muestras del Jurásico Superior y colectadas en los afloramientos de la Sierra de Zongolica.

El tipo de materia orgánica observada por Core-Lab en las muestras del prospecto gequímico "Covomeapan" (1978), es generalmente vitrinitico con algo de inertinitico. Sin embargo, los resultados de los análisis efectuados a las muestras de los proyectos "Xocotla" (1981) y Fortín-Huautla (1986) en el I.M.P., indican predominancia en la presencia de materia orgánica algácea con proporciones menores de herbácea y carbonácea.

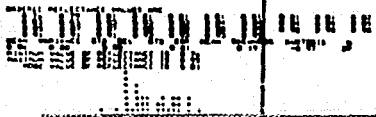
En la Sierra de Chicahuaxtla se cuenta con algunos datos de reflectancia de vitrinita, los cuales se obtuvieron a partir de muestras de la Formación Tepexilotla del Jurásico Superior. Los valores fueron de 0.74 a 1.09 y se ubican dentro de la ventana del petróleo, aunque algunos histogramas presentan mucha dispersión. (Fig.26).

Es posible que las rocas del Jurásico Superior en algunos bloques aún se encuentren dentro de la ventana del petróleo, ya que existen localidades en la sierra, en las cuales se tienen impregnaciones de hidrocarburos. Además se conocen chapopoterías a nivel del Coniaciano-Santoniano, las cuales pudieran correlacionarse con aceites generados en las rocas del Jurásico Superior.

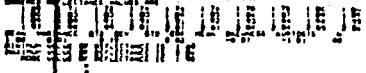
1 2 3 4 5 6 7

N DE No.

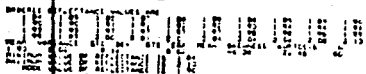
SG-78-37 CHICAHUAKTLA



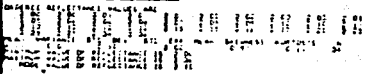
SG-78-27 CHIEMENE



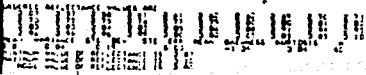
SG-78-19 XONAMANCA



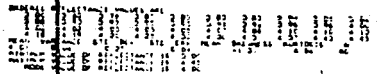
SG-78-51 TEPEYLOTLA



SG-78-40 TEQUEPEXA-XONOTIPA



SG-78-69 HUALTLA DE JIMENEZ



MADURO (>0.55, < 1.2)

SOBREMADURO (> 1.2)

FIG. 26

UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA
	DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
REFLECTANCIA DE VITRINITA PARA MUESTRAS COLECTADAS EN AFLORAMIENTOS DE LA SIERRA DE ZONGOLICA	

El borde oriental de la Plataforma para el Jurásico Superior se supone muy profundo y difícil de alcanzar con los equipos de perforación actuales. Sin embargo, es posible que en algunas porciones dicho borde se encuentre situado por debajo de los bloques plegados y afallados.

Si las condiciones anteriores existen, dadas las características térmicas determinadas para el probable Jurásico Superior, se infiere que sean estas las posibles generadoras de los hidrocarburos que actualmente se explotan en el área.

La tabla VI, muestra los resultados de las gráficas de sepultamiento y el correspondiente ITT calculado para las posibles rocas generadoras del Jurásico Superior.

Se estableció una relación entre los parámetros térmicos obtenidos durante el cálculo del índice tiempo-temperatura y la gravedad API de los aceites (donde se tuvo datos), que se explotan en los pozos productores que se consideraron para este estudio. Lo anterior se llevó a cabo empleando la gráfica diseñada por Holguín (1985) para todos los bloques involucrados (Fig. 27), y los resultados se muestran en la siguiente tabla:

T A B L A V I I

BLOQUE USADO PARA EL CÁLCULO EN JURASICO	GRAVEDAD		BLOQUE DEL POZO PRODUCTOR	GRAVEDAD API REAL
	API (CALCULADA)			
Remudadero-2	28		Remudadero-2	16
Barrabas-101 (IV Bloque)	39		Miralejos 1 y 3	Prod. Gas.
Jamapa-1 (II Bloque)	29		Cópite 16 y 54	Prod. Gas.
Localidad-F (IV Bloque)	39.5		Cópite 16 y 54	Prod. Gas.
Localidad-I (II Bloque)	38		M. Pionche 125 y 161	39 y 38
Localidad-S (III Bloque)	42		Mecayucan 1 y 2	39 y 34
Mangos-7 (II Bloque)	44		Angostura-51	16

En la tabla anterior se observa que las gravedades medidas por correlación con el ITT del Jurásico Superior, varían con respecto a la medida real de la gravedad API de los aceites que actualmente se explotan en los campos productores del área.

En la porción norte se ubica el pozo Remudadero-2, el cual produce aceite de 16°API, mientras que por correlación con el ITT el valor debería de ser de 28°API. En este pozo si se cortaron las rocas correspondientes al Jurásico Superior, pero los resultados indican pobreza en cuanto a

POZO	BLOQUE	JURASICO SUPERIOR			INICIO GENERACION		ESTADO DEL POZO	EDAD INTERV. PROD.	GRAV. API CALCULADA POR ITT	GRAD. GEOT. (GC/Km)
		ITT CIMA	ITT BASE	PROF(m) BASE	TEMP. (G.C.)	TIEMPO (M.A.)				
1. REMUDADERO 2		29.9	34.5	5420	86	39	16(API)	KM Or		17
9. RIO AMAZONAS 1	II	4127.2	5599.0	8355	108	58	SECO	-----	59	20
13. MATA PIONCHE 161	III	416.2	607.7	6250	94	70	39(API)	KM Or		21
14. MIRALEJOS 2	V	399.1	599.0	7140	93	61	GAS COND	KS B.SF.	44	18
16. BARRABAS 101	IV	119.2	149.9	6800	91	52	ACC/MEC	-----	38	15
18. CAPULINES 2	II	3688.5	5623.6	8790	111	59	SECO	-----	58	19
21. JAMAPA 1	II	29.7	42.6	4440	93	67	INVAD	-----	26	20
30. MATA PIONCHE 125	V	8144.0	11782.0	8960	113	64	38(API)	KM Or	>60	20
32. BRAVO 1	V	2356.8	4149.2	9590	101	56	INVAD	-----	56	17
38. MESTIZO 1	III	2315.4	3437.3	8820	96	59	INVAD	-----	55	19
41. MECAYUCAN 2	VI	1567.4	2654.5	7710	95	66	39(API)	KM Or	54	21
43. RESPLANDOR 1	IV	3429.0	5707.4	7490	89	72	IMPROD	-----	58	22
54. JAGUEY BLANCO 1	II	17148.8	35703.3	8600	108	61	INVAD	-----		23
56. ANGOSTURA 51	V	29859.6	39578.4	9050	95	65	16(API)	KS B.SF.	>60	21
57. MANGOS 7	I	341.3	516.6	5190	95	76	SECO	-----	44	23
74. TRES VALLES 1A	I	2123.3	5603.2	6380	109	82	IMPROD	-----		25
74. TRES VALLES 1A	IV	12070.1	29720.1	7370	100	82	IMPROD	-----	>60	25
81. PALO GACHO 1	IV	621.9	1056.8	8710	98		INVAD	-----	50	17
82. CAVA 1	III	740.5	1298.3	8320	97	69	INVAD	-----	53	18
83. LOC. TUXTILLA 1	III	7953.2	20414.7	11480	106	60	-----	-----	>60	17
84. LOC. PRIVILEGIO 1	III	322.5	502.7	6870	91	68	-----	-----	43	16
88. JERONIMO 1	II	7849.2	16184.7	9900	101	60	SECO	-----	>60	18
89. RIO LA LANA 1A	III	1685.9	3419.0	8640	98	70	INVAD	-----	56	17
91. RIO MANSO 1B	IV	320.5	666.6	6920	92	70	INVAD	-----	44	16
92. IXCATLAN 1	III	41.2	58.8	6390	95	51	INVAD	-----	30	15
93. MONTE NEGRO 1		87.4	119.4	5200	100	72	SECO	-----	38	20/15
94. PASO DE OVEJAS 2		195.8	225.0	6490	58	55	INVAD	-----	40	20
97. BARRIOS 1	II	5041.3	11418.5	8830	117	62	INVAD	-----	>60	20
102. HEIM 1		3652.4	5325.4	10490	101		INVAD	-----	>60	16
103. LOCALIDAD C	II	106.5	139.6	5630	100	65	-----	-----	38	15
104. LOCALIDAD D	II	84.5	112.8	6140	100	65	-----	-----	37	16
105. LOCALIDAD E	II	44.2	63.7	6600	92		-----	-----	29	15
106. LOCALIDAD F	IV	125.9	180.6	5905	94	68	-----	-----	38	20
106. LOCALIDAD F	VI	1436.9	2118.5	7765	95	58	-----	-----	54	20
107. LOCALIDAD I	II	105.7	154.2	5480	90	62	-----	-----	38	21
108. LOCALIDAD M	II	576.4	937.7	7730	96	71	-----	-----	48	16
109. LOCALIDAD O	II	142.0	276.2	6430	100	70	-----	-----	39	16
110. LOCALIDAD P	III	301.9	614.0	6710	93	73	-----	-----	43	16
111. LOCALIDAD Q	II	2079.3	3151.8	6810	112	78	-----	-----	56	20
112. LOCALIDAD S	III	238.4	361.4	6620	90	60	-----	-----	40	20

TABLA VI. RESULTADO DE LAS GRAFICAS DE SEPULTAMIENTO E ITT REFERIDOS A LAS POSIBLES ROCAS GENERADORAS DEL JURASICO SUPERIOR

# GRAVEDAD °A PI

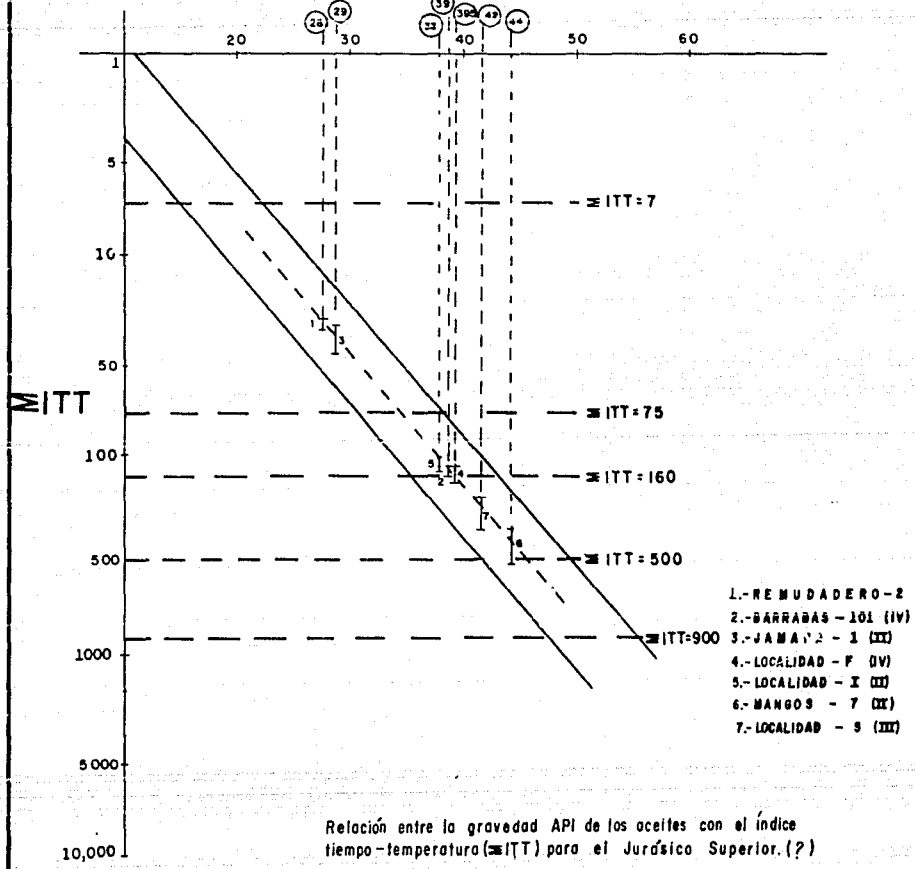


FIG.-27

su contenido orgánico y además de tipo carbonáceo, por lo cual parece más lógico que dichos productos sean migrados geográfica y estratigráficamente de otra parte en donde se hayan tenido condiciones ambientales más favorables. Lo pesado de los productos puede deberse a efectos de biodegradación de los productos originales.

Continuando hacia el sur, en los campos Plan de Oro y Tres Higueras, las condiciones térmicas son semejantes a las de remudadero y así, en el campo Plan de Oro se tienen aceites que varían entre 16 y 26°API, mientras que en el campo Lagarto los aceites varían entre 13 y 18°API. Los campos se encuentran en el mismo bloque y su producción está en la misma unidad litoestratigráfica (Formación Guzmantla). Lo anterior permite visualizar mucha diferencia y dificulta la correlación, sin embargo, se sabe que la producción en dichos campos se encuentra cerca de la discordancia erosional del pre-Eoceno Superior, favoreciéndose así la oxidación bacteriana, debido principalmente al acceso de aguas meteoricas. Cabe agregar que dichos vaciamentos se encuentran a profundidades someras de 460 a 865 mts.

Mas al sur, en el área que incluye a los campos Tres Higueras, Miralejos y Cópita, las condiciones térmicas han sido más severas y por lo tanto la materia orgánica seguramente evolucionó más, dando origen a hidrocarburos más ligeros, como el aceite de 38°API que se explota en el pozo Tres Higueras-14 y el gas de los campos Miralejos y Cópita.

El bloque en que se encuentra contenida la estructura del campo Miralejos y el supuesto Jurásico generador, para el cual se calculó la posible generación de aceite de 39°API (con ayuda del ITT), incluye 7 pozos productores de gas, como los Miralejos 1 y 3; 3 más producen aceite, como el Miralejos-12 (produce aceite de 32°API) y el Miralejos-45 (produce aceite de 21°API). La producción en este campo está casi restringida a las brechas de la Formación San Felipe.

En el caso del campo Cópita, se calculó la probable generación de aceite de 29 y de 39.5°API, a partir de datos de ITT obtenidos para el Jurásico Superior (?) del pozo Jamapa-1 y la localidad F, respectivamente. En algunos pozos se cuenta con medidas reales, como sucede con el aceite de 17°API del pozo Cópita-6, de 33°API en el Cópita-22 y de 32°API en el Cópita-44; sin embargo, la mayoría de los pozos son productores de gas.

De modo que para los dos campos citados en los últimos párrafos, se tienen variaciones de aproximadamente 6 a 10° API, con respecto a los calculados, lo cual sugiere una posible diferenciación molecular de los productos

originalmente generados y algo de biodegradación.

