

01179

5
20)

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO

FACULTAD DE INGENIERIA

**CARACTERIZACION GEOQUIMICA DE LA SECUENCIA
EVAPORITICO-CARBONATADA Y ACEITES DEL CAMPO
NAZARETH, CHIAPAS, MEXICO.**

POR:

ALEJANDRO ALBERTO SOSA PATRON

TESIS

**PRESENTADA A LA DIVISION DE POSGRADO DE LA
FACULTAD DE INGENIERIA
DE LA
U . N . A . M .**

**COMO REQUISITO PARA OBTENER
EL GRADO DE**

**MAESTRO EN INGENIERIA
(EXPLORACION)**

CD. UNIVERSITARIA

1994

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

**CARACTERIZACION GEOQUIMICA DE LA SECUENCIA
EVAPORITICO-CARBONATADA Y ACEITES DEL CAMPO
NAZARETH, CHIAPAS, MEXICO.**

ALEJANDRO ALBERTO SOSA PATRON

**CD UNIVERSITARIA
1994**

A MI FAMILIA:

BETTY

ALEJANDRA

CARLOS ALBERTO

POR EL APOYO Y CARIÑO QUE SIEMPRE

ME HAN BRINDADO

A MIS PADRES:

LAURENCIO AUGUSTO

Y MAGDALENA

POR EL ESFUERZO REALIZADO

POR DARMEN UNA EDUCACION

AGRADECIMIENTOS

Hago patente mi agradecimiento a todas las personas que han participado con sus conocimientos y consejos al mejoramiento de este trabajo, así como a mi formación profesional durante los estudios realizados en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la U.N.A.M.

A los Ingenieros Manuel Zozaya Sainez, Gerente de Exploración de la Región Sur de Petróleos Mexicanos, Jorge González Alvarado, Subgerente de Operación Geológica, Federico Galindo Becerril, Jefe del Departamento de Geoquímica, por la oportunidad y apoyo brindado para mi superación profesional, así como para la culminación de la presente investigación.

De manera especial al M. en C. Noel Holguin Quiñones por la dirección de esta tesis , al Dr. Mario A. Guzmán Vega, M. en C. Mario Limón Gonzalez, M. en C. María A. Romero Ibarra, Ing. José A. Pérez Ortiz e Ing. Carlos R. Bertrand Camargo, por el tiempo dedicado al mejoramiento de esta investigación.

Índice

	Página
I.- Resumen	1
II.- Introducción	1
III.- Objetivo	4
IV.- Localización	4
V.- Antecedentes	4
VI.- Marco Geológico	6
VI.1 Tectónica	6
VI.2 Estratigrafía	7
VI.2.1 Consideraciones ambientales de la secuencia evaporítica	17
VI.3 Estructural	18
VII.- Metodología	20

P A R T E I

VII.1 Técnicas analíticas químicas	22
VII.1.1 Pirólisis Rock-Eval	22
VII.1.1.a Correlación Tmax-Ro	26
VII.1.2 Extracción Soxhlet	27
VII.1.3 Cromatografía	29
VII.1.3.2 Cromatografía en fase de vapor	31
VII.1.4 Biomarcadores	36
VII.2 Técnicas analíticas ópticas	45
VII.2.1 Separación de la materia orgánica dispersa fósil (MODF)	46

	Página
VII.2.2 Estudios ópticos de la MODF	48
VII.2.2.1 Estudios en luz transmitida	48
VII.2.2.2 Estudios en luz fluorescente	50
VII.2.3 Obtención y preparación de vitrinita y bitúmenes	51
VII.2.3.1 Estudios ópticos en luz reflejada	52
VII.2.3.2 Estudios ópticos en luz fluorescente	53

P A R T E II

VIII.- Resultados de las técnicas analíticas	54
VIII.1 Pirólisis Rock-Eval	54
VIII.1.1 Correlación Tmax-Ro	60
VIII.2 Extracción Soxhlet	64
VIII.3 Cromatografía	66
VIII.3.1 Cromatocolumna	66
VIII.3.2 Cromatografía en fase de vapor	67
VIII.4 Estudios ópticos de la materia orgánica dispersa fosil (MODF).	75
VIII.4.1 Estudios ópticos en luz transmitida	75
VIII.4.2 Estudios ópticos en luz fluorescente	76
VIII.4.3 Valores absolutos de la MODF usados como parámetros de madurez y calibración térmica.	116
VIII.5 Biomarcadores	121
VIII.5.1 Interpretación cualitativa de los Triterpanos	122
VIII.5.2 Interpretación cualitativa de los Esteranos	129
IX.- Conclusiones	136
X.- Anexos	i

FIGURAS

- 1.- Plano de localización
- 2.- Marco tectónico actual que rige el SE de México.
- 3.- Columna litológica del campo Nazareth
- 4.- Carta hipsométrica representando el comportamiento estructural del área.
- 5.- Diagrama de la metodología aplicada
- 6.- Esquema de los principales componentes del Rock-Eval
- 7.- Diagrama de la evaluación del potencial generador en extractos.
- 8.- Esquema de la secuencia de trabajo en un cromatógrafo de fase de vapor.
- 9.- Representación gráfica del análisis por cromatografía en fase de vapor.
- 10.- Estereoquímica de la configuración lineal y cíclica de los hidrocarburos.
- 11.- Estructuras de Terpanos tricíclicos, tetracíclicos y pentacíclicos.
- 12.- Estructura del hopano.
- 13.- Estructura del gammacerano.
- 14.- Estructuras del grupo de los esteranos.
- 15.- Diagrama IH-IO del pozo Nazareth-1.
- 16.- Diagrama IH-Tmax del pozo Nazareth-1.
- 17.- Diagrama IH-IO del pozo Nazareth 51A.
- 18.- Diagrama IH-Tmax del pozo Nazareth 51A.
- 19.- Diagrama IH-IO del pozo Nazareth 101A.
- 20.- Diagrama IH-Tmax del pozo Nazareth 101A.
- 21.- Diagrama de Tmax equivalente a Ro del pozo Nazareth 1.
- 22.- Diagrama de Tmax equivalente a Ro del pozo Nazareth 51A.
- 23.- Diagrama de Tmax equivalente a Ro del pozo Nazareth 101A.
- 24.- Diagrama de Extracto vs. COT.
- 25.- Cromatogramas de extractos del pozo Nazareth 1.
- 26.- Cromatograma del extracto del pozo Nazareth 51A.
- 27.- Cromatogramas de extractos del pozo Nazareth 101A.
- 28.- Cromatogramas de aceites de los pozos Nazareth 1 y 51A.
- 29.- Gráfica del comportamiento de la fluorescencia de la M.O. de acuerdo a la profundidad.

- 30.- Gráfica del comportamiento de la reflectancia de los bitúmenes con respecto a la profundidad.
- 31.- Gráfica del comportamiento de la reflectancia de la vitrinita de acuerdo a la profundidad.
- 32.- Fragmentograma Mz 191 representando los triterpanos de los pozos del campo Nazareth.
- 33.- Relación de los hopanos C29/C30.
- 34.- Relación de los hopanos C35/C34.
- 35.- Relación de las configuraciones 22S/(22S+22R).
- 36.- Parámetros de madurez de los biomarcadores.
- 37.- Fragmentograma Mz 217 representando los esteranos de los pozos del campo Nazareth.
- 38.- Relación entre las configuraciones 20S/(20S+20R).
- 39.- Relación entre las configuraciones $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$.
- 40.- Abundancia de los homohopanos C31 a C35, para observar la filiación genética de los aceites.

TABLAS

- 1.- Resultados de la extracción soxhlet.
- 2.- Fracciones de hidrocarburos saturados, aromáticos y productos polares, obtenidos por cromatocolumna.
- 3.- Parámetros de madurez en extractos obtenidos por cromatografía en fase de vapor.
- 4.- Parámetros de madurez en aceites, obtenidos por cromatografía en fase de vapor.
- 5.- Valores de fluorescencia obtenidos por observación en lámina delgada y pastillas del pozo Nazareth-1.
- 6.- Valores del poder reflector de los bitúmenes y vitrinita del pozo Nazareth-1
- 7.- Valores obtenidos de los esteranos y triterpanos en la CG/EM.

LAMINAS

- 1.- Litología y estructuras primarias del Cretácico Inferior.
- 2 y 3.- Litología y estructuras primarias del Cretácico Medio.
- 4.- Litología y estructuras primarias del Cretácico Superior (Tur?).
- 5-15.- Fotomicrografías en luz transmitida, fluorescente y reflejada de las muestras del pozo Nazareth 1.
- 16-20.- Fotomicrografías en luz transmitida, fluorescente y reflejada del pozo Nazareth 51A.
- 21-22.- Fotomicrografías en luz transmitida y fluorescente de las muestras del pozo Nazareth 101A.
- 23.- Gráfica del comportamiento de la evolución en la fluorescencia con respecto a la profundidad, en e

I- Resumen

Durante la exploración petrolera de la Sierra de Chiapas, en el campo Nazareth localizado a los 16°40' a 16°44' de latitud norte y 91°47' a 92°03' de longitud oeste, se han encontrado hidrocarburos de muy buena calidad (gas y condensado), sin tener la certeza hasta el momento de cuál es la secuencia generadora, por lo que en el presente trabajo se desarrolla el análisis geoquímico de las muestras de roca, bitúmenes y aceites de dicho campo petrolero, tendiente a la identificación de la roca madre.

Los estudios de pirólisis en Rock-Eval sugieren que la MODF (materia orgánica dispersa fósil) de la secuencia evaporítico-carbonatada del Cretácico Superior-Cretácico Inferior (Eq. Fm. Coban y Caliza Hillbank) es un kerógeno tipo II, térmicamente inmaduro a débilmente maduro; sin embargo, es probable que la presencia de bitúmenes disminuya la Tmax (temperatura máxima de pirólisis), ya que en las gráficas IH-IO se tienen tendencias de buena madurez. En los estudios ópticos se observa una MODF de tipo algáceo marino, con bitúmenes, indicando un excelente potencial generador y de acuerdo a su fluorescencia una buena evolución térmica conforme aumenta la profundidad.

La cromatografía de gases de los aceites y extractos; y los biomarcadores de los aceites muestran que estos provienen de materia orgánica de tipo algáceo y bacteriano, desarrollada en un ambiente marino reductor en condiciones hipersalinas, estas características son muy similares a las presentadas por la secuencia litológica objeto del estudio, lo que nos indica su poder generador de hidrocarburos.

II.- Introducción

En la exploración petrolera del país cada día se incrementa el número de nuevas metodologías para investigar, caracterizar y comprender el comportamiento de los diferentes sistemas petroleros que existen en la república; para éste propósito es necesario estudiar los sistemas desde la raíz, es decir localizar y evaluar la roca generadora de hidrocarburos, lo cual nos permitirá dirigir la exploración a áreas específicas de interés económico; que al ser investigadas mediante otras disciplinas e integrarse a los estudios geoquímicos darán zonas de menor riesgo para la detección de hidrocarburos; es importante mencionar que en el país se conocen en general las

rocas generadoras de hidrocarburos, Jurásico Superior (Tithoniano), pero hay regiones particulares que pueden presentar otras secuencias generadoras, y por lo tanto otros sistemas.

En particular este es el caso del área en estudio, el campo petrolero Nazareth localizado en la Sierra de Chiapas, en donde no se ha logrado definir la roca generadora; por lo que en esta investigación se plantea el análisis de la serie evaporítico-carbonatada y los aceites de este campo.

Trabajos realizados en ambientes similares en diferentes partes del mundo, por Peterson y White (1969), Kendall (1978), Kirkland y Evans (1980), han concluido que las secuencias evaporíticas y evaporítico-carbonatas presentan buen potencial generador, ya que las condiciones durante el depósito son adecuadas para preservar gran parte de la materia orgánica sedimentaria.

Las técnicas geoquímicas y ópticas ayudarán a definir el origen y filiación ambiental de los extractos y aceites recuperados en el campo Nazareth, en el desarrollo de este trabajo se describirán dichas técnicas, dando los resultados y las conclusiones parciales; los análisis se desarrollaron en los laboratorios de análisis químico y estudios ópticos de la División de Geoquímica del Instituto Mexicano del Petróleo, como parte del adiestramiento del autor en esta rama de la Geología.

Las técnicas analíticas en que se tomó la capacitación, y que se han utilizado hasta ahora para caracterizar geoquímicamente la columna litológica del campo Nazareth, se pueden dividir en dos tipos principalmente: análisis fisicoquímico, incluye estudios de pirólisis por Rock-Eval, separación soxhlet, cromatografía en columna y fase de vapor y cromatografía de gases-espectrometría de masas (CG-EM); y estudios ópticos, éstos abarcan el estudio de la MODF en luz transmitida, del poder reflector de la vitrinita y los bitúmenes, y la fluorescencia.

Estas técnicas nos proporcionan diversos parámetros para evaluar la secuencia litológica y conocer sus características como son: tipo, calidad y cantidad de la materia orgánica, su grado de madurez, y condiciones ambientales durante el depósito. Además nos permiten realizar correlaciones aceite-aceite, aceite-roca.

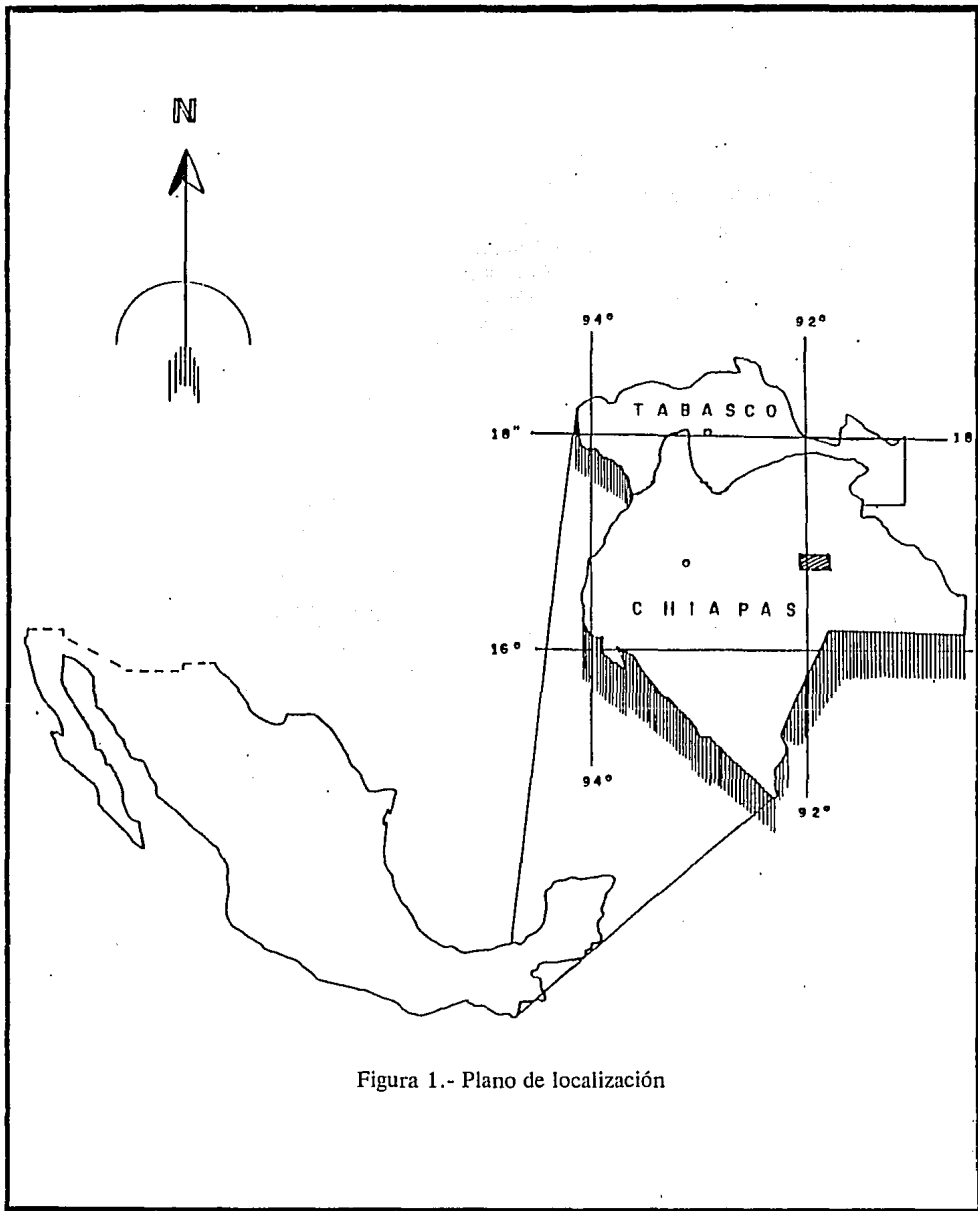


Figura 1.- Plano de localización

III.-Objetivo

1) Caracterizar la materia orgánica de las secuencias evaporítico-carbonatadas de la base del Cretácico Superior al Cretácico Inferior en el campo Nazareth, con la finalidad de definir:

- a) Tipo y calidad
- b) Cantidad
- c) Grado de evolución térmica

2) Caracterizar los aceites del campo Nazareth, y definir los rasgos de la materia orgánica que generó a estos aceites, como son:

- a) Tipo y ambiente de depósito de la materia orgánica que originó estos aceites.
- b) Grado de evolución térmica de los aceites.

3) Establecer correlaciones aceite-aceite y aceite-roca.

IV.- Localización

La zona de estudio se localiza geográficamente en la porción centro-oriental del estado de Chiapas, México, entre los paralelos 16°40' y 16°44' de latitud norte, y los meridianos 91°47' y 92°03' de longitud oeste, al sureste del poblado Ocosingo, Chiapas (figura 1).

Abarca un área de 300 Km², en la cual se ubican los pozos petroleros del campo Nazareth.

V.- Antecedentes

Ham (1979), realizó un estudio estructural a detalle, con la finalidad de conocer las características del área y así poder proponer algún pozo petrolero. Apoyándose en los conocimientos geoquímicos de la región Sur de Petróleos Mexicanos, supone que la roca generadora pertenece al Jurásico Superior Tithoniano, y en base a sus observaciones principalmente ambientales, piensa que la base de la formación Todos Santos puede encontrarse en condiciones marinas susceptibles de haber generado hidrocarburos; sin embargo dichas secuencias litológicas, en el área se presentan a grandes profundidades, que hasta la fecha no se han podido alcanzar en el campo Nazareth. Este trabajo se realizó principalmente para encontrar condiciones

favorables de entrapamiento, pero no se apoyó con estudios geoquímicos para conocer con veracidad la roca generadora. Aunque el pozo Nazareth-1 propuesto por el autor antes mencionado, años después resultó productor de gas y condensado.

En el campo petrolero Nazareth se han perforado cinco pozos a partir de 1983, Nazareth 1; 51A; 101A; 201A y 301A.

Estos pozos han penetrado una secuencia litológica de carbonatos y evaporitas, que abarca edades desde el Eoceno-Paleoceno, hasta el Cretácico Inferior; iniciando la secuencia de anhidritas en la base del Cretácico Superior.

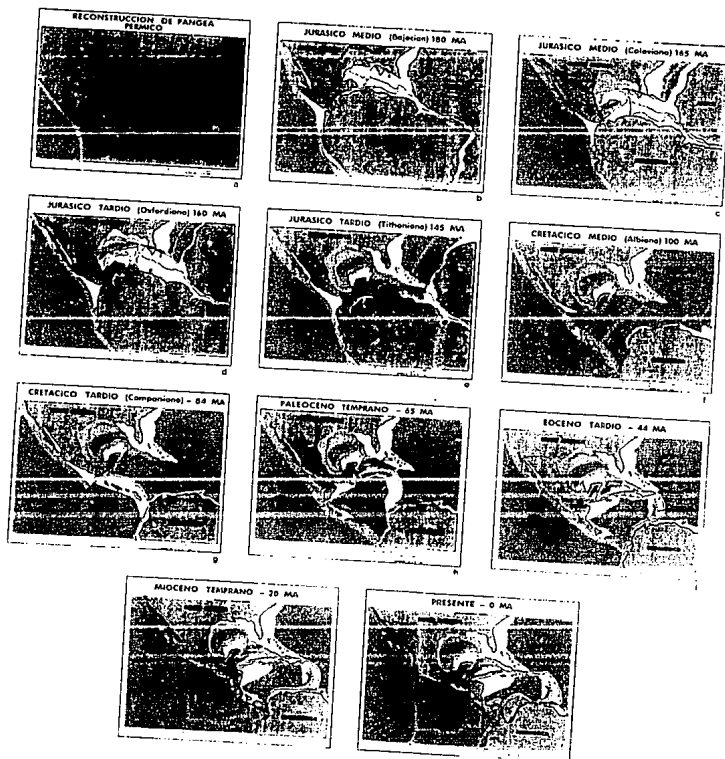
Astudillo (1989), en un estudio bioestratigráfico indica que el ambiente de los carbonatos y evaporitas de Eoceno-Paleoceno hasta el Cretácico Medio pertenecen a un ambiente Lagunar, aunque en estudios petrográficos operacionales, Sosa (1986) señala la presencia de carpetas de algas verde-azul, por lo que indica que el ambiente puede ser hasta de infra-supramarea. La secuencia evaporítica del Cretácico Inferior se da como un ambiente de Plataforma interna.

Rosales et al (1990), efectuaron un estudio geoquímico de aceites y roca (núcleos); las muestras en que obtuvieron buen potencial generador son: en el núcleo 2 del pozo Nazareth-1, pertenecientes al Cretácico Medio; en el 4 y 9 del pozo Nazareth-51A, y en el 5 del pozo 201-A, pertenecientes al Cretácico Inferior; de las muestras con potencial generador, de acuerdo a la pirólisis por Rock-Eval, solo seleccionaron cuatro para caracterizar el tipo de materia orgánica; dos del pozo 51-A, una del pozo 1 y una del pozo 201-A, con lo que logra la caracterización de materia orgánica de tipo I y II, mediante las relaciones S2/S3, y el IH. Con respecto a la evolución térmica mencionan que la columna en su parte inferior, por debajo de los 3000m llega a presentarse débil a moderadamente madura, en el umbral de la expulsión de aceite. En el análisis hecho a los aceites se concluyen: 1) no existe correlación entre Nazareth-1, 51-A y Lacantun-1B; 2) no se encuentran degradados, excepto un poco el del Nazareth 51-A; 3) el aceite más alterado térmicamente es el Nazareth-1, siguiéndole el Lacantun-1B.

VI) Marco Geológico

VI.1) Tectónica

El área de estudio se encuentra en la parte austral de la placa de Norteamérica, colindando hacia el occidente con la placa de Cocos, cuyo límite entre éstas es la zona de subducción del Pacífico de México; y hacia el sureste con la placa del Caribe, siendo el límite el sistema transcurrente Motagua-Polochic (figura 2).



(Cia. Chevron 1993)

Figura 2 Marco tectónico que rige el sureste de México

La evolución tectónica pre-Mesozoica del Golfo de México, se ha explicado a partir de la conformación del super continente Pangea en el Pérmico Superior-Triásico Inferior, cuya posterior desintegración da origen, entre otras, a las cuencas del Sureste de México y de la Sierra de Chiapas.