El área que mayor correlación presentó en cuanto a la gravedad API calculada y la real, es la que incluye a los campos Mata Pionche y Mecayucan, como se notó en la tabla VII.

En el primer caso, se establece el cálculo de ITT para el Jurásico Superior que probablemente se encuentra contenido dentro del bloque en el cual se sitúa el campo Mata Pionche, en la localidad-I, y se le determinó una gravedad de  $38^{\circ}$ API, mientras que los pozos productores Mata Pionche-161 y Mata Pionche-125 producen actualmente aceite de  $39$  y  $36^{\circ}$ API, respectivamente. En la figura 28, se puede observar que existe correlación entre dichas gravedades calculadas y reales.

Para el Jurásico Superior contenido en el bloque que incluye al campo Mecayucan, se ubicó la localidad-S, calculándose una posible gravedad del aceite generado de  $42^{\circ}$ API, apoyándose con los datos de ITT. Las mediciones efectuadas en los pozos Mecayucan-1 y 2, revelaron la presencia de aceite de  $34$  y  $39^{\circ}$ API, que aunque es menor al calculado, bien puede deberse a efectos de diferenciación molecular ó biodegradación. La fig. 29, muestra una correlación entre los dos parámetros antes mencionados.

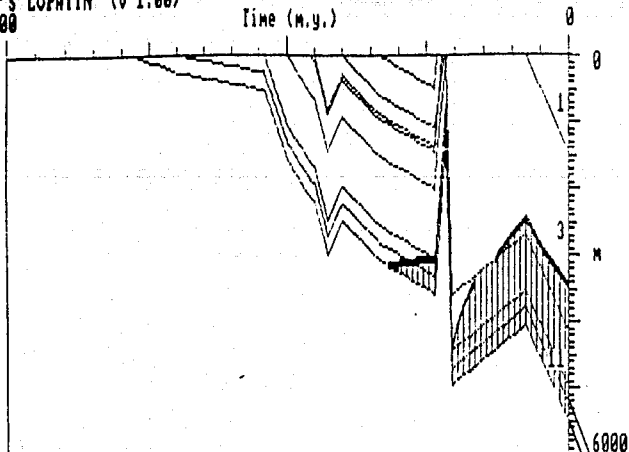
En el pozo Mangos-7, se calculó una gravedad de  $44^{\circ}$ API, para el aceite que se infiere fué generado en las rocas del Jurásico Superior; sin embargo, la gravedad de  $17^{\circ}$ API medida para el aceite del campo Angostura, muestra mucha diferencia. La estructura del campo Angostura y el Jurásico considerado para cálculo en el pozo Mangos-7, se encuentran en el mismo bloque. En este caso, la diferencia tan grande se puede deber a procesos de degradación del aceite por oxidación bacteriana, sobre todo si se considera que la acumulación en este campo, se encuentra en brechas de la Formación Mendez, muy cerca de la discordancia del pre-Eoceno Superior y por lo tanto del efecto producido por el paso de las aguas meteóricas circulantes en el subsuelo.

Hacia los campos San Pablo y Rincón Pacheco no se pudo contar con datos de gravedad API medida, por lo cual no se estableció correlación con el ITT; se sabe únicamente que la producción es de gas y condensado, lo cual, se explica considerando que en esta área el Jurásico aparentemente se encuentra a profundidades similares a las que se encuentran los campos Mata Pionche y Mecayucan (Fig. 30) sin embargo, el gradiente geotérmico es más alto en aproximadamente  $2^{\circ}\text{C}$

Hacia el área de Tres Valles y Gloria, el gradiente es más alto, debido probablemente a una mayor emisión de calor

PRR'S LOPATIN (v 1.00)  
200

Time (M.y.)



LOCALIDAD "1"  
PLATAFORMA DE CORDOBA

GGA=21 GC/Km.

SEGUNDO BLOQUE

Jul 27, 1989

DEPTH

6000

18:52

(SW)

MATA PIONCHE LOPEZ MA

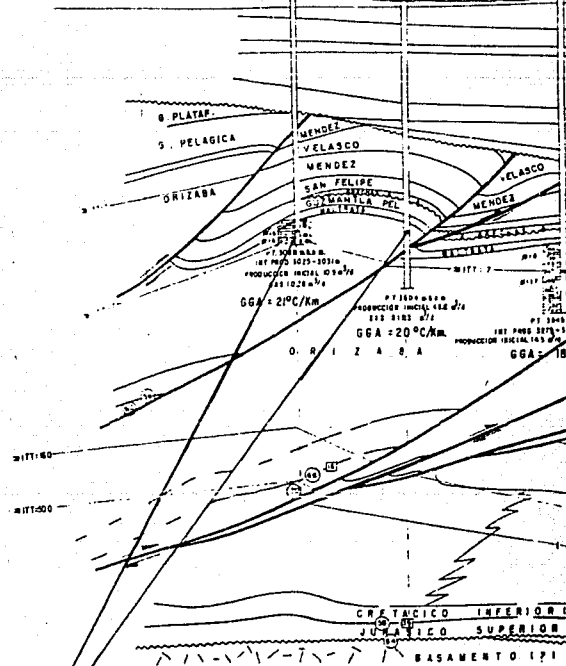
101 125  
39° API 38° API

LOCALIDAD - 1

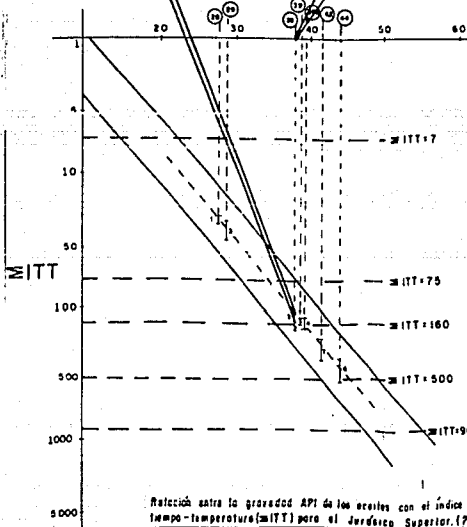
EMR 203 36

EMR 7100

EK R 00



GRAVEDAD A PI



- 1.-RENUDADERO-2
- 2.-BARABAS-101 (1v)
- 3.-JAMAPA-1 (2v)
- 4.-LOCALIDAD - F (3v)
- 5.-LOCALIDAD - X (2v)
- 6.-MANGOS - 7 (2v)
- 7.-LOCALIDAD - B (2v)

Relación entre la gravedad API de los pozos con el índice  
tempo-temperatura (MITT) para el Jurásico Superior. (7)



SW

MATA PIONCHE  
101 125  
39° API 38° API  
(Prep)

LOPEZ MATEOS-1

BRAVO-1

LOCALIDAD - 1

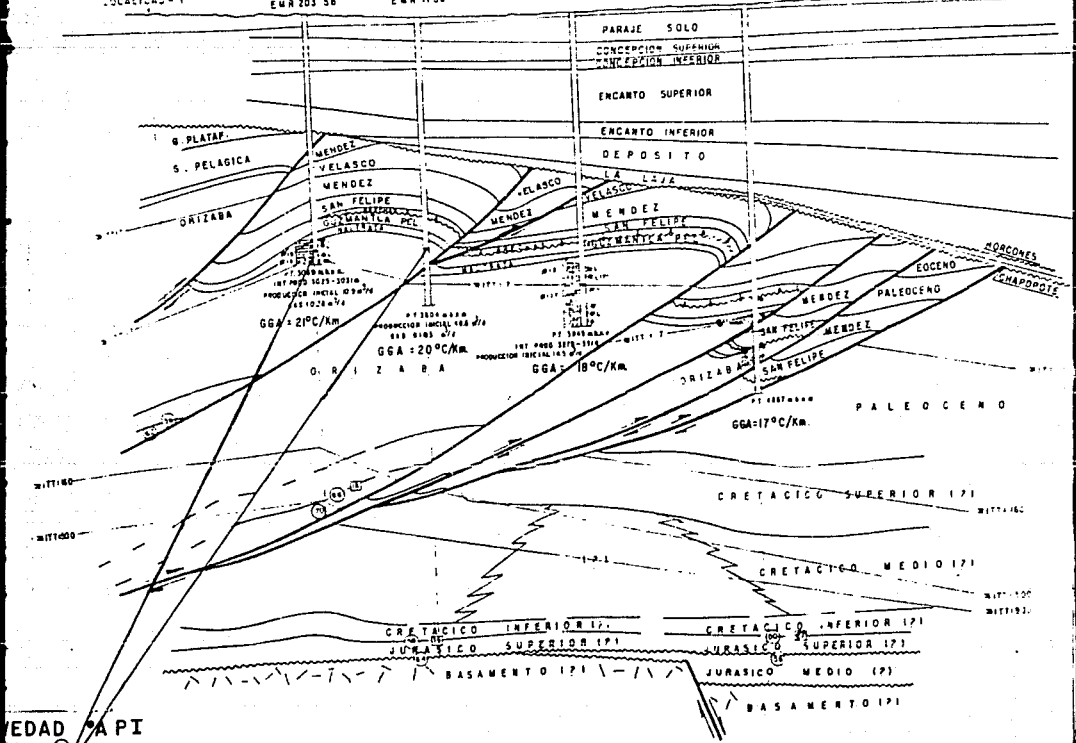
EMR 203 56

EMR 7100

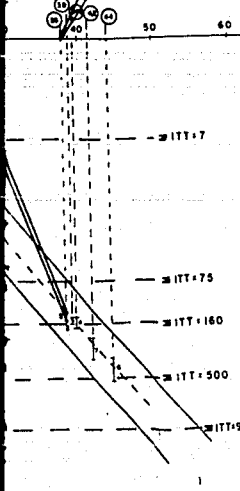
EMR 60405

EMR 60351

NT



EDAD A.P.I



- 1.- BUENOS AIRES-2
- 2.- BARROSA - 101 (IV)
- 3.- ZAMAPA - 1 (C2)
- 4.- LOCALIDAD - F (VI)
- 5.- LOCALIDAD - X (C2)
- 6.- MANDOS - F (C2)
- 7.- LOCALIDAD - B (C2)

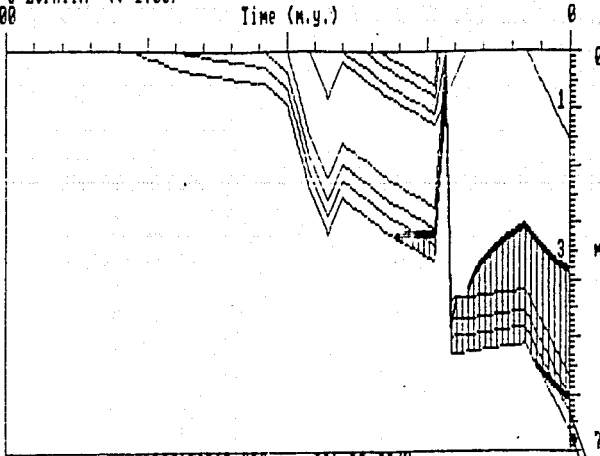
RELACION ENTRE EL ITT DEL JURASICO SUP.  
Y LA GRAVEDAD A.P.I DEL ACEITE EN EL  
CAMPO MATA PIONCHE.

FIG. 28

La gravedad API de los aceites con el índice de refracción (ITT) para el Jurásico Superior. (7)

PRA'S LOPATIN (v 1.00)  
200

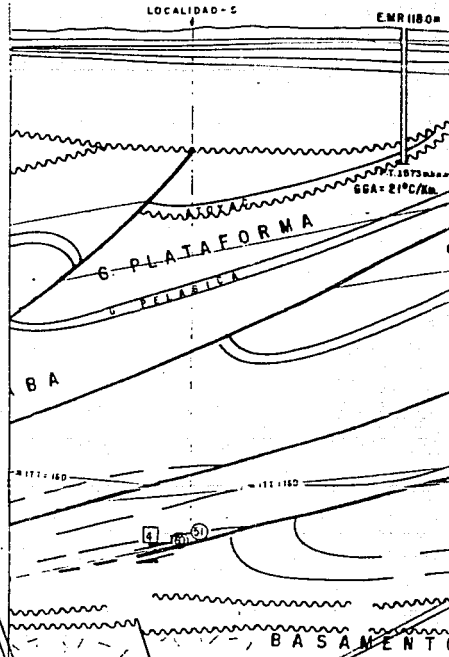
Time (m.y.)



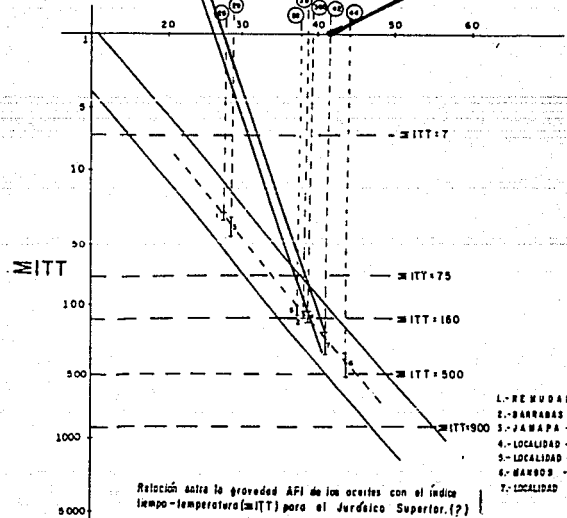
LOCALIDAD "S"  
PLATAFORMA DE CORDOBA  
GGA=20 GC/Km.  
TERCER BLOQUE  
July 28, 1989

DEPTH

CASA  
7  
EMRIIBO



GRAVEDAD °API



Relación entre la gravedad API de los aceros con el índice tiempo-temperatura (MTT) para el Jurásico Superior. (?)

- 1.- RE HUADABO - 2
- 2.- BARRANAS - 101 (iv)
- 3.- JAWAPA - 1 (iii)
- 4.- LOCALIDAD - P (vi)
- 5.- LOCALIDAD - 2 (iii)
- 6.- BARRANAS - 7 (ii)
- 7.- LOCALIDAD - 3 (iii)



producida por efecto de una posible falla transcurrente que se infiere se encuentra situada en subsuelo a la altura del río Papaloapan. Debido a lo anterior, las rocas jurásicas fueron más afectadas térmicamente y por lo tanto la transformación de la materia orgánica también debió ser mayor. El pozo Gloria-6 aparece en un bloque en el que sucede el fenómeno citado y sin embargo, aunque no se cuenta con el valor de la gravedad API medida del aceite, se sabe que se trata de productos muy pesados, los cuales es muy probable que se encuentren sumamente biodegradados y por lo común aparecen rellenando fracturas.