Se han creado diversos modelos e hipótesis para explicar la apertura del Golfo de México, Keller y Cebul (1973), More y del Castillo (1974), Anderson y Silver (1974), Stewar (1976), Irving (1977), Pindel (1985), concuerdan en que dicha apertura se inicia durante el Triásico con la presencia de un rift y la creación de nueva corteza oceánica; Pilger (1978), Bufer (1980), Salvador (1980), Coney y Dickinson (1980) Coney (1983), Pilger (1985), Padilla (1986), Winker y Bufer (1988), con la finalidad de explicar la posición actual del Sureste de México, apoyan la apertura del Golfo de México, con la presencia de un sistema de fallas con desplazamiento lateral izquierdo (Mega-cizalla); este sistema de fallas intervienen en el movimiento relativo entre las placas de Norteamérica y Suramérica, así como la interacción de placas del oceano Pacífico, desde el tiempo de la fragmentación de la Pangea; lo cual explica la acción del sistema Motagua-Polochic durante el Cretácico Medio hasta la actualidad.

VI.2) Estratigrafía

De acuerdo a estudios geológicos en el Sureste de México, efectuados por Petróleos Mexicanos, se ha descrito que la Sierra de Chiapas presenta un basamento ígneo metamórfico Precámbrico, el cual se ha datado por estudios radiométricos con edades de hasta 780 ma., éste es sobreyacido por una secuencia sedimentaria y metasedimentaria del Paleozoico, en la cual se han interpretado ambientes de planicie costera hasta plataforma somera, los que cambian de facies de sur a norte.

Del Triásico-Jurásico Inferior, como efecto de la apertura del Golfo de México, se han reportado lechos rojos y depósitos salinos, así como rocas extrusivas; ésta secuencia es sobreyacida por rocas sedimentarias del Jurásico Medio-Superior, los cuales reflejan ambientes costeros, pantanosos, lagunares y de plataforma, siendo las condiciones más profundas hacia el Golfo, probablemente por una tectónica de bloques, que conforme progreso la distensión provocó la subsidencia y sedimentación.

Es importante considerar, que las facies no se encuentran en su posición original,

debido a que están desplazadas por la tectónica transpresiva del Mioceno, siendo sumamente complicado hacer una reconstrucción palispática, por lo que sólo se mencionan a groso modo la tendencia que presentan las diferentes facies sedimentarias.

En el área del campo Nazareth no afloran ni se han perforado las secuencias litológicas descritas en párrafos anteriores, de lo que se tiene evidencia física, es de las formaciones a partir del Cretácico Inferior hasta el Paleoceno-Eoceno (fig. 3), ésto obtenido de la perforación de pozos.

Cretácico Inferior

La secuencia litológica de esta edad se conoce gracias a las muestras de canal y núcleo obtenidas de las perforaciones realizadas en el campo Nazareth; la unidad consiste de interestratificaciones de mudstone gris oscuro, que engloba anastomosadamente, en ocasiones, a una anhidrita blanca a crema, la que presenta estructuras primarias en nódulos, enterolíticas, y de enrejado de gallinero; estas litologías a su vez están interestratificadas con dolomia gris oscuro, arcillosa, la cual llega también a englobar a la anhidrita descrita; a lo largo de esta columna se encuentran horizontes de carpetas de algas de pocos centímetros (lámina 1). El espesor total de esta secuencia litológica se desconoce, ya que sólo se han llegado a perforar aproximadamente 800m; la cima de esta unidad se ha dado por la entrada a un horizonte calcáreo correlacionable con las calizas Hillbank, descritas en la República de Guatemala.

A esta secuencia se le ha asignado la edad de Cretácico Inferior por la presencia de Nannoconus steinmanni, Nannoconus bucheri, Nannoconus minutus, Nannoconus colomi, Nannoconus boneti, Nannoconus wasalli, Nannoconus kemptneri.

Cretácico Medio

Consiste de una secuencia interestratificada de dolomia mesocrystalina de color pardo, arcillosa, con impregnación de aceite residual en porosidad intercrystalina; mudstone gris y pardo, arcilloso en ocasiones dolomítico, con estilolitas selladas por arcilla, y laminaciones negras arcillosas; carpetas de algas de algunos centímetros; y

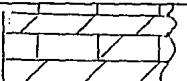
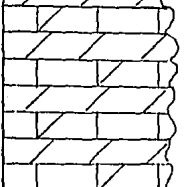
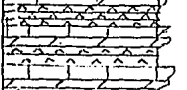
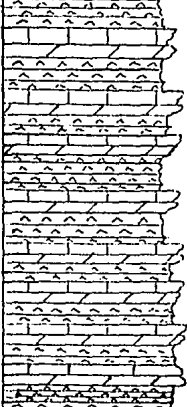
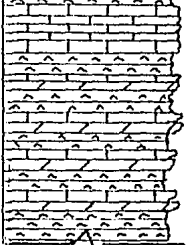
EOCENO-PALEOCENO	CARBONATOS DE PLATAFORMA S/N	HILIOIDIDOS; RAPHYDIODINA LIMBATA	
CRETACICO SUPERIOR SENONIANO	CARBONATOS DE PLATAFORMA S/N	MUDSTONE DOLOMITICO Y DOLOHIA	
CRETACICO SUPERIOR TURONIANO (?)	EQUIV.	INTERESTRATIFICACION DE MUDSTONE, DOLOHIA Y ANHIDRITA. CARPETAS DE ALGAS; ALGAS DA-CYCLADACEAS; HILIOIDIDOS.	
CRETACICO H E D I O	FM. C O B A N	INTERESTRATIFICACION DE DOLOHIA ARCILLOSA, MUDSTONE, MUDSTONE DOLOMITICO Y ANHIDRITA CON ESTRUCTURA NODULAR Y ENTEROLITICA. CARPETAS DE ALGAS; ALGAS DA-CYCLADACEAS; ALGAS VERDE/AZUL NUMHOCULINA HEIMI; QUINQUE-LOCULINA SP.; HILIOIDIDOS; OSTRACODOS; PELECIPODOS; Y EQUIHODERMOS.	
CRETACICO I N F	EQUIV. CALIZAS H I L L B A N K	EN LA CIMA SE TIENE MUDSTONE ARCILLOSO; EN LA PARTE INF. SE TIENE UNA INTERESTRATIFICACION DE MUDSTONE, DOLOHIA Y ANHIDRITA. HEDBERGELLA, NUMHOCULINA HEIMI, GLOBIGERINELLOIDES, NANNOCONUS COLONI, N. BOHETI N. BUCHERI, N. KAHFHERI, N. STEINHENNI, N. MINUTUS.	

Figura 3.- Columna litológica del campo Nazareth

anhidrita blanca y crema, con estructura nodular, enterolítica y de enrejado de gallinero, presenta laminaciones y estilolitas selladas por arcilla (láminas 2 y 3).

La cima de esta unidad se ha dado por registros geofísicos, el espesor perforado fué de aproximadamente 900m, es difícil confirmarlo ya que el control estratigráfico de esta unidad es complicado. La secuencia es correlacionable con la Formación Coban descrita en la República de Guatemala.

La secuencia es concordante estratigráficamente tanto en su contacto superior como inferior.

Cretácico Superior

Turoniano (?)

La litología de esta edad corresponde a una secuencia evaporítico-carbonatada, constituida en interestratificaciones de dolomia crema y gris oscuro, ligeramente arcillosa, con aceite residual en porosidad intercrystalina; mudstone gris oscuro, en ocasiones dolomítico, con laminaciones arcillosas negras, y fracturas selladas por calcita y aceite pesado; anhidrita blanca nodular, enterolítica y en enrejado de gallinero, con estilolitas y parches arcillosos; se tiene la presencia de carpetas de algas en varios horizontes de pocos centímetros (lámina 4).

La cima de esta unidad se da por la presencia de la anhidrita, la cual da un cambio litológico con respecto a la unidad sobreyacente; esta litología se puede correlacionar con la cima de la Formación Coban ya mencionada.

Senoniano.

De acuerdo a las observaciones en muestras de canal y de superficie ésta constituida por packstone de miliólidos e intraclastos, en ocasiones dolomitizado, color crema, con restos de algas, equinodermos y rudistas; estas calizas alternan con dolomia microcristalina, de color pardo y gris, con fantasmas de miliólidos e intraclastos.

La cima de esta unidad se encuentra en contacto discordante con los carbonatos del Paleoceno-Eoceno, su edad se ha podido determinar paleontológicamente mediante foraminíferos bentónicos, infiriendo un ambiente de plataforma interna. El espesor calculado mediante estudios de geología superficial es de 1000m aproximadamente.

Terciario

Paleoceno-Eoceno Inferior-Medio ?

De acuerdo a los estudios de geología de superficie realizados por Ham (1979) y las perforaciones realizadas en el campo Nazareth, esta unidad se ha descrito como un conglomerado polimíctico constituido por fragmentos de caliza, dolomía, rudistas; sobreyacido por un paquete de packstone a grainstone de miliólidos, con fragmentos de ostracodos, equinodermos, briozoarios y algas; en ocasiones este paquete presenta gradaciones a mudstone-wackestone.

La asociación faunística compuesta por Camagueyia cf. perplexa, Rotalia sp., Amphistegina sp., Triloculina sp., Valvulina sp., Rhapydionina sp., Hapydionina limbata, Quinqueloculina sp., Simoilina sp., Eocolonoides sp., Storsella sp., Verneurlina sp., Roadshoovenia sp., Sigmoilopsis sp., Sigmoilopsis centralamericana, Roadshoovenia guatemalensis, Elphidium sp., Elphidium nassauensis, Praerhapydionina sp., Biloculina sp.; estudiada paleontológicamente por Petróleos Mexicanos, ubica a la litología descrita, dentro de la edad Paleoceno-Eoceno; la cual yace discordantemente a los carbonatos del Cretácico Superior.

Eoceno Medio-Inferior

Equivalente Formación El Bosque

Hacia los flancos del anticlinal Nazareth, en el área de estudio, se presenta una secuencia terrígena con influencia marina, la cual en la Región Sur de Petróleos Mexicanos se le considera equivalente a la Formación El Bosque, ésta fue observada por Ham (1979), quien la describe de la siguiente forma: "Secuencia alternante de lutitas, limolitas y margas, de color rojizo, las cuales forman la base de la unidad;

presentando hacia la parte media y superior una alternancia de limolitas, areniscas y conglomerados; culminando con un banco de óstreas con intercalaciones de dolomias".

La edad fue asignada por estudios paleontológicos de los foraminíferos bentónicos; Lepidocyclina (Polylepidina) antillea, Pellataspirella matleyi, Triloculina sp., Quinqueloculina sp., Textulariella sp., ubicando la unidad en el Eoceno Medio-Superior; las relaciones estratigráficas, son concordantes tanto con el paquete Paleoceno-Eoceno como con la formación Lomut que la sobreyace.

Eoceno Medio-Superior

Formación Lomut

Ham (1979), propone informalmente el término Formación Lomut para una secuencia alternante de limolitas arenosas que gradúan a areniscas de grano medio a conglomerático, de color verdoso a rojizo, con intercalaciones de grainstone fosilífero dolomitizado, culminando con un grainstone muy fosilífero arenoso.

Paleontológicamente por la presencia de Pellataspirella matleyi, Ranikothalia bermudezi, Nummulites wilcoxi, Triloculina sp., Quinqueloculina sp., Nummulites cf. striatoreticulatus, se le ubica dentro del Eoceno Medio-Superior; siendo estratigráficamente concordante con la secuencia litológica de Eoceno Inferior-Medio, y presentando un contacto discordante angular con las rocas del Mioceno Inferior de la formación Tulijá.

Mioceno

Formación Tulijá

La Formación Tulijá, consta de areniscas de grano fino a medio que gradan a conglomerado, cementadas por carbonatos; éstas presentan intercalaciones de coquinas de braquiópodos, así como de calizas arenosas, con abundantes micro y microfósiles, alternando con lutitas calcáreas.

Los asociación paleontológica compuesta por: Sorites marginalis, Amphistegina cf. lessoni, Miogypsina miogypsinoidea, Miogypsina sp., Lepidocyclina sp., Sphacrogypsina pilaris, Peneroplis sp., restringen a estos sedimentos al Mioceno Inferior, como ya se mencionó yacen discordantemente sobre la formación Lomut.

Cuaternario

Este período, ésta constituido por sedimentos producto de la denudación de las formaciones más antiguas, representado por aluviones, arenas y suelos residuales.

VI.2.1) Consideraciones ambientales de la secuencia evaporítico-carbonatada.

Es importante, desde el punto de vista económico petrolero entender el ambiente de la secuencia litológica evaporítico-carbonatada, la cual abarca la mayor parte de las columnas perforadas en el campo Nazareth, ya que en base a este conocimiento se le podrá dar el interés necesario, para considerarla en un momento dado una roca sello, almacén o potencialmente generadora de hidrocarburos.

Los estudios hechos por Peterson y White (1969), Kendall (1978); y Kirkland y Evans (1980), concluyen que los ambientes hipersalinos presentan una alta productividad orgánica como lo es el fitoplanctón, las algas verde-azules, algas verdes, pequeños crustáceos, etc.; donde la ecología es controlada por la salinidad y la temperatura, siendo que al aumentar estos factores decae drásticamente la solubilidad del oxígeno, presentandose condiciones anóxicas en la mayoría de las cuencas evaporíticas, lo que ocasiona un ambiente reductor y con esto la preservación de la materia orgánica; siendo el decaimiento de esta última, ocasionado por las bacterias sulfo-reductoras, las que producen ácido sulfhídrico provocando un ambiente tóxico, evitando la acción depredadora de otros organismos.

Reading (1986), en el análisis de lo investigado por diferentes autores, menciona que las rocas evaporíticas son las menos apropiadas para un modelado de facies, dando como argumento principal que son muy susceptibles a extensos cambios postdeposicionales, debido a la solubilidad de los minerales, la hidratación de

aquellos metaestables para su precipitación, y la susceptibilidad para fluir de muchas sales bajo condiciones de sepultamiento; lo cual nos da como resultado la obliteración de las características originales.

Lo mencionado en el párrafo anterior, es lo que parece suceder en la secuencia litológica del campo Nazareth, ya que existe, al parecer una diagénesis sindepositacional y otra postdeposicional, la primera inherente al ambiente evaporítico y la segunda por un proceso de dolomitización; esta última al metasomatizar a los carbonatos por el reflujo de la salmuera en estratos profundos de diferentes facies, libera calcio el cual, al reaccionar con los sulfatos formará yeso y anhídrita, lo que puede ocultar la evidencia del ciclo natural del depósito y crear un solo espesor compuesto de una unidad nodular de anhídrita; por lo que en el campo Nazareth, ha sido difícil precisar los diferentes cambios de facies que existen en sentido vertical y sólo se han dado diferencias ambientales a groso modo.

De las descripciones realizadas a las muestras de canal y núcleo de los pozos del campo Nazareth, se ha determinado que a partir de la base del KS al KI, se tiene estructuras primarias como anhídrita en nódulos, enterolítica y con enrejado de gallinero; foraminíferos bentónicos y bivalvos; y litologías que nos indican facies lagunares variando hasta la porción inferior de supramarea (laminas 1 a 4), lo que ésta enmascarado por los procesos mencionados anteriormente, impidiendo determinar los ciclos sedimentarios, efectuados por las fluctuaciones del nivel del mar.

En el KI se tiene nanoplancton, específicamente nannoconus, lo que nos indica según Astudillo (1989) una plataforma interna.

VI.3) Estructural

El comportamiento estructural, en términos generales se puede apreciar en el mapa hipsométrico de la (figura 4), en donde se observa que los grandes alineamientos vienen siendo estructuras anticlinales y sinclinales, asimétricas y recumbentes, presentando formas sigmoidales con una orientación preferencial NW-SE.

Ham (1979) describe en el área de este trabajo la presencia de fallas de trascurrencia, con una orientación E-W, las cuales según López Árriaga



Figura 4 Mapa Hipsométrico mostrando el estilo estructural en el área del campo Nazareth.

(comunicación personal 1992), son las que influyen en la formación de las estructuras, se tienen también fallas inversas de gran longitud, con dirección NW-SE, actuando en los costados de las estructuras, así como fallas normales perpendiculares a estas últimas.

El anticlinal Nazareth, estructura donde se ha perforado el campo del mismo nombre, es una forma sigmoidal, asimétrica hacia el SW con longitud de aproximadamente 70 Km y una anchura de 10 Km, presentando en el flanco NE un cierre por buzamiento normal y en el flanco SW cierre por falla inversa, siendo afectado transversalmente por varias fallas normales.

VII) METODOLOGIA:

La secuencia del trabajo, como se aprecia en el diagrama de flujo (figura 5), consta del análisis del marco geológico, enfocado principalmente a las características ambientales y condiciones de depósito, con la finalidad de seleccionar horizontes litológicos con mayor contenido de materia orgánica, posteriormente se eligieron muestras de canal y núcleo, para la gama de análisis geoquímicos, cada 25m o 50m cuando era posible, de los pozos Nazareth 1; 51-A y 101-A. Posteriormente estas muestras se acondicionaron para el estudio de pirólisis por Rock-Eval, lo que consistió en la eliminación de impurezas, lavado, secado, trituración y molido.

Al concluir el acondicionamiento, se les efectuó el estudio de pirólisis Rock-Eval; de los resultados obtenidos de esta técnica y de acuerdo a los mejores valores que se pudieron obtener de los diferentes parámetros para caracterizar las rocas madres potenciales, tomando en cuenta lo establecido por (Delsi 1991), se seleccionaron las muestras adecuadas para la extracción soxhlet, cromatografía, para la separación de la MODF y su posterior estudio óptico, con la finalidad de determinar el tipo y abundancia de materia orgánica, así como su grado de maduración (%Ro, Rb y fluorescencia).

También se estudiaron los aceites por la técnica de Cromatografía de gases-espectrometría masa (CG/EM), con la finalidad de conocer los biomarcadores que presentan estos aceites.

METODOLOGIA EN LA SECUENCIA DE ANALISIS

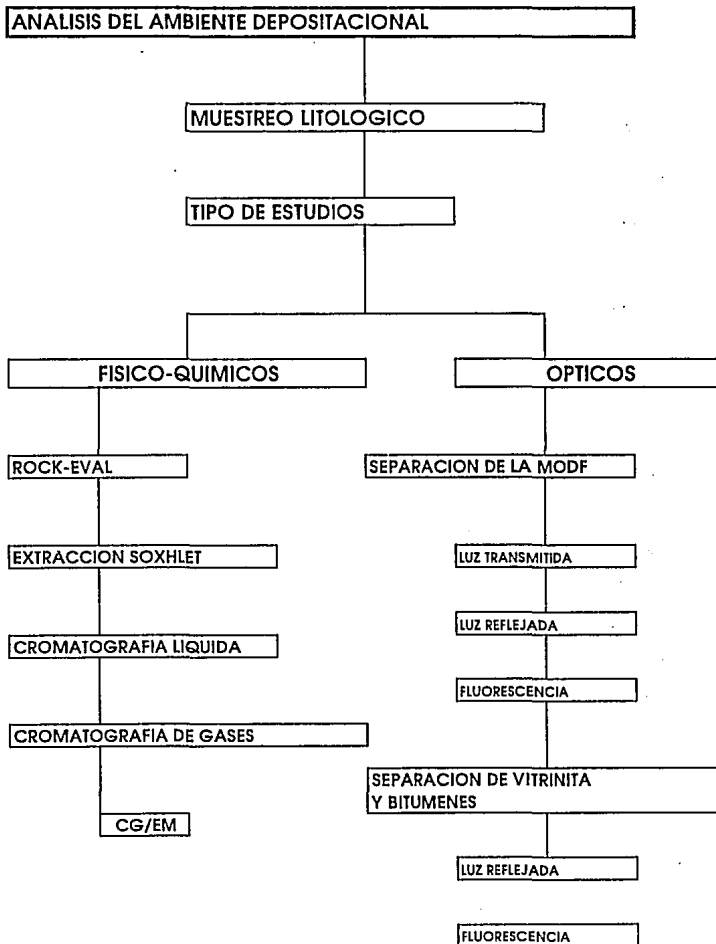


Figura 5.- Diagrama de la metodología aplicada

PARTE I

VII.1 Técnicas analíticas

VII.1.1- Pirólisis Rock-Eval

Esta técnica, permite caracterizar el tipo de materia orgánica dispersa (MOD) presente en las muestras y al mismo tiempo determinar el grado de madurez de las rocas, su potencial generador y la proporción de material oleoso presente.

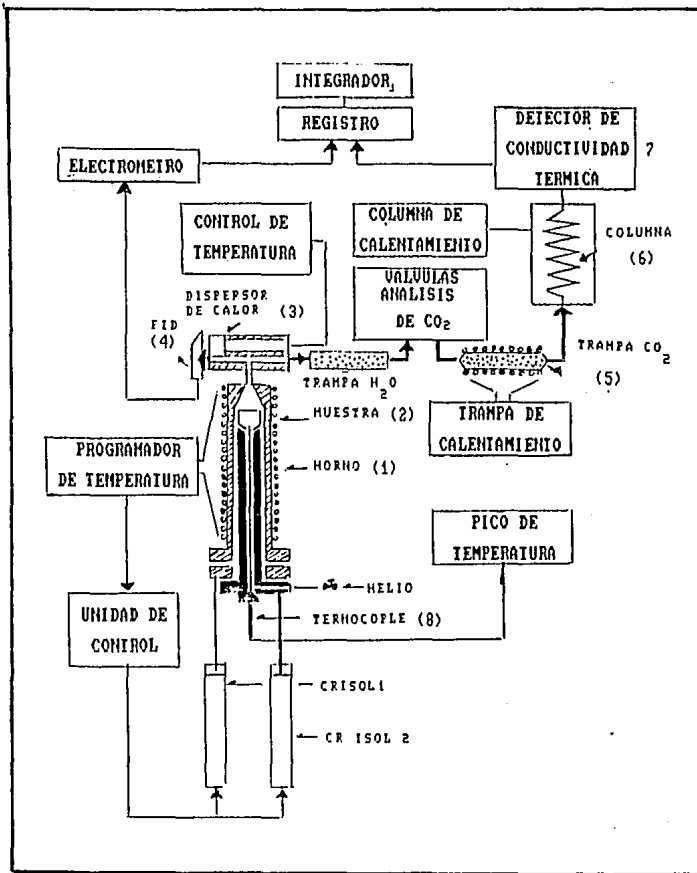
En la figura 6 se muestran los principales componentes del equipo Rock-Eval I, éstos consisten en un horno de micropirólisis (1), cuyo calentamiento es controlado por un programador de temperatura (300° a 600°C). La cantidad de muestra requerida (2), es de 100 mg., la que es calentada en una atmósfera inerte (helio), hasta los 600°C. En la parte superior del horno hay un divisor (3), calibrado de 550°C a 600°C, éste divide el flujo gaseoso de pirólisis en dos partes aproximadamente iguales:

La primera se envía hacia un detector de ionización de flama (FID) (4) para la detección de los hidrocarburos, éstos incluyen tanto en material oleoso presente, como los producidos por el rompimiento termico de la MOD (cracking).