Parece ser entonces, que si existe correlación entre los valores de IIT obtenidos para el Jurásico Superior con respecto a la gravedad API de los aceites que se producen en los pozos, lo cual es importante puesto que existen aún en el área de estudio, algunas porciones en condiciones semejantes a las antes referidas: pero desde luego que deben de considerarse los aspectos estructurales, estratigráficos, diagenéticos y la posible acción de la biodegradación que en el área parece tener capital importancia.

Al sur del Río Papaloapan, la cima del Jurásico Superior (?), se va haciendo más somera (fig. 30) pasando paulatinamente de 8000 a 6000 m. de profundidad. Como el gradiente geotérmico es bajo (entre 15 y 18° C/km.), permite que en gran parte del área se tengan actualmente las condiciones térmicas para generación de hidrocarburos (ver fig.31); sin embargo, aunque en todos los pozos se han tenido innumerables impregnaciones de aceite, no se ha tenido un solo pozo productor y solo se han registrado grandes manifestaciones de gas sulfhídrico en el pozo Cerro de Oro-1, lo cual posiblemente se deba a las condiciones litológicas con grandes volúmenes de anhidritas y dolomías sugiriendo condiciones de Plataforma.





## VIII.— MIGRACION Y ACUMULACION DE HIDROCARBUROS.

Deducidas las rocas del Jurásico Superior como las principales probables generadoras de los hidrocarburos presentes en los campos, a continuación se analizan las posibles vías que han seguido hasta llegar a las rocas en que se encuentran entrampados.

1.— Cretácico Medio.— Constituido por la Formación Orizaba, la cual presenta estratos con buena porosidad y magnífica permeabilidad, debido a la excelente conexión entre poros a través de sus amplias gargantas.

En el estudio de la Formación Orizaba en el Campo Mata Pionche (Cruz, et. al. 1977), se definió la presencia de tres cuerpos litológicos: Cuerpo Compacto, Cuerpo Calcáreo con variaciones verticales y laterales y Cuerpo de Dolomías.

Debajo del Cuerpo Compacto de aproximadamente 50 mts. de espesor promedio, normalmente aparece un Cuerpo Calcáreo de 150 a 300 mts. de espesor promedio, constituido por un Wackestone a Packstone y pequeños horizontes de Grainstone; dentro de este cuerpo se ha tenido producción de hidrocarburos en varios pozos del campo.

Posteriormente se encuentra una potente sección de Dolomías con excelente permeabilidad, cuyo espesor es variable. En este cuerpo también se ha tenido producción de hidrocarburos. En la fig. 32, se muestra un esquema del yacimiento.

Los hidrocarburos probablemente generados en rocas del Jurásico Tardío migraron hacia arriba y lateralmente, y recorrieron el bloque en que se generaron, hasta quedar atrapados en estas rocas, aprovechando durante su viaje la zonas permeables debidas a la propia litología presente y a los efectos diagenéticos como la disolución, pero sobre todo las zonas de fuerte fracturamiento creado por el intenso plegamiento y también a favor de las zonas de falla, hasta encontrar el cuerpo dolomítico capaz de contenerlos. En algunas ocasiones fueron retenidos por la presencia del cuerpo compacto y en otras por las rocas impermeables de la Formación Maltrata del Turoniano, que normalmente se encuentran impregnadas de aceite.

Muchos pozos no cortaron la parte superior de la Formación Orizaba, sobre todo hacia el frente tectónico de la plataforma, debido en parte a una erosión de fines del Santoniano e inicios del Campaniano, lo cual provocó una discordancia regional; otra razón es el estilo estructural

# ESQUEMA DEL YACIMIENTO CAMPO MATA PIONCHE BLOQUE "A"

MATA PIONCHE-92  
E.M.R. 87.89m.

MATA PIONCHE-91  
E.M.R. 89.69m.

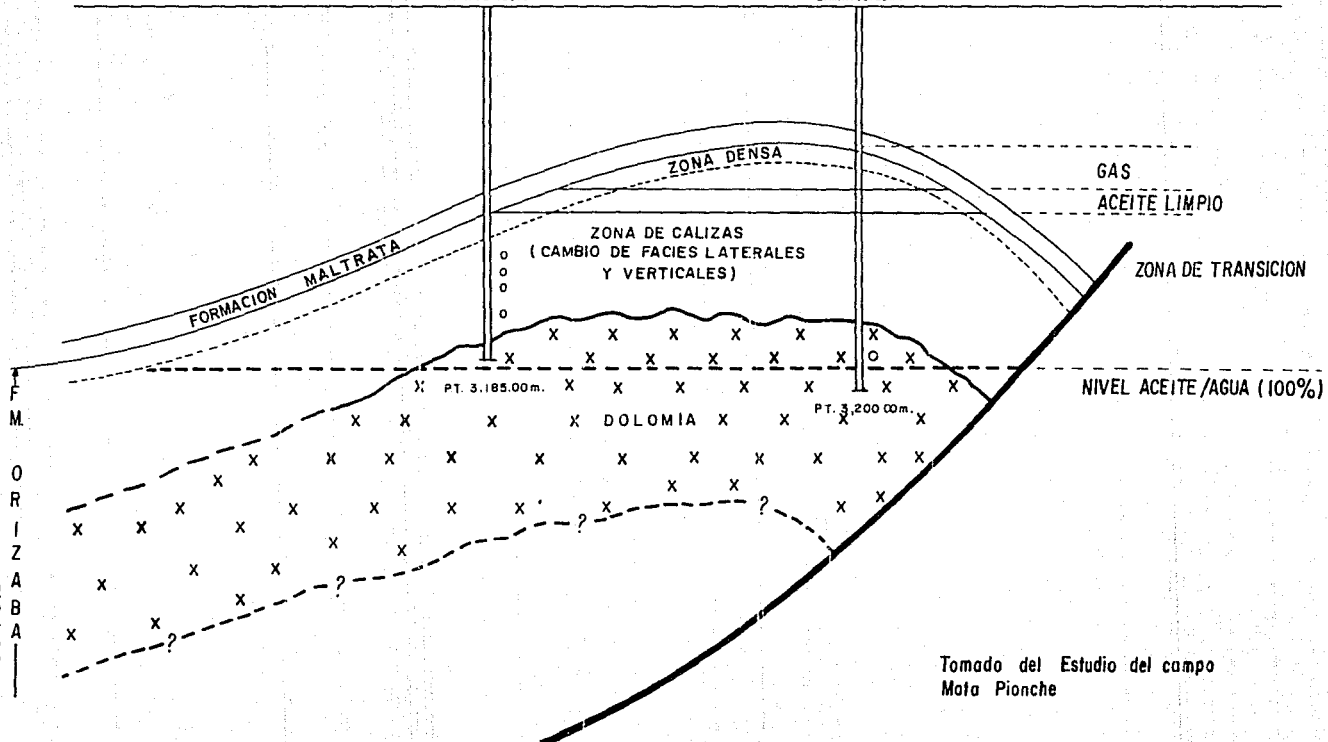


FIG. 32

Tomado del Estudio del campo  
Mata Pionche



presente en el área. el cual, por efecto de las fallas inversas impide la continuidad vertical de la formación hacia el horizonte dolomítico. De modo que, en algunas porciones aunque se haya tenido la generación de hidrocarburos, estos no encontraron el lecho de captación.

2.- Cretácico Tardío (Coniaciano-Santoniano).- Constituido por la Formación Guzmantla (en sus facies de plataforma y pelágica). La Formación Guzmantla de Plataforma está representada por un Mudstone, Wackestone y Packstone de microfósiles, de ambiente somero; es productor de aceite en los campos: Lagarto, Plan de Oro, Tres Higueras y Casa Blanca, y de gas en el campo San Pablo, donde el gradiente geotérmico es más alto. La Formación Guzmantla Pelágica, está compuesta por Mudstone, Wackestone y Packstone microfosilífero de ambientes más profundos. Es productora de gas en el, campo Cópite (pozos 2, 12 y 44).

Los hidrocarburos más ligeros, generados probablemente en las rocas del Jurásico Superior, quizá migraron hacia arriba como se explicó para el caso del Cretácico Medio, pero también fueron captados en lechos superiores y retenidos en horizontes con suficiente porosidad y permeabilidad de la Formación Guzmantla; lo anterior se apoya con la gráfica que relaciona la temperatura de yacimiento con la gravedad API (Fig. 33), notándose que en los aceites de la Formación Orizaba su gravedad API es semejante a la de Guzmantla, aunque sus temperaturas actuales son menores en el segundo caso, puesto que se encuentran a menor profundidad.

Se observan varios aceites con gravedad API menor, seguramente biodegradados. Este fenómeno comúnmente sucede en los campos productores en la Formación Guzmantla de Plataforma, donde los yacimientos se encuentran muy cerca de la discordancia del pre-Eoceno Superior, favoreciendo el flujo de aguas meteóricas, las cuales ayudan al ascenso de los hidrocarburos en las épocas de recarga de los acuíferos, siendo entonces importante el efecto del gradiente hidrodinámico regional, aún no estudiado.

Los productos explotados en la Formación Guzmantla Pelágica son de tipo gaseoso y esto supone una mayor facilidad para migrar grandes distancias, hasta quedar atrapados en formaciones más jóvenes, aunque también son transportados con cantidades menores de aceite, mismas que han sido detectadas.

3.- Cretácico Superior (Santoniano Sup.-Campaniano).- En la Formación San Felipe, existen desarrollos brechoides con buena porosidad para contener hidrocarburos. Estas brechas se formaron con fragmentos derivados de rocas del Cretácico

RELACION DE LA TEMPERATURA DEL YACIMIENTO CONTRA LA GRAVEDAD  
A. P. I. DEL ACEITE

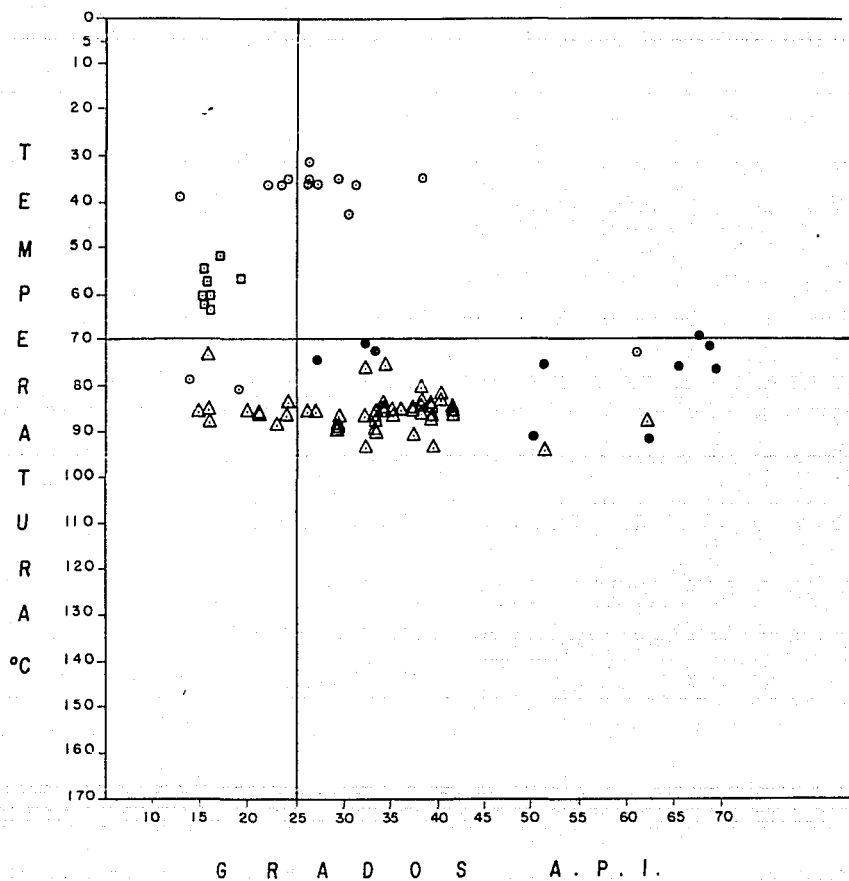


FIG. 33

Superior y su matriz está constituida por fragmentos arcillosos de aguas profundas.

Los hidrocarburos contenidos en este horizonte se consideran migrados de las posibles rocas generadoras del Jurásico Superior, lo cual se estima al analizar la figura 33, donde se nota que para una misma temperatura de yacimiento, en general, la gravedades API de los aceites son mayores a las de los aceites del Cretácico Medio, es decir que por ser más ligeros, viajaron una distancia mayor como sucede en el Campo Miralejos; además, la permeabilidad en estas brechas tiende a ser menor por el tipo de matriz que presentan. Un caso concreto se observa hacia los pozos Miralejos-45 y 112, que se encuentran alineados en el bajo estructural y la gravedad API del aceite es baja. En los pozos 25 y 32 se tiene aceite de mayor gravedad y su posición se ubica muy cerca de la cresta anticlinal, suponiendo una distancia mayor de migración.

Para los pozos Cópite 16 y 54, que son productores de gas y aceite respectivamente en las mismas brechas, también se puede suponer que dichos hidrocarburos provienen del posible Jurásico Superior y han migrado hacia arriba y lateralmente por el bloque que contiene a la estructura hasta llegar a las brechas. Este efecto parece extenderse hacia todo el campo y al sur, hacia el pozo 11 del campo Mata Pionche y hacia los pozos 1-D y 3 del Campo Mecayucan.

4.- Cretácico Superior (Maastrichtiano).— Un caso particular lo ofrecen los hidrocarburos presentes en la brechas intercaladas en la formación Méndez, que resultaron productoras en el Campo Angostura y en los pozos Colorín-1 y Nopaltepec-3.

Se considera igualmente que la roca generadora es el Jurásico Superior y el aceite migró igual que en los casos antes mencionados hasta quedar atrapados en dichas brechas y fué contenido en parte por las margas presentes formando la matriz. Parece que la acción oxidante y bacterial provocaron en este aceite una disminución en su gravedad API, debido a que se encuentran muy cerca de la discordancia del pre-Eoceno Superior, dando oportunidad al acceso de las aguas meteóricas y probablemente a esto se deba la presencia de aceite de 17°API en el Campo Angostura.

5.- Terciario.— En horizontes más someros, como son los desarrollos arenosos intercalados entre las lutitas del terciario se tuvieron algunas acumulaciones de aceite no comercial a nivel de la Formación Encanto Inferior en el pozo Lagarto-101 y en los pozos Tres Higueras-6, 21 y 23, aunque también se encontró aceite en la Formación

Concepción Superior del pozo Plan de Oro-11. Es muy probable que estos hidrocarburos hayan migrado desde acumulaciones más profundas a favor de fracturas o fallas, ayudándose con la presión ejercida por las aguas meteóricas durante las épocas de recarga de acuíferos. Un caso más, de producción de gas, lo constituye el pozo Cópita-34, en la Formación La Laja.