Durante la programación de temperatura, la segunda parte del flujo gaseoso se dirige hacia una trampa de CO₂ (5). Al final de la temperatura programada la trampa de CO₂ es recalentada, para la desabsorción del bióxido de carbono, el cual es enviado a través de una columna (6) para ser cuantificado por un detector de conductividad térmica (7).

Se tiene en el equipo un termopar (8) situado al nivel de la muestra, al lado del horno, lo que hace posible conocer la temperatura máxima de pirólisis, correspondiente a la producción máxima de hidrocarburos derivada del rompimiento térmico de la MOD durante la pirólisis.

Los parámetros que maneja el Rock-Eval II con el módulo de detección de carbono orgánico total son:



ESPITALIE (1977)

Figura 6.- Esquema de los principales componentes del Rock-Eval

S1.- Este pico representa los miligramos de hidrocarburos que pueden ser destilados térmicamente a partir de un gramo de roca, dicho de otra forma son los hidrocarburos libres presentes en la muestra, ya sean nativos o migrados. Los valores de este parámetro mayores a 1000 ppm (1mg/gr roca), son indicativos de rocas con buen contenido de aceite.

S2.- Este pico representa los miligramos de hidrocarburos generados por la degradación térmica de la MOD en un gramo de roca. Es decir, este parámetro indica los hidrocarburos que potencialmente puede generar una roca, de encontrarse madura. Los valores representativos de evaluación del S2 son:

mg Hc's/gr de roca	POTENCIAL
<2.00 (2000ppm)	Pobre
2.00-5.00 (2000-5000ppm)	Moderado
>5.00 (5000ppm)	Bueno

S3.- Este pico representa los miligramos de dióxido de carbono (CO₂), proveniente del oxígeno orgánico, generado a partir de un gramo de roca por debajo de los 390°C de temperatura programada, esto es analizado por un detector de conductividad térmica.

COT.- Representa el contenido de carbono orgánico total, los valores de este parámetro están influenciados por el tipo de litología, como se ve en la siguiente tabla (Delsi 1991):

%TOC (ARCILLAS)	%TOC (CARBONATOS)	
0.00 - 0.50	0.00 - 0.12	Pobre
0.50 - 1.00	0.12 - 0.25	Débil
1.00 - 2.00	0.25 - 0.50	Buena
2.00 - 4.00	0.50 - 1.00	Muy buena
4.00 - 8.00	1.00 - 2.00	Excelente

Tmax.- Representa la temperatura máxima de pirólisis, en la que es alcanzado el punto máximo del pico S₂; este parámetro nos indica las etapas de madurez de la materia orgánica, la que puede ser correlacionada con la ventana de generación del aceite, a continuación se presentan los rangos de temperatura convencionales:

<430°-435°C	Inmadura
435°C - 465°C	Zona de aceite
>465°C	Zona de gas

Es necesario tomar en cuenta que los rangos mostrados variarán dependiendo del tipo de materia orgánica analizada; la MOD algacea marina (Kerógeno II ó IIs) es probable que presente Tmax menores a los 430°C, para estar en la zona de generación de aceite.

Relación S2/S3.- Es otro parámetro que nos permite clasificar el tipo de MODF ésto en base a los siguientes valores:

0.00 - 2.50	Tipo III, gas
2.50 - 5.00	Tipo II-III, gas/aceite
5.00 - 10.0	Tipo I o II, aceite

IP.- Se refiere al índice de producción total, dado por la relación:

$$IP = S1 / [S1 + S2]$$

lo que nos permite definir los límites de la ventana del aceite, graficando la Tmax vs IP, los valores aumentan característicamente con la profundidad, dándonos un indicador de madurez; esta graficación también nos permite visualizar efectos de migración.

III.- Es el índice de hidrógeno, el cual es un indicador de las condiciones reductoras del ambiente en que se depositó la materia orgánica; además es un parámetro auxiliar para definir el tipo de materia orgánica y la evolución térmica de esta. Se obtiene de la relación $(S2/COT) \times 100$. Los rangos de este parámetro, para poder inferir las condiciones reductoras son:

Indice	Evaluación
0-100	Débil
101-300	Moderado
301-600	Fuerte
>600	Muy fuerte

IO.- Es el índice de oxígeno, el que nos permite inferir las condiciones oxidantes de un ambiente, y nos auxilia a definir junto con el IH el tipo de materia orgánica y su evolución térmica; esta dado por la relación $(S3/COT) \times 100$. Los rangos para determinar las condiciones oxidantes de la roca son:

Índice	Evaluación
0-50	Muy débil
51-100	Débil
101-200	Moderado
201-400	Fuerte
>400	Muy fuerte

En resumen, el método Rock-Eval permite caracterizar la materia orgánica de una roca dándonos resultados acerca de los rasgos principales de las rocas madre: madurez, tipo de la MOD, potencial generador y acumulador.

La madurez puede ser evaluada por la Tmax; los diferentes tipos de MOD pueden ser evaluados mediante la relación, S2/S3, y mediante los diagramas IH-IO (tipo Van Krevelen), e IH-Tmax. Estos últimos diagramas nos permiten también tener idea acerca del grado de madurez de la materia orgánica.

VII.1.a.- Correlación Tmax-Ro

La temperatura máxima de pirólisis del Rock-Eval (Tmax), así como la reflectancia de vitrinita (Ro), son parámetros de madurez térmica. La Tmax está en función del tipo de materia orgánica y depende de la descomposición cinética de ésta; en tanto que la Ro esta sujeta a la reflectancia de los macerales de vitrinita, y a las variaciones bioquímicas de éstos.

Tomando en cuenta las variaciones de estos parámetros en la evolución térmica de los sedimentos, existe una expresión matemática para poder convertir la Tmax a su equivalencia en Ro (Humbolt company, tomado de Instrumental News 1992) esta es:

$$Ro = 0.0180 (Tmax) - 7.16$$

Epitalie (1986) realiza un estudio en diferentes tipos de materia orgánica, dando

como conclusión que el parámetro de Tmax no es confiable como un indicador de madurez para la materia orgánica de tipo algáceo, ya que su rango de evolución térmica que varía de 0.5 a 1.3 de Ro ocurre en un lapso muy corto.

Con base en lo expuesto por este investigador se deben de tomar precauciones al trabajar con MOD de tipo algáceo e intentar hacer conversiones indirectas a otros parámetros de madurez, basándose en la Tmax.

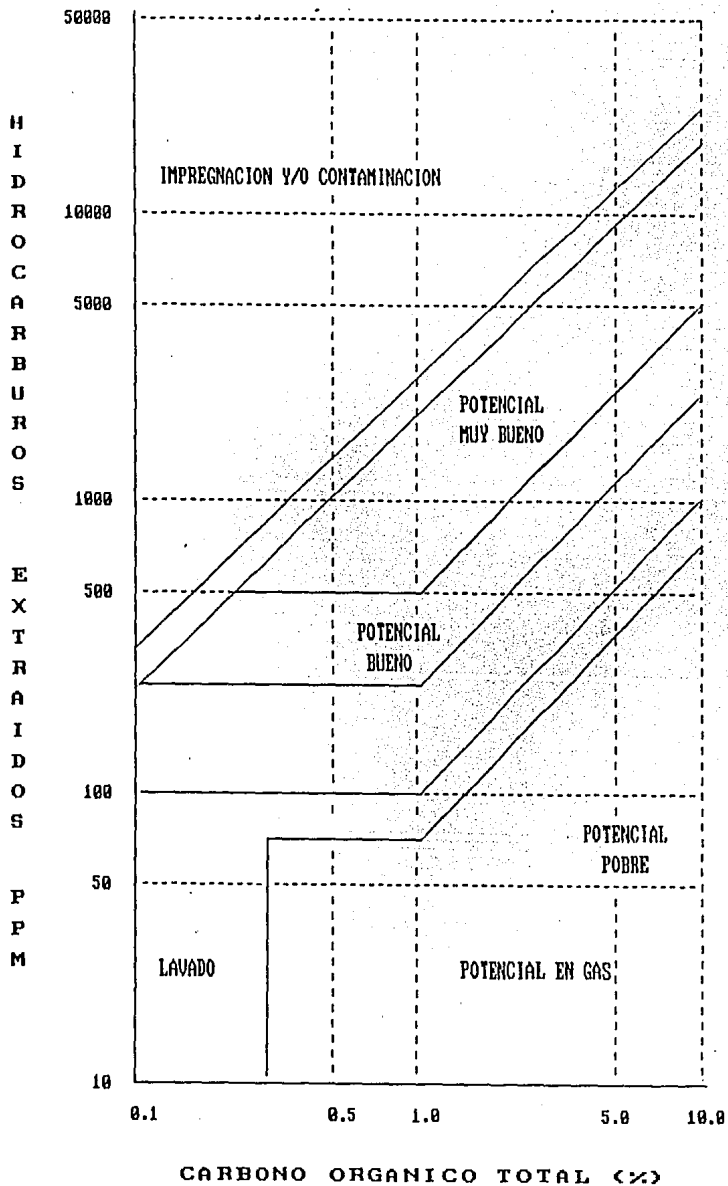
VII.1.2.- Extracción soxhlet

La extracción soxhlet es una técnica mediante la cual se obtienen los hidrocarburos libres (S1) de las rocas.

Las muestras que se someten a extracción son molidas y pesadas, para posteriormente colocarlas en cartuchos cilíndricos de papel filtro, empacándose con fibra de vidrio, los cartuchos se colocan en un dispositivo soxhlet, el que sirve como tapa de un matraz lleno de cloroformo y con 10 gr. de cobre, para fijar el azufre; todo esto se coloca sobre una parrilla que se calienta a temperaturas entre 40 a 50°C, con la finalidad de que el cloroformo ebulle y circule a través de la tapa soxhlet, y de esta forma se produzca la extracción de los hidrocarburos libres contenidos en la muestra litológica; posteriormente el cloroformo que contiene el extracto es pasado a un rotovapor, con la finalidad de eliminar el cloroformo y obtener solo el extracto; estos hidrocarburos extraídos después se cuantifican en miligramos, o en partes por millón, y se les efectúa la cromatografía líquida, para separarlos en sus diferentes fracciones de saturados, aromáticos y productos pesados.

Nixon (1973) propone los siguientes valores para los extractos, con la finalidad de poder evaluar el potencial generador:

Concentración del extracto	Potencial
0-200 ppm	Pobre
200-500 ppm	Marginal
500-1000 ppm	Adecuado
Más de 1000 ppm	Rico



TOMADO DE CENPES

CARBONO ORGANICO TOTAL (%)

Fig. 7 Potencial generador con base al extracto de H.O.

Otra forma de evaluar el potencial generador de la roca, es mediante la graficación del COT contra la fracción de saturados del extracto (figura 7).

VII.1.3.- Cromatografía

La cromatografía fué introducida por primera vez por Miguel Tsweet en 1906, quien efectuó la separación de una mezcla de pigmentos de plantas mediante éter de petróleo, a través de una columna, obteniendo una serie de bandas horizontales de diferentes colores, lo cual demostró la existencia de una separación a lo largo de la columna.

Toda cromatografía tiene como finalidad la separación de una mezcla en sus constituyentes individuales, esta separación se logra mediante la distribución de los constituyentes de la mezcla entre dos fases, una fija, llamada estacionaria, y otra móvil; la separación se lleva a cabo por la diferencia de polaridad de los diferentes constituyentes, este término se refiere a la adsorción del compuesto en la fase estacionaria, mientras mayor polaridad mas retención, mientras menor sea la polaridad podrán desplazarse más fácilmente en la fase móvil.

Existen varias técnicas para efectuar las cromatografías simples; éstas son en papel, en placa y en columna. Para la elaboración del presente análisis se utilizó la cromatografía en columna, mediante la cual se hicieron las separaciones de los hidrocarburos en fracciones de saturados, aromáticos y productos pesados; las dos primeras fracciones se estudiaron posteriormente por la cromatografía instrumental de gases. Estas técnicas se detallarán a continuación.

VII.1.3.1.- Cromatografía en columna

La secuencia de la cromatografía en columna se documentó en el procedimiento seguido por el Instituto Mexicano del Petróleo, el cual fue adoptado del Instituto Francés del Petróleo, y se aplicó de acuerdo a las condiciones de trabajo en México.

Esta técnica nos ayuda a separar los hidrocarburos en sus diferentes fracciones como son: los saturados, aromáticos y productos pesados o polares; de acuerdo a los porcentajes en que se presenta cada fracción nos podremos formar una idea del grado de evolución térmica del extracto de roca y/o aceite en estudio, además con la

caracterización de estas fracciones podrán efectuarse correlaciones aceite-roca y aceite-aceite. Los pasos a seguir en esta cromatografía son los siguientes:

1) Se activa la alúmina y la sílica gel, que servirán como fase estacionaria, calentándolas en un horno a 140°C, durante cuatro horas por lo menos, en el IMP permanecen constantemente en un horno.

2) Ya activada la fase estacionaria, esta se empaca con un vibrador en una columna de vidrio, a la que se le ha puesto un tapón de fibra de vidrio en la parte inferior con la finalidad de evitar la salida de la fase estacionaria de la columna, constituida por 2/3 de sílica gel y 1/3 de alúmina.

3) Al tener preparada la columna a esta se le agrega en la parte superior el material por separar, ya sea el extracto de la roca o el aceite del yacimiento, este último previamente separado.

4) Posteriormente se vierte la fase móvil, constituida primeramente por n-heptano, para poder separar la fracción de saturados, los que se recibirán en un matraz a la salida de la columna; el n-heptano se deja de añadir cuando se detecta mediante la fluorescencia el inicio de la fracción aromática.

5) Al detectarse la fracción aromática se agrega como fase móvil una mezcla de 2/3 de n-heptano y 1/3 de benceno, esto permitirá el transporte hacia un matraz de esta fracción, en esta etapa se diferenciará en la parte superior un residuo de color café, lo que representa los productos pesados.

6) Al finalizar la recuperación de la fracción aromática, se agrega como fase móvil 50% de metanol y 50% de benceno hasta que la columna queda incolora, indicándonos que los productos pesados han sido recuperados en su matraz correspondiente, finalmente se agrega eter etílico, para tener la seguridad de que la totalidad de productos pesados ha sido eluida.

7) Cuando se tiene la separación de las diferentes fracciones, estas se pasan a un rotovapor, con la finalidad de eliminar el exceso de solventes, posteriormente dichas fracciones son pesadas para conocer su porcentaje dentro del extracto y/o aceite estudiado.

8) Finalmente estas fracciones se colocan en frascos de vidrio, debidamente rotulados y cerrados, los cuales pasarán a estudios posteriores.

Relaciones de madurez

La relación de las cantidades porcentuales existentes entre las diferentes fracciones: saturados, aromáticos y productos pesados; nos darán una idea del grado de madurez de los aceites y extractos estudiados, esto mediante las siguientes relaciones:

Aromáticos/Saturados: De acuerdo a la recopilación de los indicadores de madurez hecha por Heroux (1979), si se presentan en el aceite cantidades importantes de la fracción de saturados, el valor de la relación será menor a la unidad, ésto nos indica una alta evolución conforme disminuye dicho valor, por el contrario la predominancia de la fracción de aromáticos nos indicará un índice de inmadurez, dandonos valores de la relación mayores a la unidad; es importante recalcar que las interpretaciones de madurez basados en estos parámetros pueden ser en ocasiones enmascaradas por características propias de la muestra.

Arómaticos+Saturados/Extracto orgánico: Esta relación y específicamente la de Saturados/E.O. tienden a aumentar conforme crece la madurez.

Extracto orgánico/Carbono orgánico total: Esta relación nos permite evaluar el potencial generador de una roca, la cual va a ser pobre en rocas inmaduras; el valor de la relación aumentará de acuerdo al potencial generador, lo que nos indica el aumento del rompimiento termico, el valor disminuirá cuando la materia orgánica alcance la etapa de gasificación.

Menor a 0.03 escasa generación, de 0.03 a 0.12 roca generadora, mayor a 0.12 roca sobresaturada (comunicación personal Ing. Carlos Bertrand 1994, de acuerdo a Philippi, 1957).

VII.1.3.2.- Cromatografía en fase de vapor

Esta técnica se emplea para el análisis y separación de mezclas gaseosas, así como para líquidos volátiles y sólidos que se puedan pasar al estado gaseoso.

Para el análisis, en el IMP, se utiliza un cromatógrafo HP-8040 con temperatura programable; este equipo esencialmente se compone de un puerto de inyección; una columna de separación, la cual está empacada con fenil silicón (OV-17), y está colocada en un horno con termostato; un detector de ionización de flama; un detector fotométrico de flama, y un graficador, en la figura 8 se esquematiza la función del cromatógrafo.

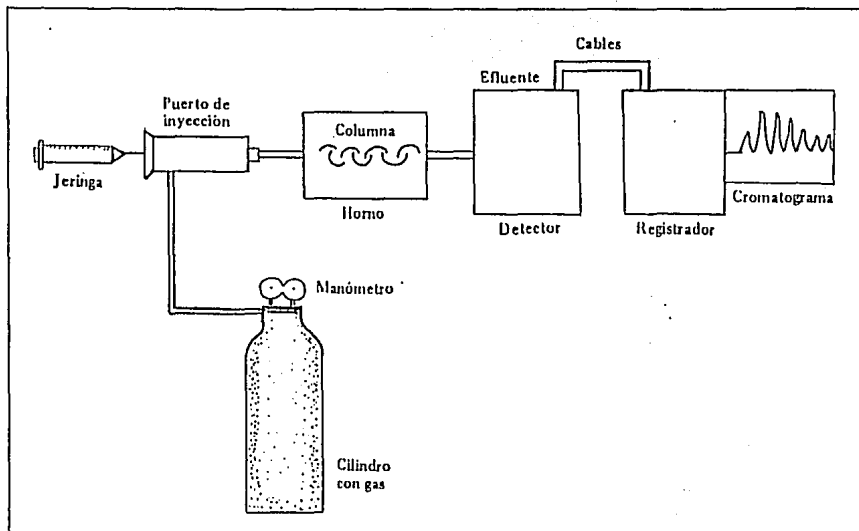
Al iniciar el estudio se introduce en el puerto de inyección un microlitro de la mezcla a analizar, ya sea aceite o extracto de la roca, este se incorpora en el flujo de corriente de un gas inerte, en este caso nitrógeno, que posteriormente pasa por la columna en donde se efectúa la separación cromatográfica; esta separación se realiza debido al empaque empleado, el cual retendrá los diferentes compuestos dentro de la columna un tiempo específico de acuerdo a la naturaleza de los mismos; debido a esto los componentes son separados individualmente.

Los diferentes compuestos separados en la columna pasan a través de un detector de ionización de flama, dicho detector es un dispositivo de tal naturaleza que cuando un compuesto llevado por el gas acarreador pasan por él, se produce una señal eléctrica, la que se registra en un graficador.

La gráfica que se obtiene presenta en el eje de las X una escala de tiempo y en el de las Y la concentración del compuesto, a esta gráfica se le llama cromatograma (fig. 9). El cromatograma nos proporciona el tiempo de retención, o sea el tiempo transcurrido desde que se inyectó la muestra hasta que aparece la señal en la gráfica, mediante este es posible identificar los diferentes compuestos de los extractos y/o aceites; además el área bajo cada pico del cromatograma es directamente proporcional a la concentración de la sustancia que origina esta característica, y es la que se aprovecha para efectuar los análisis cuantitativos.

Los resultados obtenidos de los cromatogramas nos ayudarán a efectuar diferentes relaciones entre los compuestos para poder determinar el grado de madurez, el grado de oxidación-reducción del ambiente de depósito, así como el tipo de materia orgánica predecesora del hidrocarburo; algunas de las relaciones se mencionarán a continuación:

I.P.C. (Índice de preferencia del carbono): Este es un parámetro geoquímico, calculado inicialmente por Bray y Evans (1961), en donde se emplea la relación de



JOSEPH-NATHAN (1975)

Figura 8.- Esquema de la secuencia de trabajo en un cromatógrafo de fase de vapor.

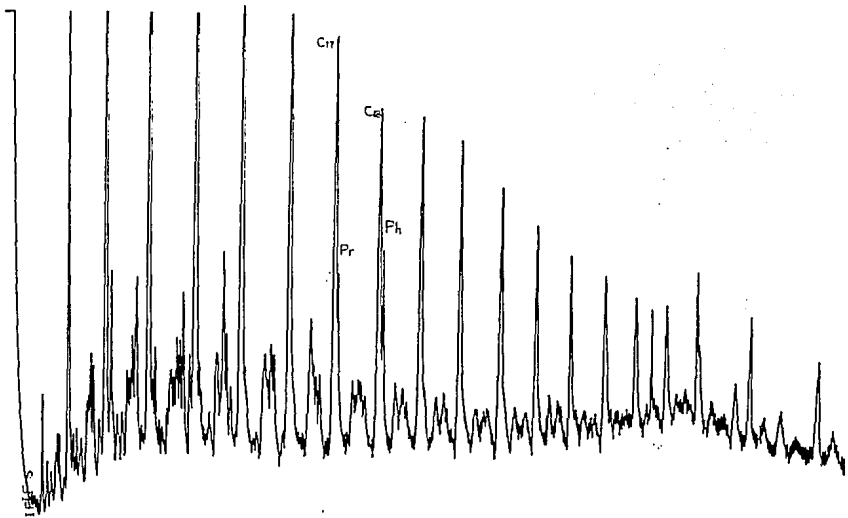


Figura 9.- Representación gráfica del análisis por cromatografía en fase de vapor.

las parafinas con átomos de carbono impar entre las de átomos de carbono par, esta relación puede utilizar carbonos menores, de acuerdo a la respuesta del cromatograma de los extractos y/o aceites:

$$\text{CPI} = 1/2 \left\{ \frac{\text{C25 a C33}}{\text{C26 a C34}} + \frac{\text{C25 a C33}}{\text{C24 a C32}} \right\}$$

De acuerdo a varios autores, se ha observado que si esta relación es menor de 1.3, nos indica que el aceite es maduro, pero si la relación es mayor a este valor, quiere decir que el aceite presenta un grado de inmadurez.

Relación de isoprenoides/N-alcános: Las investigaciones acerca de este parámetro han servido para orientar acerca del grado de evolución de los aceites; las relaciones más utilizadas son Pristano/n-C17 y Fitano/n-C18.

El autor considera que para comprender el porque de estas relaciones es necesario saber que un isoprenoide es un hidrocarburo formado por la unidad básica llamada isopreno, la cual esta formada por cinco átomos de carbono, con una ramificación en el segundo átomo de carbono, por lo que se puede considerar dentro de las iso-parafinas; los isoprenoides son el puente de unión entre el petróleo y su fuente de origen, por lo que al presentarse una abundancia de estos nos indicaría poca evolución del petróleo.

Por otra parte las parafinas normales, son hidrocarburos saturados lineales, los que al presentarse en grandes proporciones nos indicarán una buena evolución del aceite.

Con lo expuesto en los párrafos anteriores es lógico que si la relación entre isoprenoides y n-alcános es menor a la unidad estaremos hablando de aceites evolucionados, aumentando esta conforme disminuye el valor, y viceversa.