## IX.— ROCAS SELLO.

Durante el análisis de la columna geológica, se observa que la formación con características ideales para funcionar como sello es la Formación Maltrata, misma que durante la aplicación de estudios petrofísicos en núcleos, ha dado porosidades muy bajas y las fracturas que presenta normalmente se encuentran selladas por espatita, aunque comúnmente presentan impregnación de hidrocarburos que si alcanzan a filtrarse en su masa. El análisis de los registros geofísicos denota una falta casi total de permeabilidad.

Lo anterior es muy importante, puesto que esta formación se distribuye por una porción grande del área de estudio y no en todos los bloques en que se encuentra presente se tienen datos de producción. Otras posibles rocas sello son las representativas del Cuerpo Denso y Compacto de la cima de la Formación Orizaba.

En el Cretácico Superior se encuentra la Formación San Felipe que presenta en su constitución una matriz arcillosa la cual ayuda a contener el paso de muchos hidrocarburos que se quedan atrapados en la Formación Guzmantla y sirven a su vez de freno al paso de los hidrocarburos que actualmente se encuentran formando campos productores en las brechas de dicha Formación San Felipe.

Las margas de la Formación Méndez también colaboran a formar cuerpos con buenas condiciones impermeables y han contribuido a la formación del sello de las brechas de esta formación en el Campo Angostura, además de la influencia de parte de la cubierta terciaria (arcillosa).

Las pocas acumulaciones presentes en el terciario se encuentran selladas por las lutitas que circundan a los cuerpos arenosos acumuladores.

A mayor profundidad se desconoce la presencia de yacimientos petrolíferos, pero de existir, se infiere que también pudieran existir rocas sello como las limolitas, lutitas, tobas y delgadas calizas arcillosas de la Formación Xonamancá del Cretácico Inferior, ó bien las calizas arcillosas de las formaciones Tepexilotla o Tamán del Jurásico Superior. Lo anterior deducido del conocimiento de facies presentes identificadas en estudios de Geología Superficial en la Sierra de Zongolica.

## X.- CARACTERIZACION DE ACEITES.

Se llevó a cabo la comparación de los cromatogramas de los aceites presentes en varios campos, observándose diferencia en cuanto al contenido porcentual de los componentes saturados, aromáticos y tiofénicos como se ve en la tabla VIII., y sin embargo, al comparar los cromatogramas respectivos (figuras 34 y 35), se pueden observar grandes similitudes para el caso de los campos Mata Pionche, Mecayucan, Cópite y Miralejos. Conviene mencionar que dichos campos se encuentran situados en posiciones contiguas. La gravedad API de estos aceites varía entre 32 y 38°. En el caso del Campo Angostura (fig. 36), se observa que los picos de cromatografía son más pequeños y el aceite tiene una gravedad de 17°API y aún más los del Campo Manuel R. Aguilar (fig. 34), el cual presenta una gravedad de 14°API.

Lo anterior ha sido relacionado con una posible biodegradación, debido al influjo de las aguas circulantes, las cuales han aportado nutrientes bacteriales y oxígeno, a temperaturas menores de 70°C.

Dada la similitud de los productos analizados en los campos mencionados, podemos suponer un posible origen común de generación, que probablemente sea el Jurásico Superior, y su conducto de migración el sistema de fallamiento inverso con vergencia al oriente que afecta a las formaciones presentes en los bloques, desde el Jurásico Superior hasta el Eoceno Medio.

Se examinaron también los volúmenes de destilados de productos hidrocarbурados obtenidos durante el análisis de destilación Hempell.

Se construyeron gráficas que relacionan la temperatura de ebullición en °C, contra el porcentaje de volumen destilado durante el proceso, mismas que se presentan en la figura 37, observándose lo siguiente:

Es muy semejante la distribución de productos destilados, puesto que normalmente se obtuvieron volúmenes de gasolinas de 0 a 27%, con temperaturas iniciales de escurrimiento máximo de 150°C; de 0 a 38% de gasolinas con temperatura inicial de escurrimiento máximo de 205°C; de 12 a 55% de Turbosinas presentes en un rango de 150 a 288°C de temperatura inicial de escurrimiento; y de 18 a 58% de querosinas presentes en el intervalo de 205 a 300°C de temperatura inicial de escurrimiento.

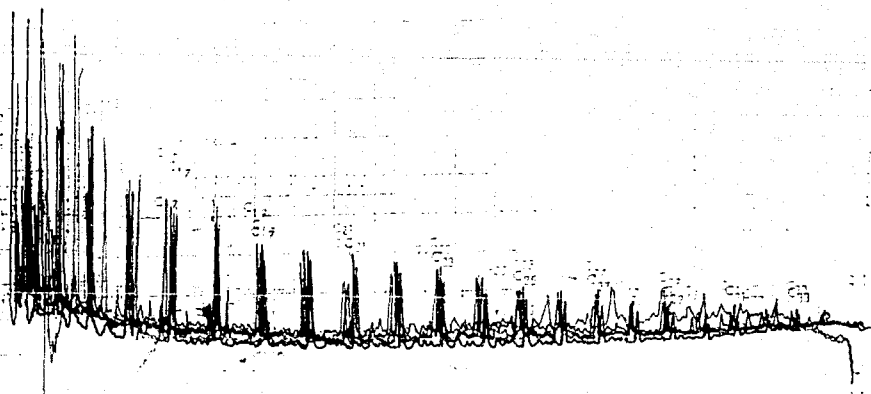
De acuerdo con lo anterior, se definió un volumen

COMPOSICION DE ACEITES

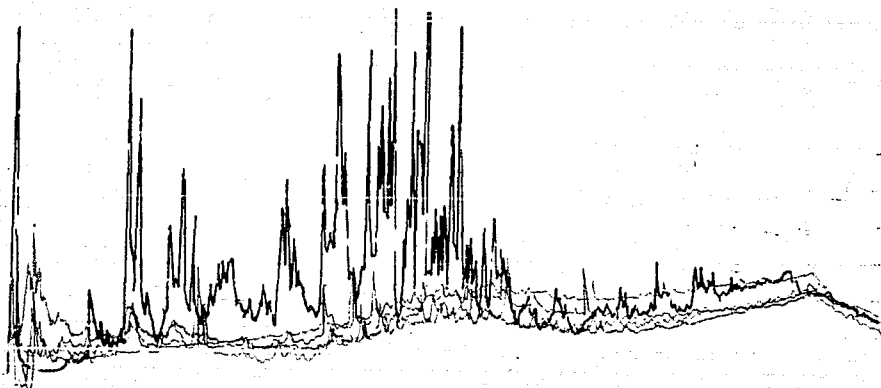
CAMPO	ACEITE	Cantidad aplicada (mg)	FRACCIONES (mg)			FRACCIONES %		
			HS	HA	PP	HS	HA	PP
M. Pionche	A 1	517	290	120	123	54.4	22.6	23.0
Mecayucan	A 2	502	250	207	148	41.3	34.2	24.4
Miralejos	A 3	500	250	73	180	49.7	14.5	35.8
Copira	A 4	500	73	250	200	14.0	47.8	38.2
M. R. Aguilar	A 5	500	115	152	245	22.4	29.7	47.9
R. Pacheco	A 37	120	42	43	32	35.1	35.8	26.5
Angostura	A 38	37	14	11	10	40.8	31.4	27.7
Angostura	A 39	60	22	3	35	36.2	4.5	58.5
Estanzuela	A 40	67	60	2	6	88.8	2.2	10.0
San Pablo	A 41	60	14	14	22	28.4	27.8	43.8

TABLA VIII

## HIDROCARBUROS SATURADOS



## HIDROCARBUROS AROMATICOS



### CAMPOS:

- MIRALEJOS
- COPITE
- MATA PIONCHE
- MECAYUCAN
- M. R. AGUILAR

FIG. 34

UNAM

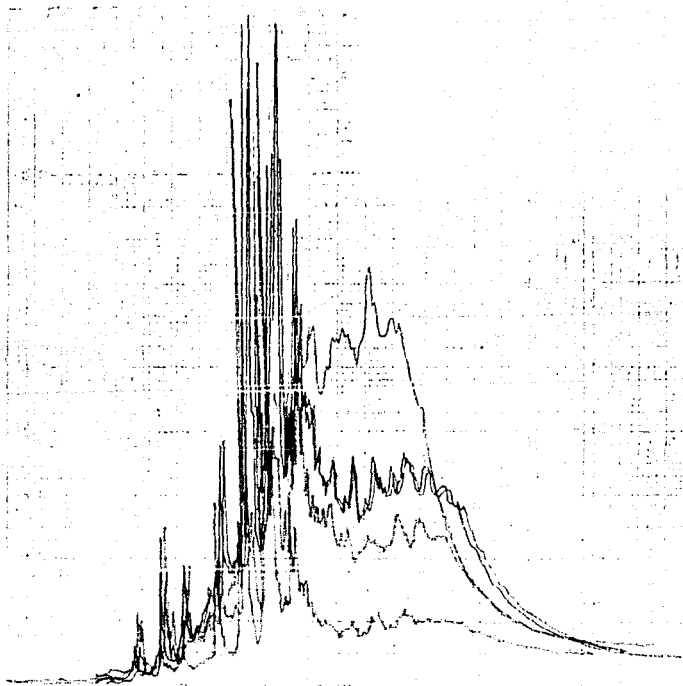
FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

CROMATOGRAMAS DE  
HIDROCARBUROS SATURADOS  
Y AROMATICOS.



## PRODUCTOS TIOFENICOS



CAMPOS:

- MIRALEJOS
- COPITE
- MATA PIONCHE
- MECAYUCAN
- M. R. AGUILAR

FIG. 35

UNAM

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

CROMATOGRAMAS DE  
PRODUCTOS TIOFENICOS

## HIDROCARBUROS SATURADOS

Pozo Angostura  
Muestra A-38, Formación productora: Méndez  
Hidrocarburos Saturados.



## HIDROCARBUROS AROMATICOS

Campo Angostura  
Muestra A-38, Formación productora: Méndez  
Hidrocarburos Aromáticos.

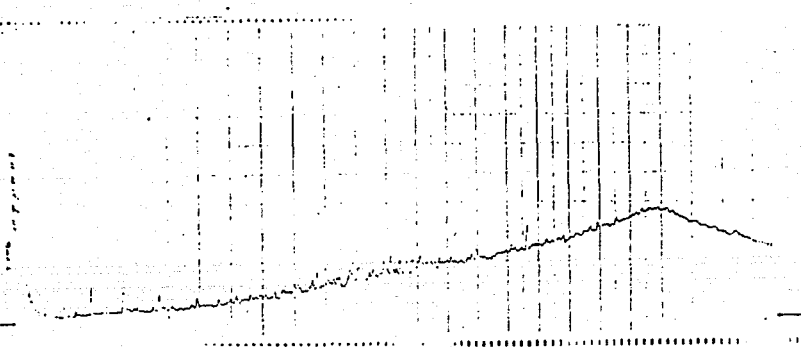


FIG.36

UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO	
CROMATOGRAMAS DE HIDROCARBUROS SATURADOS Y AROMATICOS DEL CAMPO: ANGOSTURA	



aproximado de destilados de 40% de gasolinas, 30% de querosinas y 30% de diesel, para la mayoría de los aceites en los campos Mata Pionche, Miralejos, Mecayucan y Cópite, lo cual establece toda una variedad de productos ligeros y no se reportan datos de presencia de gas-oil o del tipo de aceites lubricantes. Para algunos aceites de pozos incluidos en las gráficas se cuenta con datos de su gravedad API, los cuales varían entre 32 y 38°API. Todos los datos anteriores se obtuvieron en rocas de la Formación Orizaba del Cretácico medio y permiten deducir que existe similitud en los productos al igual que sucede en el análisis cromatográfico, lo cual ayuda a suponer que el origen de dichos hidrocarburos en verdad es común.

En el caso del Campo Anqostura y los pozos Manuel R. Aguilar 1A, Miralejos-45 y Tres Higueras-24, solo se obtuvieron gasolinas en volúmenes del 12 al 35% y sus gravedades API fueron de 16, 14 y 27°, respectivamente en los tres primeros. Las rocas que incluyen a estos aceites corresponden a la Formación Guzmantla de Plataforma y Pelágica, y a las brechas de las formaciones Méndez y San Felipe del Cretácico Superior, los cuales posiblemente hayan sido alterados por efectos de la oxidación bacteriana.

En el caso de los pozos Miralejos-32 y Cópite-12, se obtuvieron únicamente volúmenes grandes de gasolinas y algo de turbosinas; estructuralmente estas acumulaciones de aceite se encuentran en el bloque más oriental al que constituyen los campos en cuestión y en el bajo estructural, lo cual sugiere migración de algunos productos en forma de yacimientos comunicados en bloques contiguos.

## XI.— AREAS DE INTERES PETROLERO IDENTIFICADAS EN EL ESTUDIO.

Debido a lo anterior, a partir de esta etapa, el estudio se enfocará a analizar la distribución de las características geoquímicas del Jurásico Superior para destacar sus condiciones más atractivas; además de que se considera una oportunidad para establecer sus posibilidades económicas petroleras.

El Jurásico Superior presenta datos geoquímicos muy dispersos y debe recordarse que el tipo de rocas que constituyen las muestras colectadas para este paquete estratigráfico, es característico de plataforma. Sin embargo, es muy probable que en profundidades hasta ahora no exploradas, existan facies jurásicas con características geoquímicas apropiadas y por lo tanto sean más factibles de ser oleogeneradoras; además, debe recordarse que en la mayor parte del área estudiada y sobre todo en la que incluye a los capos productores no se han alcanzado rocas del Jurásico.

En la configuración de la probable cima del Jurásico Superior (Fig.30), se observan unas curvas marcadas con valores de profundidad en km. y otras que no presentan valores, pero presentan formas de estructuras definidas. En el primer caso, se trata de la profundidad probable a la que se supone dicha cima (tentativamente), considerando la información de geofísica con la que se pudo contar y la contribución de la información de pozos perforados que han alcanzado este horizonte. En el caso de las estructuras configuradas, solo se bosqueja la forma que toman a nivel del posible Cretácico Inferior, ya que según la información de geofísica con que se pudo contar, su correspondencia con el Jurásico Superior es grande.

Las porciones más someras para el Jurásico Superior (?). se ubican en los extremos norte y sur del área, variando la profundidad entre los 5 y 6 km. y reduciéndose hacia la Sierra Madre Oaxaqueña, donde existen localidades en las cuales aflora.

Hacia la porción central del área, las profundidades son mayores, sobre todo en la dirección del poblado de Loma Bonita, Oax., donde es posible que alcance hasta 10 km. Mas al oriente, internándose en la Cuenca de Veracruz, las profundidades son mayores, encontrándose más somero solamente por efecto de las intrusiones salinas.