Pristano/Fitano: Esta relación nos ayuda a inferir las condiciones de oxidoreducción del ambiente de depósito, así como la naturaleza de la materia orgánica original, y en cierta forma el grado de evolución de los hidrocarburos.

Ambos isoprenoides provienen del fitol, constituyente de la clorofila de las plantas, siendo el pristano un producto de la oxidación de éste, y el fitano de su reducción;

por lo que al predominar el pristano la relación Pr/Fi será mayor a la unidad, lo que nos indicará un ambiente oxidante, por el contrario si la relación es menor a la unidad nos indicará una predominancia del fitano, infiriendo un ambiente reductor. Mello (1988) considera que el fitano proviene de lípidos de archaeobacterias, ésto se mencionará más adelante al hablar de biomarcadores.

Por las observaciones efectuadas por Welte et al., Waples et al. (1975), se ha visto que el predominio del fitano sobre el pristano, aunado a la abundancia de parafinas pares sobre las impares, nos indican condiciones marinas. También cuando la relación Pr/Fi está equilibrada o es menor a la unidad indica madurez de la muestra.

VII.1.4 Biomarcadores

El estudio de los biomarcadores se inició en 1934 cuando Alfred Trebis demostró la similitud que existía entre la clorofila y las porfirinas de los aceites, con lo que se ratificó el origen orgánico de los crudos; los biomarcadores son compuestos orgánicos que se encuentran tanto en los aceites, bitúmenes, materia orgánica original y sedimentos, siendo su principal característica la conservación de su estructura molécula de carbonos. Con base a estas observaciones Englton y Calvin en los 60's sugirieron que ciertos compuestos sólo se depositan en ambientes específicos, éstos pierden sólo algunos grupos funcionales por la diagénesis y la maduración, pero como ya se mencionó mantienen su estructura principal intacta, por lo que la relación producto-precursor puede identificarse. Es de importancia mencionar que los biomarcadores funcionan principalmente dentro de las etapas de diagénesis tardía y catagénesis temprana.

Para la determinación de los biomarcadores se utilizan métodos analíticos como lo es la cromatografía de gases y el uso combinado y computarizado de la cromatografía de gases /espectrometría de masas (CG/EM), antes de éste análisis el extracto es separado de la muestra litológica y analizada por medio de cromatografía líquida, posteriormente la computadora construye una gráfica de la intensidad de los iones contra el tiempo de retención del cromatógrafo de gas, permitiendo que los isómeros y la distribución del número de carbonos sea convenientemente evaluado, si se desea conocer a detalle la gráfica individual de un ión se desarrolla un fragmentograma de masa.

Mackenzie (1984) sugiere que para comprender mejor a los biomarcadores hay que conocer su estereoquímica, esto se refiere a su estructura tridimensional, que es altamente específica y si se puede determinar en la geósfera entonces se podrá evaluar su correlación con un precursor natural.

Cuando un átomo de carbono saturado pertenece a una cadena lineal, puede presentar dos tipos de configuración las que se denominan R (destrógira) y S (levógira), éstas se refieren con respecto a un centro quiral; R donde el sustituyente de menor prioridad en masa, está alineado hacia arriba desde el punto de vista del observador, los tres grupos remanentes tienen un decaimiento menor de masa en dirección de las manecillas del reloj; análogamente la configuración S tiene una disminución de los tres grupos remanentes al contrario de las manecillas del reloj, figura 10.

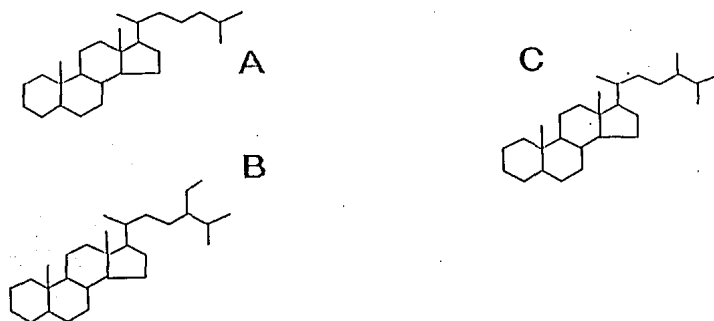


Figura 10 Configuración estereoquímica de compuestos acíclicos A) tipo R y B) tipo S. C) configuración estereoquímica en compuestos cíclicos α en línea punteada y β en línea negra. Mackenzie (1984), (Peters y Moldowan 1993).

Si el centro quiral es parte de un sistema anillado las configuraciones se describen como α , cuando la unión quiral apunta hacia adentro de la página; y como β cuando la unión quiral apunta hacia afuera del plano, figura 10.

Es importante mencionar en qué consiste la isomerización, ya que éste es un

proceso, como posteriormente veremos que nos indicará grado de madurez térmica; la isomerización de centros quirales, de esqueletos estructuralmente específicos, se produce por maduración en la geósfera, ésta ocurre debido a que el hidrógeno es removido de dichos centros por el aumento de temperatura; para los alcanos acíclicos las configuraciones R y S presentan una estabilidad similar, en cambio para los centros quirales de los alcanos cíclicos, las configuraciones α y β presentan estabilidades térmicas diferentes, ya que los organismos eligen para sintetizar las formas menos estables de los productos precursores naturales. Otra forma de isomerización es el rearreglo.

Los biomarcadores en sentido estricto incluyen a los n-alcanos, isoprenoides, diterpanos, sesquiterpanos, porfirinas, esteranos y terpanos.

Biomarcadores acíclicos

N-alcanos

Los n-alcanos, son hidrocarburos saturados de cadenas lineales representados por la fórmula general C_nH_{2n+2} , tienen enlaces sencillos hidrógeno-carbono y carbono-carbono; provienen de plantas terrestres, de organismos pelágicos y bentónicos, como son el fitoplancton y las bacterias. La distribución de los n-alcanos refleja el tipo de materia orgánica sedimentaria, ya que la preferencia en el número de carbonos impares en alcanos con alto peso molecular (C25-C35) indica aporte de material de tipo terrestre y acuático; en cambio la predominancia de carbonos pares entre C12 a C20 indica aporte de fitoplancton, y entre C15 a C17 aporte de bacterias, ambos en un ambiente marino o hipersalino.

Madurez.- Los alcanos pueden utilizarse como parámetro de madurez, mediante el CPI (índice de preferencia de carbono) propuesto por Bray y Evans (1961), este parámetro se basa en la modificación progresiva de la distribución del número de carbonos de los n-alcanos, su cálculo se efectúa mediante la relación de las parafinas de átomos de carbono impar y las parafinas de átomos de carbono par; cuando el CPI presenta valores mayores a 1.13 indican secuencias inmaduras, de 0.92 a 1.13 indican zonas maduras, y menores a 0.92 zonas sobremaduras, esto nos indica que el CPI disminuye conforme la madurez aumenta.

Existen procesos secundarios que pueden afectar el comportamiento de este parámetro como lo son; la biodegradación, la migración, el intemperismo y el lavado de aguas meteóricas.

Isoprenoides acíclicos

Los isoprenoides son compuestos provenientes de la materia orgánica original, comprenden los alcanos ramificados, contruidos a base de esqueletos de isopreno C5, los más utilizados como biomarcadores son:

Isoprenoides de cadenas cortas.- Estos son asociados principalmente a compuestos de 15 a 25 carbonos, siendo los más empleados el Pristano (C19) y el Fitano (C20); su origen, así como la relación que guardan ya se describió en el capítulo de cromatografía en fase de vapor, por lo que no se mencionará aquí.

Mello (1988) da como respuesta a la predominancia de estos valores en la relación Pr/Ph, a que los organismos fotosintéticos y metanógenos que se desarrollan en agua dulce son los precursores del Pristano, por lo que el valor de la relación es mayor a 1, en cambio los lípidos de archaebacterias, presentes en ambientes salinos, son los precursores del Fitano, lo que explicaría su dominancia en ambientes marinos, dando valores en la relación menores a 1.

Ten Haven (1987) menciona que las bacterias halófilicas de ambientes hipersalinos provocan una disminución en la relación Pr/Fi, dando valores menores a 0.5.

Madurez.- La configuración de los isoprenoides C19 y C20, en sedimentos inmaduros presentarían una configuración estereoquímica 6R, 10S, la cual es la que tiene su precursor, que es el Phytol; conforme aumenta la madurez, éstos sufren una isomerización en sus centros quirales hasta alcanzar un equilibrio en su estereoquímica, el cual va de 0 a 50% conforme aumenta la madurez.

Isoprenoides de cadenas largas.- Los más utilizados son el C25 y C30, los cuales se piensa son de origen bacteriano e indican condiciones hipersalinas, por lo cual se usan como indicadores de fuentes de aporte.

Biomarcadores cíclicos

β -Caroteno

Esta sustancia es un tetraterpeno, compuesta de un esqueleto de 40 átomos de carbono, proviene del pigmento de las plantas, tanto continentales, lacustres y algas marinas; en observaciones realizadas en diferentes partes del mundo se ha concluido que su presencia en abundancia relativa indica ambientes marinos carbonatados e hipersalinos.

Terpanos

Los terpanos se pueden dividir en tres grupos principales, los cuales son terpanos tricíclicos, terpanos tetracíclicos y los más estudiados los terpanos pentacíclicos (Triterpanos) figura 11. Los dos primeros grupos según Moldowan (1985) son derivados de las paredes lípidas de las bacterias; pero Mello (1988) menciona que solo el primero es de origen bacteriano, y los terpanos tetracíclicos podrían provenir de organismos terrestres, sin embargo no descarta un posible origen bacteriano; la importancia de estos grupos de acuerdo a Mello estriba en su abundancia más que en su sola presencia. Clark y Philp (1989) indican que los terpanos tricíclicos (C19 a C28) y los tetracíclicos C24, son indicadores de ambientes evaporítico - carbonatado.

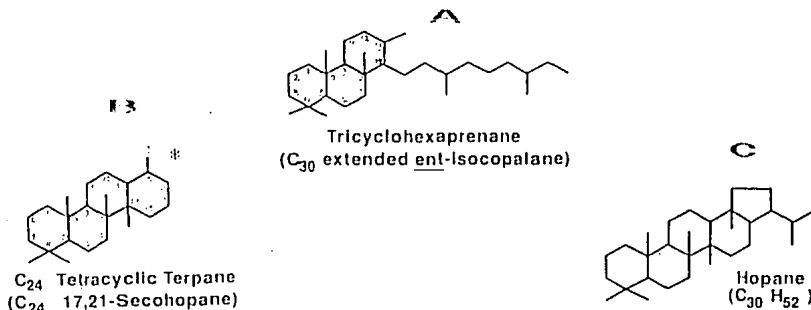


Figura 11 Esqueletos básicos de las estructuras de Terpanos A) Tricíclicos, B) Tetracíclicos y C) Pentacíclicos (Triterpanos) (Peters y Moldowan 1993).

Madurez.- Los terpanos tricíclicos son más estables que los pentacíclicos, por lo que existe un aumento en esta relación de acuerdo a los niveles de madurez. Más específicamente la relación entre terpanos tricíclicos C21 a C23, indica que una abundancia de C21 se presenta a niveles mayores de madurez que los C23; ésto se basa en la generación preferencial de componentes C21 a partir de la funcionalización de los componentes de la fracción polar y el kerógeno durante la diagénesis.

Como ya se mencionó los terpanos pentacíclicos (triterpanos) han sido más investigados, por lo que se tiene mayor información de éstos y se tratarán con más detalle.

Terpanos pentacíclicos (Triterpanos)

Estos reflejan principalmente las condiciones en las cuales se desarrollo la materia orgánica fotosintética y su estudio se realiza principalmente en el fragmentograma m/z 191. Para describir las subdivisiones de este grupo se consultaron los trabajos de Mello (1988); Mackenzie (1982, 1984); Moldowan (1985); Wapples (1990).