La distribución anterior, correlacionada con la determinación del gradiente geotérmico en el área y la

consecuente reconstrucción de la historia de sepultamiento, permitieron calcular el índice tiempo-temperatura de los diversos bloques de cada pozo estudiado, observandose lo siguiente:

— En toda el área de estudio, el Jurásico Superior ha rebasado el ITT de 7, considerado como inicio de la ventana de generación del petróleo, lo cual se puede apreciar en las secciones estructurales.

— Se han analizado preferentemente áreas en las cuales, se tienen pozos productores, para establecer sus relaciones con la posible generación jurásica.

— Aproximadamente un 50% del área, presenta actualmente al Jurásico Superior contenido dentro de la ventana del petróleo (fig.31), puesto que en varios bloques, en la mayoría de las secciones, ha rebasado el ITT de 7 y aún no ha alcanzado el ITT de 160. Comúnmente esto sucede desde el Campo Remudadero, incluyendo al pozo Paso de Ovejas-2 y continuando hacia el SW, considerando dentro a los bloques en que están contenidos la mayoría de los campos productores del área. Como ejemplo, se puede observar la sección estructural (fig. 38), la cual incluye a los pozos Mata Pionche 125 y 161, productores de aceite.

Una excepción la constituye el bloque en que se encuentra contenido el pozo Gloria-6, que ya rebasó el ITT de 160.

Las condiciones anteriores se continúan a lo largo del área hasta su límite sur, donde nuevamente se observa el Jurásico Superior dentro de la ventana del petróleo, como se nota en la figura 30.

— Existen porciones bien definidas, las cuales se encuentran dentro del rango de  $160 < ITT < 500$  (aproximadamente un 15% del área), la cual presenta desde el punto de vista térmico, posibilidades actuales para conservar hidrocarburos hasta de 40°API. (Fig. 31).

— Se tienen áreas muy restringidas con valores que fluctúan entre  $500 < ITT < 900$ , las cuales corresponden si acaso al 10% del área de estudio. En éstas, las posibilidades para conservación de hidrocarburos sería únicamente de gas húmedo o condensado, aunque se piensa que su graduación podría ser hasta de 50°API.

— Finalmente otra área grande (aproximadamente el 25% del área), presenta valores de ITT mayores a 900, los cuales crecen rápidamente en magnitud a medida que los bloques se profundizan más, sobre todo porque muy cerca, se encuentra la Cuenca de Veracruz con espesores muy grandes en cuanto a las rocas del Paleoceno y Eoceno (ver sección estructural, fig. 39).

SW

MATA

PIONCHE

LOPEZ MATEOS-1

BRAVO-1

161

125

39° API

38° API

(Pray)

LOCALIDAD - I

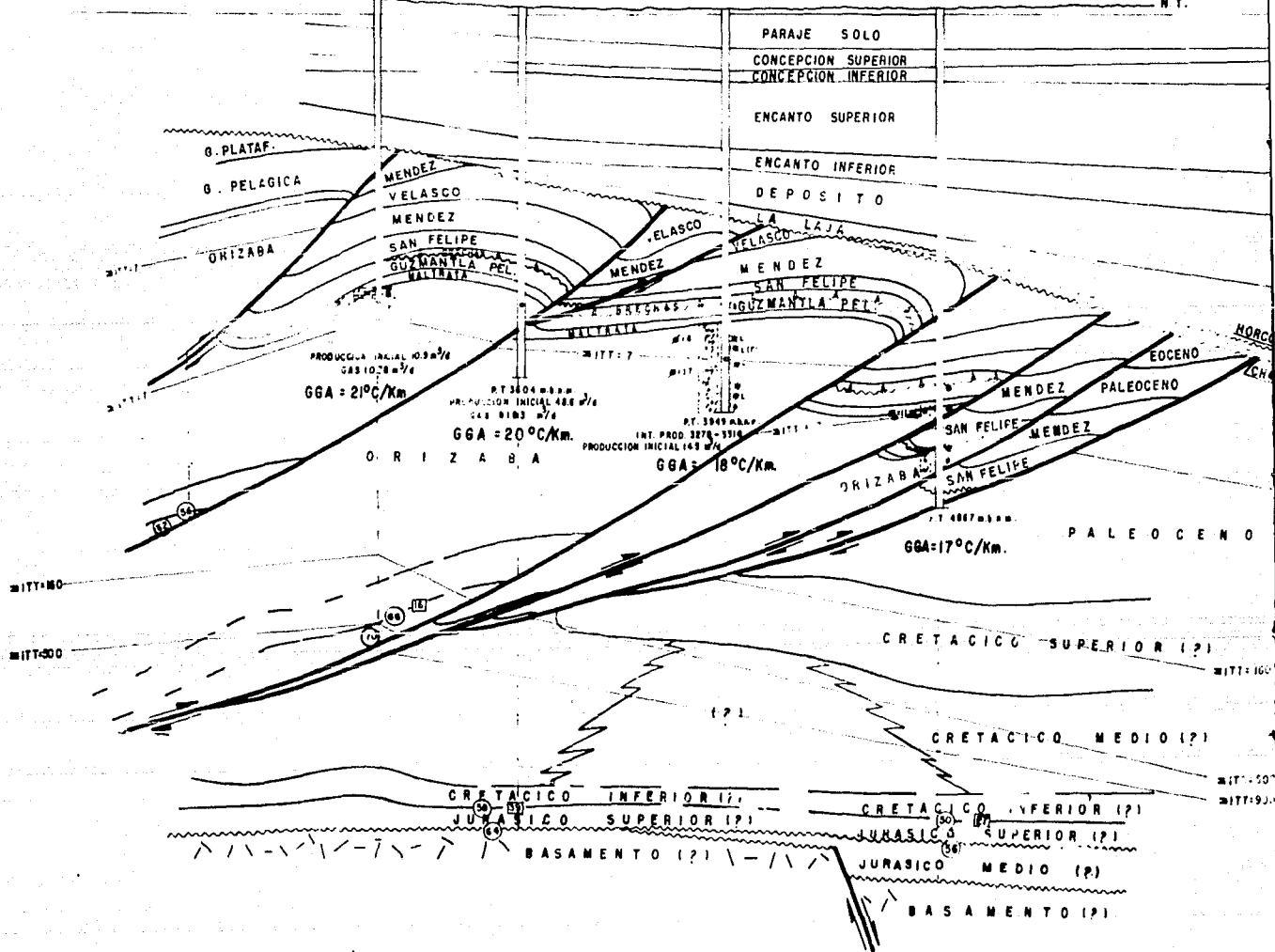
EM.R.203.56

EM.R.71.09

EM.R.66.405

EM.R.63.51

N.T.



Z MATEOS-1

BRAVO-1

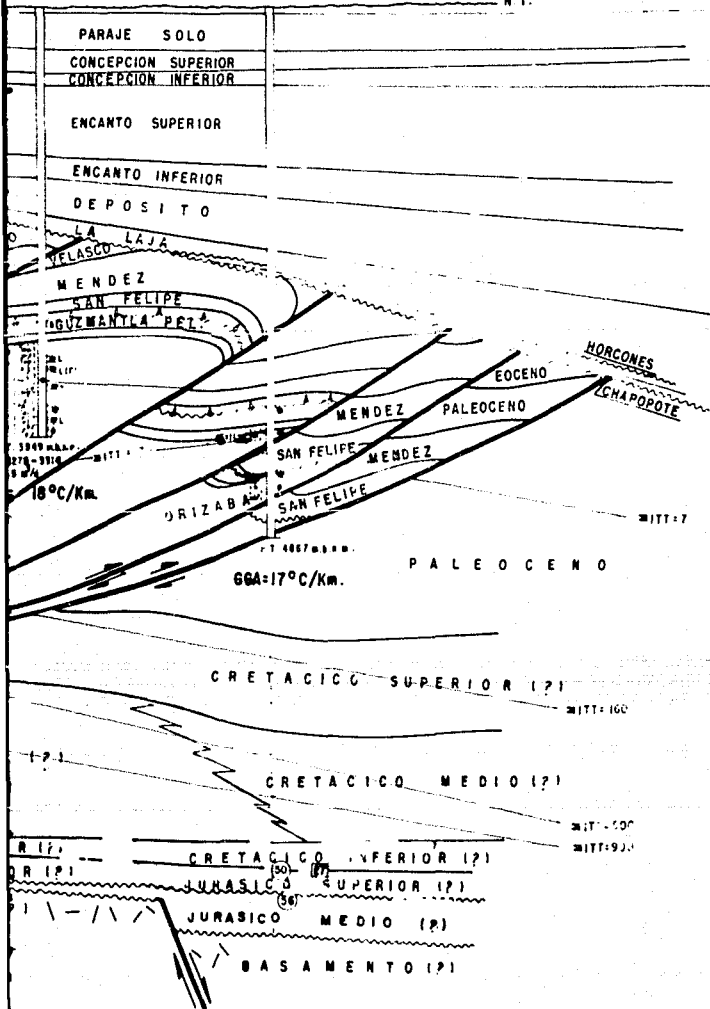
NE

M.R.66.405

E.M.R.63-51

N.T.

N.M.



PLANO DE LOCALIZACION  
ESCALA 1:500,000



L.MATEOS-1  
M.PIONCHE 125 BRAVO-1  
161

LEYENDA

- ∗ POROSIDAD
- ∗ IMPREGNACION (L:ligero, P:pobre)
- ∗ MANCHA DE ACEITE
- b BENTONITA
- ∗ FRACTURA CON ACEITE
- F FLUORESCENCIA
- (66) TIEMPO DE INGRESO A LA VENTANA DEL PETROLEO
- (16) TIEMPO EN QUE EL JURASICO SUPERIOR ABANDONA LA VENTANA DEL PETROLEO.

FIG. 38

UNAM

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

SECCION ESTRUCTURAL  
ENTRE LOS POZOS:

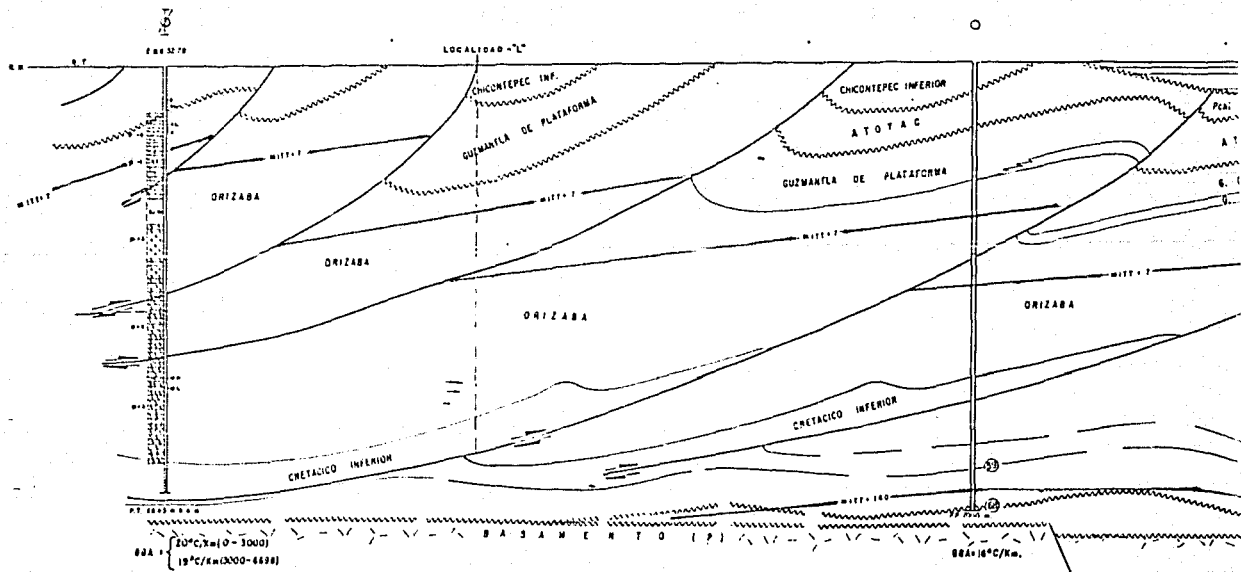
MATA PIONCHE-161, 125;  
LOPEZ MATEOS-1, Y BRAVO-1.



15W

CERRO DE OJO - 1

LOC. PRIVILEGIO - 1



LOC. PRIVILEGIO-1

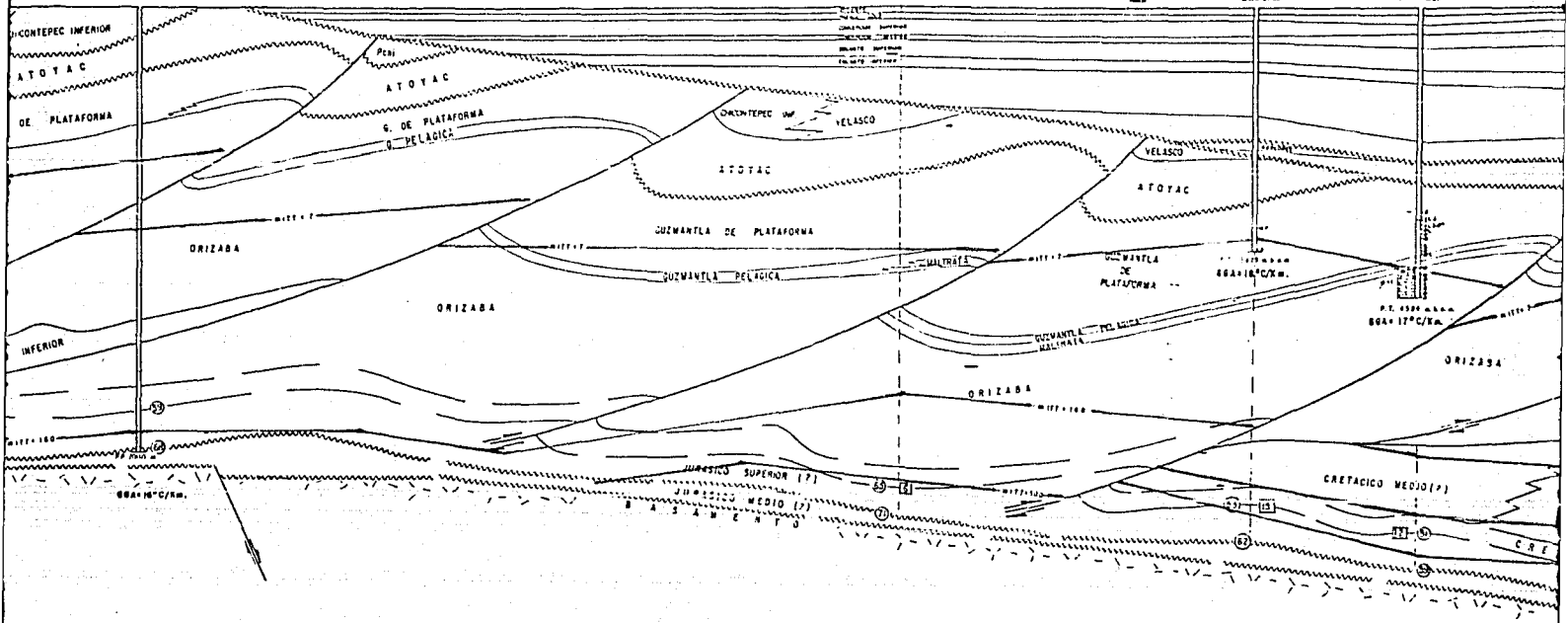
CAVA-1

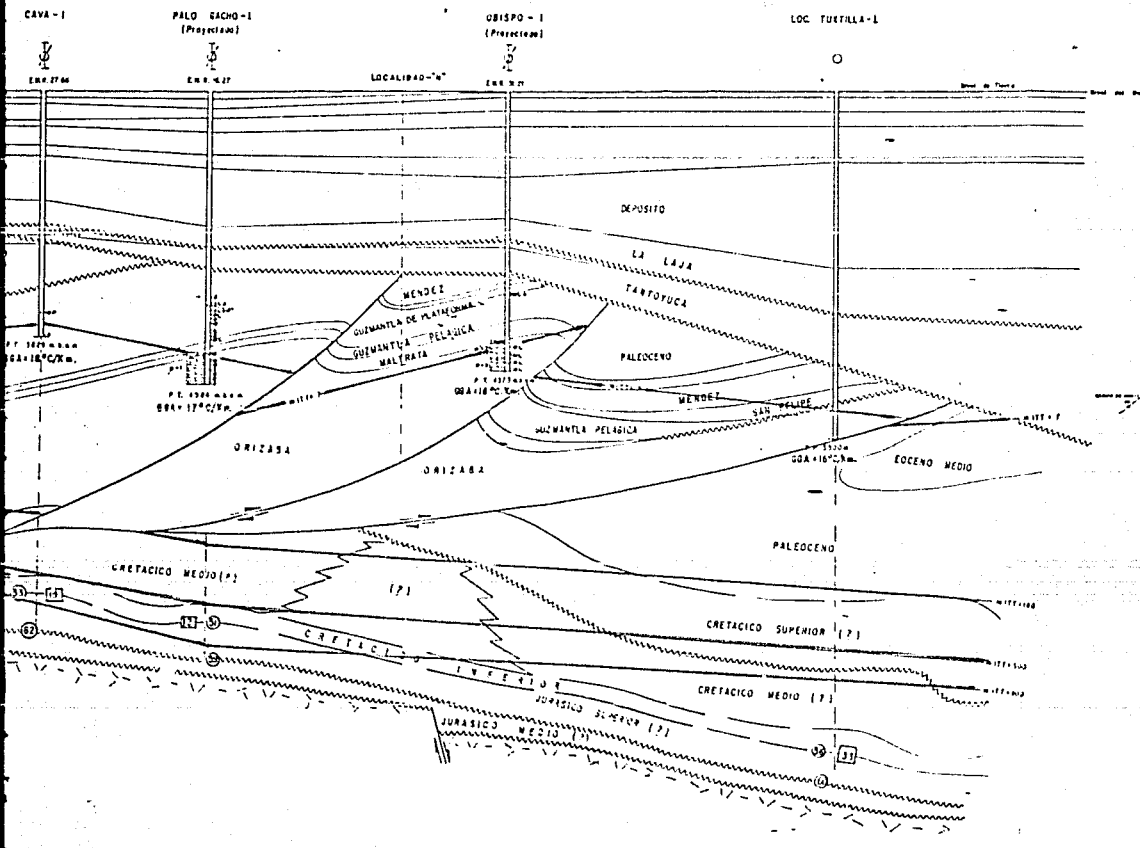
PALO GACHO-1  
(Proyecto)

LOCALIDAD "M"

100  
E.M. 2754

100  
E.M. 427





**LEYENDA**

- PORDIAG
- REPRESENTACION ELIMINADA (P. de agua)
- MANCHA DE ACEITE
- MENTONITA
- ⊥ FRACTURA CON ACEITE
- ⊥ FLUORESCENCIA
- ⊙ TIEMPO DE INGRESO A LA VENTANA DEL PETROLEO
- ⊠ TIEMPO EN QUE EL JURASICO SUPERIOR ABANDONA LA VENTANA DEL PETROLEO

PLANO DE LOCALIZACION  
ESCALA 1:200,000

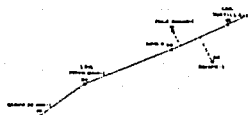


FIG. 39

<b>UNAM</b>	FACULTAD DE INGENIERIA
	DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
<p><b>SECCION ESTRUCTURAL ENTRE LOS POZOS: CERRO DE ORIZ-1, LOCALIZACION PRIVILEGIO, CAVA-1, PALO GACHO-1, OBISPO-1 Y LOCALIZACION TUEFILLA.</b></p>	

## XII.- SISTEMA PETROLERO.

La Plataforma de Córdoba, vista como un sistema petrolero, se fundamenta en base a los subsistemas de Generación y de Migración-Entrampamiento. (Fig. 40).

El primero determina la carga regional que involucra la cantidad generada de hidrocarburos, el volumen de la roca madre madura y las posibilidades de preservación-retención controladas por sus rasgos geológicos, así como la historia geológica y geotérmica del área. Este proceso está controlado por procesos químicos que regulan la transformación del kerógeno en petróleo y provee el volumen de hidrocarburos disponible para el entrampamiento.

Carga Regional= Cantidad de petróleo generado - pérdidas por expulsión y migración.

La cantidad de petróleo generado resulta de tomar el promedio de hidrocarburos producidos por pirólisis y multiplicado por el volumen de roca madura; sin embargo, parámetros tales como la eficiencia de la expulsión y las pérdidas por migración secundaria (que varían con respecto a su ángulo de echado, la densidad del agua/aceite, la tensión interfacial, la humedad y la heterogeneidad a lo largo del camino de migración), dificultan su medición. Además, las cantidades de petróleo en las áreas de drenaje son mayores a las ya encontradas o que se pueden esperar, y por esta razón se han usado métodos determinísticos que incluyen factores de compensación o castigo para evaluar pérdidas, pero solo son supuestos del evaluador. De modo que el modelo del problema es muy complicado al grado de no ser resuelto, por lo que se sugiere el empleo de un método estadístico empírico simplificado, llamado Índice de Potencial Generador (SPI), introducido por Demaison (1991), y aunque aún se encuentra en fase de desarrollo, se considera que provee datos valiosos.

El SPI, es la máxima cantidad de hidrocarburos generados por una columna de roca en un área de un metro cuadrado, sin considerar diferencias entre líquidos y gases, ni el grado de madurez. Su cálculo obedece a la siguiente ecuación:

$$SPI = t(S1 + S2)p/1000$$

t = espesor de la roca generadora.

S1= Hidrocarburos libres (pirólisis) en Kg. Hc/Tn. Roca.

S2= Hidrocarburos potenciales (pirólisis) en Kg. Hc/Tn. Roca).

p = Densidad de la Roca. (Se le asigna arbitrariamente 2.5).

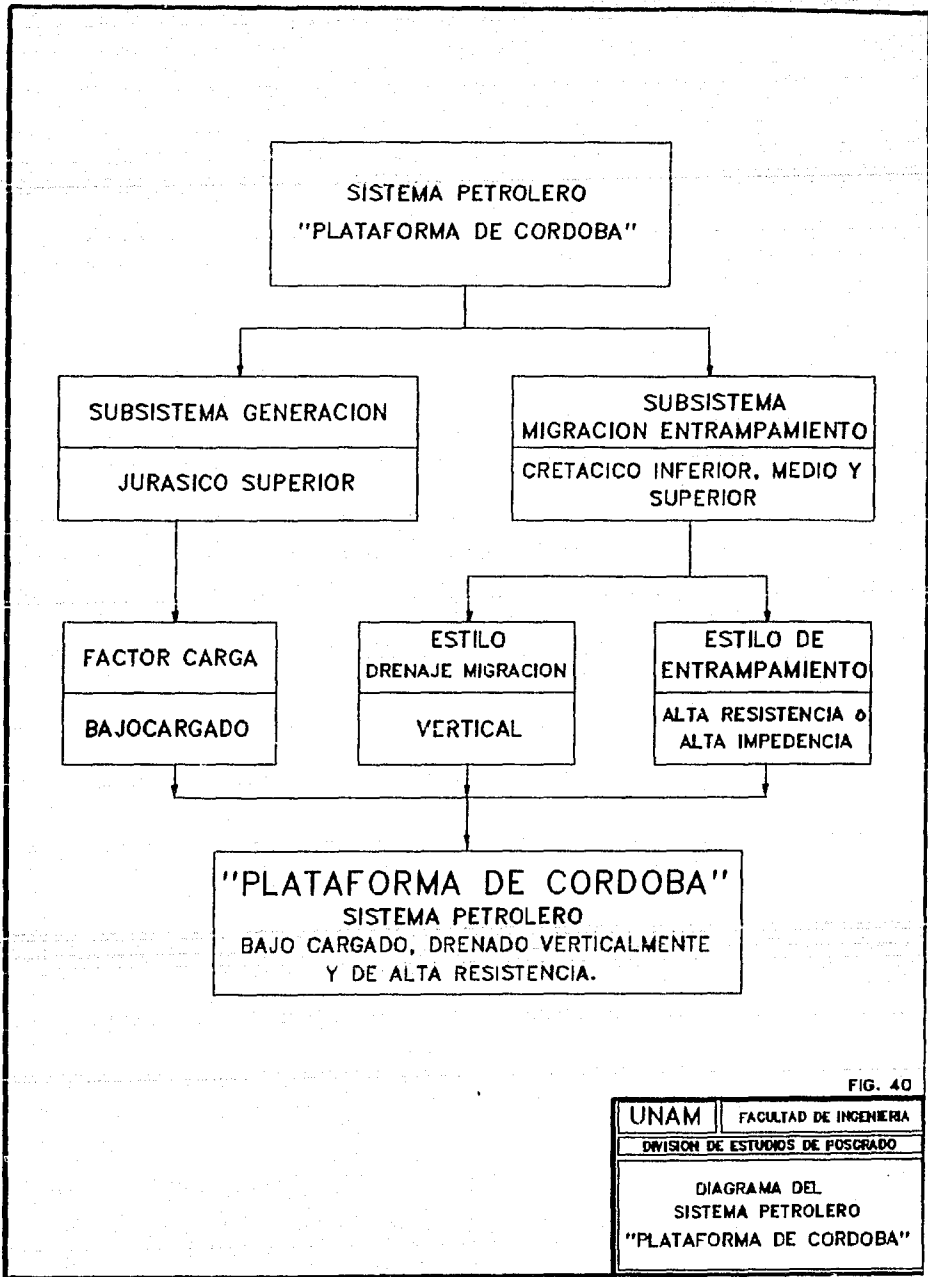


FIG. 40

UNAM	FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO	
DIAGRAMA DEL SISTEMA PETROLERO "PLATAFORMA DE CORDOBA"	

Para el caso de la Plataforma de Córdoba, en principio, es difícil contar con los parámetros necesarios para dicho cálculo, debido a que los pozos perforados no han alcanzado, en su mayoría, las posibles rocas generadoras del Jurásico Superior; sin embargo, se usó el método para los pocos datos con que se cuenta y se obtuvieron los siguientes resultados:

POZO	PROF.	FORMACION	S1	S2	SPI
FORTIN-1	2551	JS.Pimienta	.020	.090	.0198
FORTIN-1	2623	JS.Pimienta	.008	.009	.0065
FORTIN-1	2624	JS.Pimienta	.020	.020	.015
FORTIN-1	2777	JS.Pimienta	.003	.001	.0018
FORTIN-1	2963	JS.Pimienta	.004	.001	.0033
FORTIN-1	2963	JS.Pimienta	.004	.001	.0033
FORTIN-1	3229	JS.Tamán	.060	.001	.0076
FORTIN-1	3234	JS.Tamán	.002	.001	.0006
IXCATLAN-1	6090	JUR. SUP.	2.650	.830	.460
IXCATLAN-1	6143	JUR. SUP.	.050	.520	.071
IXCATLAN-1	6193	JUR. SUP.	4.400	1.350	.631
IXCATLAN-1	6237	JUR. SUP.	4.970	1.270	.640
IXCATLAN-1	6275	JUR. SUP.	5.100	1.650	1.940
IXCATLAN-1	6390	JUR. MED.	5.450	1.410	.420
IXCATLAN-1	6415	JUR. MED.	.370	1.860	.089
IXCATLAN-1	6431	JUR. MED.	5.550	1.990	.377
IXCATLAN-1	6451	JUR. MED.	.280	2.380	.330
IXCATLAN-1	6500	JUR. MED.	5.860	1.310	.900
M. NEGRO-1	4728	JUR. SUP.	.580	5.070	.310
M. NEGRO-1	4750	JUR. SUP.	.480	2.310	.350
M. NEGRO-1	4800	JUR. SUP.	3.100	.160	.400
M. NEGRO-1	4850	JUR. SUP.	6.280	.200	.810
M. NEGRO-1	4900	JUR. SUP.	2.540	.030	.240
M. NEGRO-1	5000	JUR. SUP.	2.130	.050	.280
M. NEGRO-1	5051	JUR. MED.	1.870	.040	.230
M. NEGRO-1	5100	JUR. MED.	1.670	.090	.220

De modo que es sencillo deducir a la base del Jurásico Superior, como el paquete litológico con mejores perspectivas desde el punto de vista geoquímico, aunque el valor de SPI obtenido es bajo.

Desde luego que si la roca se encuentra inmadura, tal cálculo es inútil, porque no ha habido generación en subsuelo. Si se consideran espesores uniformes de roca generadora, es posible calcular un SPI en zonas de transición inmadura-madura y también en zonas de madurez intermedia y sobremadurez. La diferencia entre los dos cálculos proporcionaría una estimación de la cantidad de petróleo expulsado desde la roca generadora.

Considerando nuestra área drenada vertical preponderantemente, y atendiendo a la clasificación de Demaison (1991), se establece que cuando el SPI < 5, este

valor es bajo; cuando  $5 < \text{SPI} < 15$ , este valor es moderado; y cuando el  $\text{SPI} > 15$ , el valor es alto. Con los datos aportados para nuestra área de estudio, el SPI es muy pobre.

Este parámetro para fines de clasificación del sistema petrolero se correlaciona así:

FACTOR DE CARGA	SPI
Supercargado	Alto
Normalmente cargado	Moderado
Bajo Cargado	Bajo

En cuanto al subsistema de Migración-Entrampamiento, este es a su vez subdividido en estilo de migración-drenaje y estilo de entrampamiento.

Los rasgos estructurales y estratigráficos presentes en la región, permiten deducir que la migración ha sido preponderantemente vertical, ya que el estilo de drenaje se encuentra controlado geotectónicamente. Desde luego que este drenaje está asociado al fuerte grado de deformación, el cual dió como resultado un rompimiento selectivo, capaz de provocar fugas de petróleo hasta donde se encontró con sellos efectivos que detuvieron el flujo.

En éste estilo de drenaje vertical, las fallas y fracturas son a menudo reactivadas por movimientos tectónicos y proveen vías de comunicación eficientes, (se calcula que en unos 10 millones de años, una fractura abierta vertical ó subvertical de 1 mm. de ancho, es capaz de llenar o agotar un campo grande de aceite).

El área de estudio representa un típico lugar de transferencia de petróleo por migración vertical y se correlaciona bien con las características que presentan la mayoría de los prospectos petrolíferos en cinturones plegados en el mundo, que están alimentados por rocas madres significativamente más antiguas y se encuentran a mucha mayor profundidad del yacimiento, además de otros rasgos como:

- Los yacimientos se encuentran por encima de la ventana del petróleo
- El fallamiento fué activo hasta que el último sello efectivo regional fué sobrepuesto.
- Los yacimientos apilados verticalmente, de edades diversas, presentan un tipo genético de aceite, muy similar, con posibles alteraciones posteriores al entrampamiento, (biodegradación, lavado de agua, etc).

En cuanto al estilo de entrapamiento, se trata de una zona de alta impedancia ó alta resistencia, en la cual se distingue un alto grado de deformación estructural y varios sellos continuos que permiten la integridad y retención en la trampa y hacen eficiente la captación de hidrocarburos. En algunas porciones, los sellos más profundos también han sido rotos (Formación Maltrata), reduciendo la resistencia y provocando una combinación de migración vertical y entrapamiento.

Con los argumentos anteriores, se define a la Plataforma de Córdoba, considerada como un sistema petrolero, como: BAJO CARGADA, DRENADA VERTICALMENTE Y DE ALTA RESISTENCIA, Semejante al caso análogo presentado por Demaison (1991), en su figura 12., reproducida fielmente en este trabajo como medida de correlación (ver figura 41).

En cuanto a su alcance estratigráfico, aereal y de tiempo, nuestro sistema petrolero se puede especificar de la siguiente manera:

— Estratigráficamente el sistema incluye:

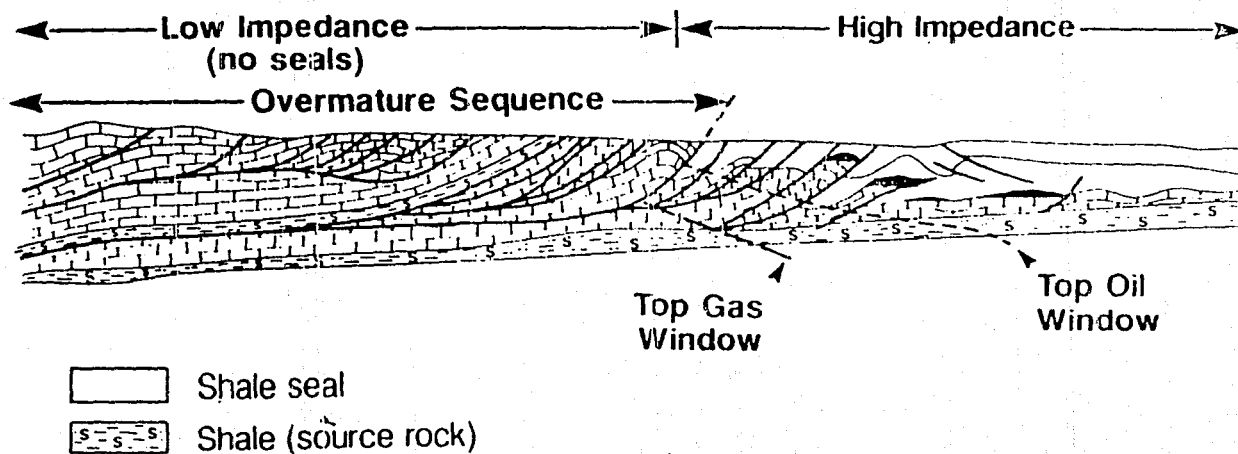
- 1.— A las rocas del Jurásico Superior, como las posibles generadoras del petróleo que actualmente se explota en los campos conocidos.
- 2.— La migración ha ocurrido a travez de las rocas del Cretácico Inferior y hasta la parte superior del Cretácico Medio, además del Cretácico Superior, aprovechando preferentemente sistemas de fallas y fracturas existentes y las zonas permeables presentes.
- 3.— Los sellos han sido analizados en el capítulo IX.
- 4.— El volúmen de rocas sobrepuestas encima de la roca generadora ha sido suficiente para alcanzar su maduración, con grandes espesores.

— Como los procesos involucrados para dar forma al sistema incluyen la formación de la trampa, la generación, migración y acumulación de hidrocarburos, en la figura 42, se presenta la gráfica de eventos de nuestro sistema petrolero, que ilustra la secuencia de eventos que se han sucedido, los cuales son controlados por dos episodios temporales, el tiempo de maduración (el tiempo necesario para formar el sistema petrolero) y el tiempo de preservación (el tiempo en que los sistemas hidrocarbureados pueden haber sido preservados, degradados ó destruidos).

El tiempo de preservación se inicia después de que los procesos de generación, migración y acumulación han sido



# VERTICALLY DRAINED BASIN



TOMADO DE DEMAISON Y HUIZINGA, 1991. (FIG. 12)

FIG. 41

completados. Los procesos que ocurren durante la preservación incluyen remigración, degradación física ó química, y destrucción de hidrocarburos. La carta de eventos (Fig. 42), provee las relaciones temporales de los elementos y procesos esenciales.

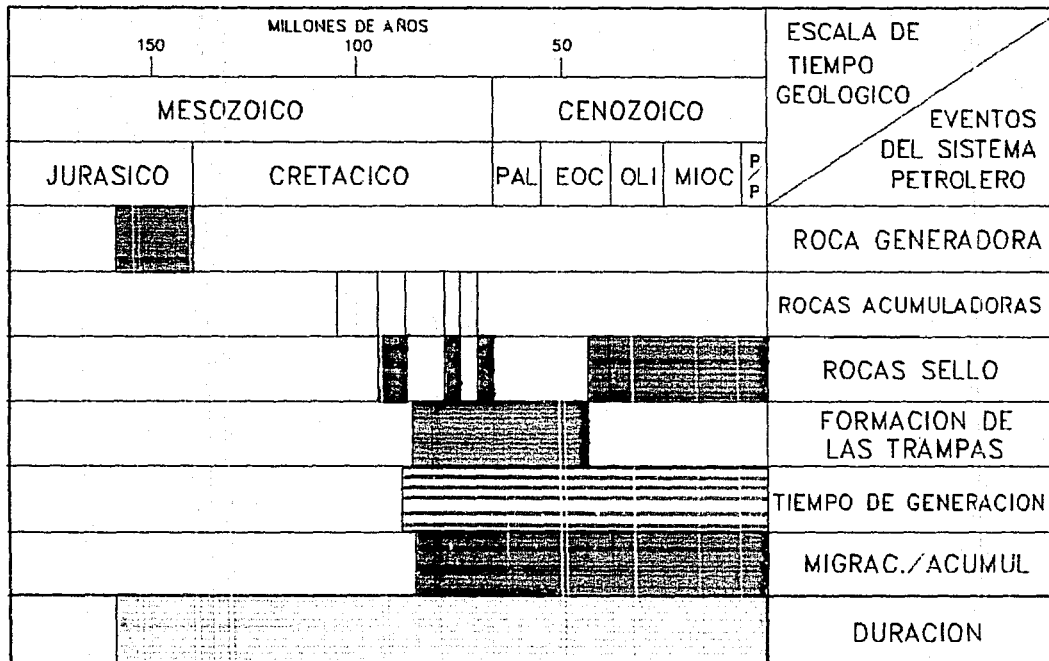


FIG. 42. CARTA DE EVENTOS DEL SISTEMA PETROLERO "PLATAFORMA DE CORDOBA"

## XIII.- CONCLUSIONES.

- 1.- Los objetivos marcados en el programa propuesto para este estudio, no fué posible cumplirlos en su totalidad, debido a que las rocas del Jurásico Superior consideradas como posibles generadoras de los hidrocarburos encontrados en los campos, no han sido alcanzadas por los pozos y por lo tanto no pueden ser evaluadas directamente, ya que su disposición tanto vertical como horizontal, son en su mayoría inferidas. En el área de estudio, únicamente se han perforado rocas del Jurásico Superior en cinco pozos y las facies son características de plataforma. En superficie, sin embargo, se han estudiado por geoquímica en las secciones: Chicahuaxtla, Xonamanca, Tuxpanguillo, Chinene, Temaxcalapa, Tequepexpa-Xonotipa, Tepexilotla y Huautla de Jiménez, de donde se han tomado los atributos para interpretar una posible facies similar en subsuelo.
- 2.- Los datos obtenidos en los análisis de laboratorio, indican que los valores de temperatura máxima de pirólisis (Tmáx.), y el índice de alteración térmica (IAT), presentan mucha dispersión con respecto a la profundidad, por lo cual dichos parámetros no fueron tomados en cuenta, ya que no se consideraron confiables.
- 3.- El gradiente geotérmico actual, normalmente varía entre 15 y 24° C/Km., a todo lo largo del área; sin embargo, existen porciones en que dichos gradientes alcanzan hasta los 29° C/Km., debido probablemente al paso de fallas transcurrentes. Hacia el frente de la Sierra Madre Oaxaqueña, los gradientes llegan a reducirse hasta los 11° C/Km., debido a la influencia de aguas meteóricas que se infiltran y ocasionan una disminución en la temperatura de algunas porciones.
- 4.- La interpretación de las condiciones térmicas del área, se sujetó a la aplicación del método indirecto basado en la construcción de gráficas de sepultamiento de las rocas cortadas por los pozos e infiriendo el resto de la columna hasta el Jurásico Superior (?). Dichas gráficas fueron elaboradas en una computadora personal, e incluyen los cálculos del índice tiempo-temperatura (ITT), junto con las gráficas de las isotermas.
- 5.- Para este estudio se consideró el rango de

7<ITT<160, deducido por Holguin (1985), para la delimitación de la ventana del petróleo y al incluir los valores calculados en cada bloque de cada pozo, se observó que las formas que adoptan las isoclinas de ITT, se asemejan mucho con la forma de las estructuras en el subsuelo.

- 6.- De los datos geoquímicos con que se cuenta, el Turoniano (Fm. Maltrata), presenta las cantidades mayores de carbono orgánico y una buena calidad (tipo I y II). Además, representa el horizonte estratigráfico con mayor potencial generador puesto que sus valores de S<sub>2</sub> (hidrocarburos potenciales) son mayores a 2500 ppm. y los de carbono orgánico son mayores o iguales a 0.5% (25 muestras son buenas de 97 colectadas). Sin embargo, su madurez térmica es insuficiente para que dicha formación ingresará a la zona fundamental de generación de aceite, como el que se explota en los pozos productores.

Además, se tienen resultados de 10 muestras analizadas por reflectancia de vitrinita, de las cuales, seis corresponden a muestras de canal y cuatro son de núcleo. Las primeras arrojaron valores muy altos, sugiriéndose que se trate de poblaciones retrabajadas o contaminación y las segundas, presentan valores que se corresponden bien con los datos de ITT y señalan a las rocas de ésta edad como inmaduras.

- 7.- El Cretácico Medio, es el paquete estratigráfico que mejor se define dentro de la ventana del petróleo, aunque como sus características litológicas están bien definidas como una plataforma somera, es de dudarse que la materia orgánica presente en éstas rocas haya sido la generadora de los hidrocarburos que se explotan en el área y aún así, presenta pequeños horizontes con buenas características, que tal vez hayan contribuido con algo de producción.

- 8.- En cuanto al Cretácico inferior, su potencial oleogenerador es pobre, ya que las muestras colectadas hasta ahora indican valores bajos en cuanto a su contenido orgánico, aunque también se encuentran dentro de la ventana del petróleo.

- 9.- La base de las rocas del Jurásico Superior, ingresa por primera vez dentro de la ventana del petróleo hace 82 millones de años, durante el Santoniano y constituye el primer foco térmico

hacia la proximidad del pozo Tres Valles-IA; es posible que al iniciarse el Eoceno (hace 55 m.a.), dichas rocas ya se encontraran contenidas totalmente en la zona de generación de aceite.

Hace 42 millones de años, aparentemente el Jurásico Superior empieza a rebasar la ventana del petróleo, siendo más rápidamente en las porciones autóctonas presentes debajo del frente tectónico de la plataforma y hacia la Cuenca de Veracruz, donde es posible que para entonces ya se hayan agotado las posibilidades de generación de hidrocarburos. Afortunadamente, el tiempo en que éste paquete estratigráfico se encuentra en su etapa mayor de generación se produce durante el desarrollo de la Orogenia Laramide, siendo entonces cuando se forman las trampas que han servido como almacén a los productos generados.

Parece ser que la temperatura a la cual se inicia la generación de hidrocarburos varía de 86 a 120°C. que es alta a consecuencia de los fuertes espesores provocados por la serie de bloques sobrepuestos durante la Orogenia Laramide; el sepultamiento compensó el tiempo necesario para que tuviera efecto la maduración de la materia orgánica.

10.-

Los hidrocarburos generados probablemente en las rocas del Jurásico Superior, se considera que han migrado a favor del bloque en el que se encuentran contenidas dichas rocas hacia arriba y lateralmente hasta entramparse en los cuerpos porosos y permeables del Cretácico Medio, hacia los flancos anticlinales de las estructuras donde la porosidad es mayor debido al intenso fracturamiento. Otra parte de los hidrocarburos migra más arriba, hasta contenerse en los estratos de la Formación Guzmantla y aún una determinada cantidad de hidrocarburos más ligeros continúa hasta llegar a las brechas de la Formación San Felipe del Santoniano Superior-Campaniano ó a las de la Formación Méndez del Maastrichtiano, donde frecuentemente se ven alterados por la acción oxidante y bacteriana, debido a la presencia de aguas meteóricas circulantes por el subsuelo, puesto que estos casos se desarrollan por lo general cerca de la discordancia del pre-Eoceno Superior, la cual pone en contacto carbonatos con terrígenos gruesos conglomeráticos.

- 11.- Los porcentajes de hidrocarburos saturados, aromáticos y tiofénicos, evaluados durante el análisis de aceites colectados en los campos productores son variables, sin embargo, existe cierta similitud en la forma en que se comportan los cromatogramas y también existe relación en las gráficas construidas con los resultados de destilación Hempell, lo cual sugiere un origen común en cuanto a la posible roca generadora, que se ha definido como el posible Jurásico Superior.
- 12.- Se infiere que aproximadamente en un 50% del área, el jurásico Superior se encuentra dentro de la ventana del petróleo actualmente y el resto la ha rebasado, por lo que las porciones que aún están incluidas, presentan oportunidad de generación de hidrocarburos. Las porciones que se infieren dentro, son los extremos norte y sur del área de estudio y el borde occidental de la plataforma hacia la Sierra de Zongolica. Además, dentro de la zona de bloques sobrepuestos, en donde se ha perforado la mayoría de los pozos, es posible deducir dentro de la ventana del petróleo una área grande que incluye a la mayoría de los bloques en que se encuentran contenidos los campos productores. Por lo tanto, se considera que las rocas posiblemente generadoras de los hidrocarburos que actualmente se explotan en el área, son las del Jurásico Superior, en las porciones que se ubican dentro de la ventana del petróleo y que tienden a encontrarse cerca de los bordes de la plataforma para el Jurásico Superior. Otras áreas, debido a su sobremadurez, solo presentan oportunidad de generación de gas.

## XIV.- RECOMENDACIONES.

- 1.- Es conveniente efectuar estudios basados en el análisis de biomarcadores e isotopia de carbono, para conocer mejor las características ambientales, la madurez de los productos y deducir el origen, tanto de aceites como de chapopoterías y rocas aflorantes en áreas contiguas.
- 2.- Como el área de estudio fué muy grande, la determinación de la forma de las isoclinas de ITT, se representan con líneas rectas, cuando es evidente que dichas líneas deben presentar una cierta curvatura. Para deducir una forma más real y acorde con las estructuras presentes en subsuelo, es necesario efectuar cálculos para distancias más cortas entre las localidades usadas, lo cual permitiría definir más adecuadamente la ventana del petróleo.
- 3.- Los datos de reflectancia de vitrinita con que se cuenta son escasos, por lo que se recomienda que a todas las muestras con presencia comprobada de dicho maceral, les sea efectuado este análisis.
- 4.- Para tener un panorama más realista de las condiciones ambientales prevaescentes durante la evolución tectónica de la Plataforma de Córdoba, es recomendable que la reconstrucción se realice elaborándose en base a secciones balanceadas, lo cual dará mayor precisión y coadyuvará a la integración de información geológico-geoquímica.
- 5.- Deben elaborarse estudios tendientes a determinar el gradiente hidrodinámico regional que afecta a las rocas implicadas en este estudio, sobre todo aquellas que constituyen rocas almacenadoras y se encuentran en contacto con la discordancia regional del pre-Eoceno Superior, lo cual permitirá conocer con más veracidad, los efectos del paso de las aguas meteóricas sobre las acumulaciones petroleras principalmente durante las épocas de recarga de acuíferos.



## XV.— REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

- |  |      |   |
|--|------|---|
| ALPERN B.  | 1980 | PETROGRAPHIE DU KEROGENE DURAND. EDIT., KEROGEN. PARIS. EDITIONS TECHNIP. PC. 340 A 371.  |
| ANDERSON TOMAS H.<br>SCHMIDT VICTOR A.   | 1983 | THE EVOLUTION OF MIDDLE AMERICA AND THE GULF OF MEXICO-CARIBBEAN SEA REGION DURING MESOZOIC TIME. DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA Y CIENCIAS PLANETARIAS: UNIVERSIDAD DE PITTSBURGH, PENNSILVANIA, BOLETIN DE LA AAPG., VOL. 94, P.C. 941 A 966. |
| ASSEF M. ALEJANDRO   | 1978 | ESTUDIOMICROPALAEONTOLOGICO DEL PALEOCENO-EOCENO INFERIOR EN EL AREA LOMA HERMOSA-MULATO.PEMEX. INEDITO.  |
| BALTAZAR CH. OLFER   | 1985 | EVALUACION GEOLOGICA REGIONAL DE LOS SEDIMENTOS MESOZOICOS Y CENOZOICOS: PROSP. "COSAMALOAPAN" PEMEX.INEDITO.   |
| BEBOU DON<br>H. MOORE CLYDE<br>DAVIS GRAHAM                                      | 1979 | NOTAS DEL CURSO DE EDUCACION CONTINUA SERIE11, A.A.P.G.   |
| CONEY P.J.   | 1983 | UN MODELO TECTONICO DE MEXICO Y SUS RELACIONES CON AMERICA DEL NORTE, AMERICA DEL SUR Y EL CARIBE. REVISTA DEL I.M.P. VOL. XV, No.1. P.C. 6 A 15.   |
| CRUZ H. PABLO<br>GRANADOS G.J.L.<br>GUTIERREZ R.T.<br>RUIZ B.J.<br>OTASEVIC T.V. | 1977 | ESTUDIO DEL CAMPO MATA PIONCHE;FORMACION ORIZABA., PEMEX.INEDITO.   |
| CRUZ H. PABLO<br>GUZMAN V. ERNESTO<br>OCHOA E. OSCAR<br>OTASEVIC T.V.            | 1978 | ESTRATIGRAFIA Y SEDIMENTOLOGIA DEL CRETACICO MEDIOY SUPERIOR, PROSPECTO ANGOSTURA-MATA QUEMADA. PEMEX.INEDITO.  |

- |  |      |  |
|--|------|--|
| COLE G.A.<br>DROZD R.J.<br>SEDEVY R.A. | 1987 | ORGANIC GEOCHEMISTRY AND OIL SOURCES CORRELATIONS, PALEOZOIC OF OHIO. BOLETIN AAPG, VOL. 71, No. 7, P.C. 788 A 809.                        |
| DALY A.R.<br>LILLY D.H.                | 1985 | THERMAL SUBSIDENCE AND GENERATION OF HIDROCARBONS IN MICHIGAN BASIN. DISCUSSION, BULL. AAPG, VOL. 69, No. 7. P.C. 1181 A 1884.             |
| DEMAISON GERARD<br>MURRIS R.J.         | 1985 | PETROLEUM GEOCHEMISTRY AND BASIN EVALUATION MEMOIR-35, AAPG., TULSA, OKLAHOMA, P.C. 74 A 101.  |
| DEMAISON GERARD<br>HUIZINGA B.J.       | 1991 | GENETIC CLASIFICACION OF PETROLEUM SYSTEMS. BULL. AAPG., VOL. 75, No. 10, P.C. 1626 A 1643.  |
| DICKINSON W.R.<br>CONEY P.J.           | 1980 | PLATE TECTONICS CONTRAINTS OF THE ORIGEN OF THE GULF OF MEXICO. SIMPOSIUM AT LOUISIANA STATE UNIVERSITY, BATON ROUGE.                      |
| EJEDAWA J.E.<br>COKER S.J.L.           | 1984 | DINAMIC INTERPRETATION OF ORGANIC MATTER MADURATION AND EVOLUTION OF OIL GENERATIVE WINDOW: BULL. AAPG., VOL. 68, No. 8. P.C. 1024 A 1028. |
| GUZMAN V. ERNESTO                      | 1983 | EVALUACION Y ACTUALIZACION ESTRATIGRAFICA - ESTRUCTURAL DEL MESOZOICO Y TERCARIO INFERIOR. PROSPECTO "LAS CONCHAS", PEMEX. INEDITO.        |
| HITCHON BRIAN                          | 1984 | GEOHERMAL GRADIENTS, HIDRODINAMICS AND HIDROCARBON OCURRENCES. ALBERTA, CANADA. BULL. AAPG., VOL. 68, No. 6. P.C. 713 A 743.               |

- |                                     |      |  |
|-------------------------------------|------|--|
| HOLGUIN Q. NOEL                     | 1981 | ESTUDIO GEOQUIMICO DE<br>HIDROCARBUROS Y ROCAS DE LA<br>CUENCA TERCIAARIA DE<br>VERACRUZ Y PLATAFORMA<br>MESOZOICA DE CORDOBA.<br>SUBDIRECCION DE TECNOLOGIA<br>DE EXPLORACION., IMP.<br>PROYECTO C-1091.                  |
| HOLGUIN Q. NOEL<br>ROMERO I. MA. A. | 1982 | ESTUDIO GEOQUIMICO DE<br>HIDROCARBUROS Y ROCAS DE LA<br>PORCION SUR DE LA CUENCA<br>TERCIARIA DE VERACRUZ Y<br>PLATAFORMA MESOZOICA DE<br>CORDOBA. SUBDIRECCION DE<br>TECNOLOGIA DE EXPLORACION.,<br>IMP. PROYECTO C-1121. |
| HOLGUIN Q. NOEL                     | 1985 | EVALUACION GEOQUIMICA DEL<br>SURESTE DE MEXICO. BOLETIN<br>AMGP., VOL. XXXVII, No. 1.<br>P.C. 3 A 48.  |
| HUNT J.M.                           | 1979 | PETROLEUM GEOCHEMISTRY AND<br>GEOLOGY. WOODS HOLE<br>OCEANOGRAPHIC INSTITUTION:<br>WOODS HOLE, MASSACHUSETTS,<br>W.H. FREEMAN AND COMPANY,<br>SAN FRANCISCO. 613 P.C.  |
| LEPICHON X.<br>FOX P.J.             | 1971 | MARGINAL OFFSETS. FRACTURE<br>ZONES AND FOX P.J. THE<br>EARLY OPENING OF THE<br>NORTH ATLANTIC. JOURNAL OF<br>GEOPHYSICAL RESEARCH. VOL.<br>76.  |
| LOPEZ R.E.                          | 1982 | GEOLOGIA DE MEXICO, TOMO II<br>3a. EDICION. EDICION<br>ESCOLAR.  |
| LOPEZ R.E.                          | 1983 | GEOLOGIA DE MEXICO, TOMO<br>III., 3a. EDICION. EDICION<br>ESCOLAR.   |
| LOPEZ S. BENITO.                    | 1981 | INTERPRETACION ESTRUCTURAL<br>Y ESTRATIGRAFICA REGIONAL<br>DE LOS SEDIMENTOS DEL<br>MESOZOICO Y CENOZOICO.<br>PROSPECTO "MATA<br>PIONCHE-ANEGADA". PEMEX.<br>INEDITO.  |

- |                                       |      |  |
|---------------------------------------|------|--|
| MENES L.S.                            | 1977 | ESTUDIO SEDIMENTARIO DEL JURASICO SUPERIOR, AREA "FORTIN-JALAPA-ZONGOLICA". PEMEX. INEDITO.  |
| MENES L.S.                            | 1978 | ESTUDIO SEDIMENTOLOGICO DEL JURASICO SUP., PROSPECTO: "USILA-LA TRINIDAD". PEMEX. INEDITO.   |
| NUNN J.A.<br>SLEEP N.H.<br>MOORE W.A. | 1985 | THERMAL SUBSIDENCE AND GENERATION OF HYDROCARBONS IN MICHIGAN BASIN: REPLAY, BULL. AAPG., VOL. 69, No.7. P.C. 1187 Y 1188.   |
| OCHOA E. OSCAR<br>GUZMAN V.           | 1978 | ESTUDIO ESTRATIGRAFICO ERNESTO SEDIMENTARIO DE LOS CAMPOS MECAYUCAN Y COPITE. PROSPECTO "LOMA HERMOSA - MULATO". PEMEX. INEDITO.   |
| OCHOA E. OSCAR                        | 1980 | ESTUDIO ESTRATIGRAFICO - SEDIMENTOLOGICO DEL CRETACICO MEDIO Y SUPERIOR, PROSPECTO "MULATO". PEMEX. INEDITO.   |
| PENTZ M.J.                            | 1974 | PRINCIPALES ACCIDENTES DE LA SUPERFICIE TERRESTRE, MOVIMIENTO CONTINENTAL, EXPANSION DEL FONDO OCEANICO Y TECTONICA DE PLACAS. UNIVERSIDAD ABIERTA., CURSO BASICO DE CIENCIAS. UNIDAD 24. MC. GRAW HILL. EDITORES. |
| PETERS K.E.                           | 1986 | GUIDELINES FOR EVALUATION PETROLEUM SOURCE ROCK USING PROGRAMMED PIROLISIS. BOLETIN DE LA AAPG., VOL.70 No. 3. P.C. 318 A 329.   |
| READING HAROLD G.                     | 1984 | SEDIMENTARY ENVIRONMENTS AND FACIES. DEPARTMENT OF GEOLOGY AND MINERALOGY. UNIVERSITY OF OXFORD., BLACKWELL SCIENTIFIC PUBLICATIONS, OXFORD.   |

- SILVESTER ARTUR G. 1984 WRENCH FAUL TECTONICS. AAPG., ESCRITOS SELECCIONADOS PARA BOLETINES DE LA AAPG. Y OTRAS REVISTAS GEOLOGICAS.
- SHIRLEY K. 1991 SYSTEMS CAN PROVIDE THE BIG PICTURE. Revista EXPLORER., AAPG. VOL. 12, No. 5. P.C. 6, 7 y 19.
- SCHOLLE PETER A. 1983 CARBONATE DEPOSITIONAL ENVIRONMENTS. MEMORIA 33 DE LA AAPG., TULSA, OKLAHOMA 74101. USA.
- SCHWING, HANS F. 1987 ORGANIC GEOCHEMISTRY IN OIL EXPLORATION, PREPARADO PARA LA CONVENCION NACIONAL DE LA AAPG, EN LOS ANGELES, CALIFORNIA. PUBLICACIONES CHAIRMAN., P.O. BOX. 6176: VENTURA, C.A. 93006.
- TISSOT B. P. 1978 PETROLEUM FORMATION AND OCURRENCE. SPRINGER EDIT. P.C. 550.
- VASSOEVICH N.B. 1967 TEORIA DEL ORIGEN SEDIMENTO - MIGRATORIO DEL PETROLEO. ACADEMIA DE CIENCIAS DE LA URSS. SERIE No. 11. TRADUCIDO AL ESPANOL POR EL DR. CARLOS ARREDONDO EN 1987.
- WAPLES D.W. 1980 TIME AND TEMPERATURE IN PETROLEUM EXPLORATION. AN APPLICATION OF LOPATIN'S METHOD TO PETROLEUM EXPLORATION. BULL. AAPG. VOL. No. 64. P.C. 916 A 926.
- WAPLES D.W. 1985 GEOCHEMISTRY IN PETROLEUM EXPLORATION. BROWN AND RUTH LABORATORIES, INC. DENVER, COLORADO. INTERNATIONAL HUMAN RESOURCES DEVELOPMENT CORPORATION, BOSTON, MASS. USA.

SEARS F.W.

1969

TERMODINAMICA: UNA  
INTRODUCCION A LA  
TERMODINAMICA. TEORIA  
CINETICA DE LOS FLUIDOS Y  
MECANICA ESTADISTICA. EDIT.  
REVERTE.