Hopanos

Son los más comunes y mejor estudiados, se presentan entre C27 a C35, sin incluir el C28, siendo su distribución muy similar en los extractos como en los aceites, (figura 12); la importancia de estos compuestos es su abundancia más que el patrón de distribución, la presencia de los hopanos C35 $\alpha\beta$ en mayor cantidad que su homólogo C34 indica ambientes marinos e hipersalinos. Mackenzie (1984) menciona que los hopanos son una especie de hopanoides, siendo el precursor de éste último el tetrol el cual se ha podido aislar de varias bacterias.

La baja concentración de hopanos en ambientes de agua dulce, con respecto a los marinos e hipersalinos, indica un bajo aporte de bacterias, esto es lógico, ya que sólo algunas especies de éstas se adaptan a las altas salinidades, produciendo de esta forma el aporte de lípidos en la materia orgánica sedimentaria.

Madurez.- La madurez en los hopanos ésta representada en sus cambios configuracionales debidos a la isomerización; en los hopanos acíclicos C31 a C35, en su C-22 en 17a(H), 21b(h), se tiende a perder su configuración 22R y aumenta la

22S, donde el valor máximo (50-60%) se alcanza después del pico de generación del aceite; cuando la relación 22S/22R es menor a 1 no se ha alcanzado la generación; entre 1.0 a 1.2 se esta en la ventana de generación; con valores más altos a 1.3 se ha sobrepasado ésta.

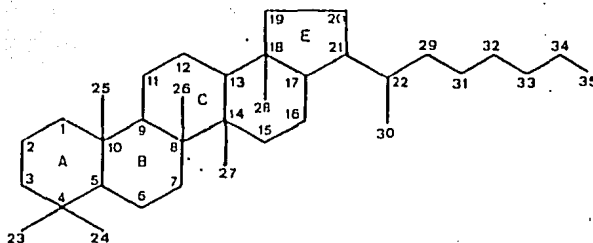


Figura 12 Estructura del Hopano (Peters y Moldovan 1993).

La isomerización configuracional en centros quirales en un sistema cíclico, se presenta en los hopanos C29 o mayores, en sus C-17 y C-21; se sabe que los hopanoides son biosintetizados con una estereoquímica 17b(H),21b(H), pero conforme la madurez aumenta se tienen las siguientes configuraciones 17b(H),21a(H), y por último 17α(H),21β(H).

Triterpanos trisnorpentacíclicos

Estos son principalmente el C27 17α(H)-trisnorhopano (Tm), el cual se piensa representa la estructura biológica, y el C27 18α(H) trisnorneopano (Ts), que es generado a partir de procesos termales o diagenéticos, éste los convierte en indicadores de madurez térmica; dichos triterpanos además pueden ser indicadores de ambiente de depósito según Mello (1988), basandose en la relación Ts/Tm, cuando ésta es menor a 1 señala condiciones marinas y de lagos salados.

Madurez.- El Ts es más resistente a esfuerzos térmicos que el Tm, por lo que generalmente los valores de la relación Ts/Tm mayores a 1 indica la estancia en la ventana del petróleo.

Triterpanos No-Hopanoides

a) Gammacerano

El gammacerano (Figura 13) presenta una estructura pentacíclica igual que los hopanos, pero la diferencia es que en su último anillo presenta seis carbonos en lugar de cinco que presenta el hopano. Waples (1990); Mackenzie (1985), mencionan que el organismo precursor es un protozooario no marino, el cual presenta un compuesto llamado tetrahimanol; Mello (1988) piensa que también podrían provenir de las bacterias. Estos autores concuerdan que los índices altos de gammaceranos indican salinidades inusuales o períodos hipersalinos durante el depósito, lo cual se ha confirmado por la detección de este compuesto en ambientes hipersalinos y carbonatados; pero su ausencia no indica baja salinidad necesariamente (Bertrand, comunicación personal).

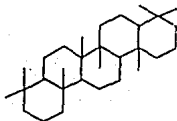


Fig. 13 Estructura del gammacerano (Peters y Moldowan, 1993)

b) 18 α (H)-oleanano

También es un terpano pentacíclico, se piensa que su precursor son las plantas superiores que tienen oleanenos, principalmente las angiospermas; éste compuesto se puede considerar como un indicador de plantas terrestres, así como de edad Cretácico tardío/Terciario.

Esteranos

Los esteranos se piensa provienen de esteroides pertenecientes a invertebrados, plantas superiores y algas marinas; Mackenzie et al (1982) menciona que el esteroide es transformado inicialmente por la actividad microbiana y

después por cambios fisicoquímicos, en hidrocarburos saturados y aromáticos termodinámicamente más estables, dentro de sedimentos y petróleos. Las etapas en esta transformación resultan de una compleja trama de biogénesis, diagénesis y catagénesis, dando finalmente los geolípidos, los cuales preservarán las impresiones de su precursor en su estructura a través de millones de años.

Waples et al (1990) menciona que los precursores de los esteranos contienen átomos 27, 28, 29 y 30 de carbono, lo que nos da cuatro esteranos regulares durante la diagénesis, los C27-C29 son: colestano, ergostano, sitostano respectivamente. Los compuestos C27 y C28 se encuentran en el plancton marino; los C27 y C29 dominan las plantas terrestres y animales; algunos autores mencionan que el C27 es un indicador de planctónicos, y el C29 de plantas terrestres pero también se ha llegado a reportar en algas, y el C30 se toma como indicador de ambiente marino.

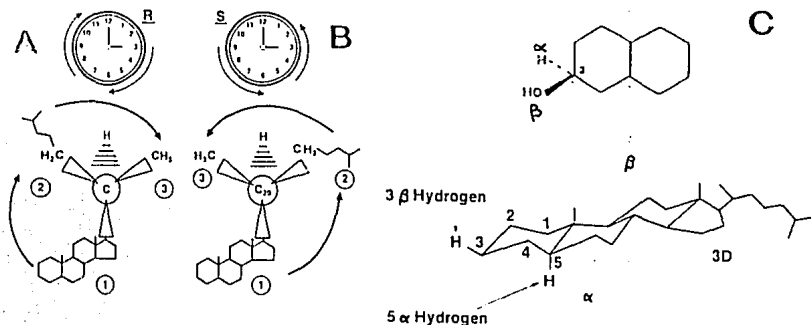


Figura 14 Estructuras químicas de los ESTERANOS A) Colestano, B) Ergostano, C) Sitostano. (Peters Moldowan 1993).

Los diasteranos son procedentes del reordenamiento configuracional de los esteranos regulares, y es muy posible que se desarrollen durante la diagénesis y la catagénesis. Mello (1988) menciona que su abundancia es marcada en ambientes arcillosos como deltas, lagos y mar abierto.

Existen diasteranos funcionalizados como lo son el 4-metilesterano, el cual nos indica un ambiente marino, ya que su precursor son los dinoflagelados.

También dentro de los esteranos existen compuestos aromáticos, se presentan

como antraesteroides de anillo B, esteroides monoaromáticos de anillo A, y de anillo C y esteroides triaromáticos.

Madurez.- Los esteranos se utilizan ampliamente como indicadores de madurez, esto basado en la isomerización configuracional que presentan tanto en la parte acíclica y cíclica. Para el sistema lineal se toma en cuenta la proporción de las formas epiméricas 20R y 20S, expresándose como $20S/(20S+20R)$, con el incremento de la madurez la proporción de 20S aumenta y la 20R disminuye, hasta alcanzar un equilibrio, en donde 20S tiene el 55% y 20R un 45% aproximadamente.

En la parte cíclica del esterano se toma en cuenta la isomerización de la configuración de los componentes con 29 átomos de carbono principalmente en el C-5, C-14 y C-17, en donde conforme va en aumento la madurez iniciamos con configuraciones $\beta\beta\alpha$ y $\alpha\alpha\alpha$, y finalizamos con una más estable que es $\alpha\beta\beta$.

Otro parámetro de madurez es la aromatización de los esteroides, esta inicia con la presencia de compuestos monoaromáticos de anillo C en sedimentos inmaduros, aromatizándose conforme aumenta la madurez hasta presentarse como compuestos triaromáticos de anillos ABC, éstos últimos aumentan su concentración entre los 80 y 100°C (Mackenzie, 1984).

VI.2 Técnicas analíticas ópticas

En el Coloquio Internacional de Petrografía de la materia orgánica de los sedimentos, Relaciones con la paleotemperatura y el potencial petrolero, efectuado en París Francia en 1973, siendo presidente Boris Alpern de la Comisión Internacional de la Materia Orgánica de los Sedimentos, se acuerdo denominar a la materia orgánica incluida en los sedimentos como MOD (materia orgánica dispersa). Por lo que a dicha asociación, se le puede nombrar Comisión de la MOD. Para fines petroleros, la materia orgánica que nos interesa es la que se encuentra en estado fósil y no la reciente, por lo que la deberíamos llamar materia orgánica dispersa fósil (MODF), Pérez Ortiz 1992 comunicación personal. El ICCP (Comité Internacional de Petrografía del Carbón), para estudiar el kerógeno lo divide en dos grandes grupos, éstos son:

1) **Materia orgánica concentrada (MOC)** ésta es la materia orgánica que se encuentra más estructurada, por lo consiguiente es la que presenta menos cantidad de enlaces con el hidrógeno, lo que es característico de los carbones y materiales bituminosos. Este tipo de materia orgánica es importante desde el punto de vista del carbón.

2) **Materia orgánica dispersa (MOD)** es la materia orgánica menos estructurada, la que presenta la mayor cantidad de enlaces con el hidrógeno, en una relación con el carbono de 4:1 o 3:1, dando el grupo de las parafinas.

De estos dos grupos el más importante para el ámbito petrolero es el de la materia orgánica dispersa fósil (MODF), por su riqueza en hidrógeno, ya que como exploradores petroleros debemos de estudiar y buscar las relaciones óptimas de hidrógeno y carbono en la materia orgánica que nos puedan originar hidrocarburos (Pérez Ortiz op cit.).

A los bitúmenes se les define como la fracción órgano-fósil resinosa soluble en solventes orgánicos convencionales; pero es de gran importancia tomar en cuenta que existen bitúmenes sólidos que solo se podrán disociar con solventes de polaridades muy altas, los cuales no son comunes en los laboratorios; estos compuestos son de gran importancia ya que se les pueden realizar estudios de reflectancia, lo que nos ayudaría a la calibración térmica de una secuencia o cuenca sedimentaria, con fines petroleros (Pérez Ortiz op cit.).

VI.2.1.- Separación de la materia orgánica fósil (MODF) de tipo algáceo de la matriz mineral

Esta técnica, es utilizada para eliminar la matriz mineral de la muestra y poder obtener la materia orgánica dispersa la que posteriormente se estudia por métodos ópticos. La separación se efectuó de la siguiente manera:

1) En vasos de precipitado de 400 ml (de plástico) se vaciaron 20 gr. de muestra, la cuál se trituró previamente en fragmentos de aproximadamente 2 mm, cuando fué necesario; rotulando sus datos correspondientes.

2) Se agregó lentamente ácido clorhídrico al 20%, agitando frecuentemente para que se efectuara la digestión de los carbonatos, esto durante toda una noche, aunque con dos horas y media hubiera sido suficiente.

3) Se decanta el ácido clorhídrico usado, y se lava la muestra con agua bidestilada dos a tres veces, o hasta que se elimine el ácido y los cloruros, dejando sedimentar el residuo en cada lavada.

4) Se agrega ácido fluorhídrico al 70%, agitando constantemente, para eliminar todos los silicatos, éste se deja actuar durante veinticuatro horas.

5) Se decanta el ácido, y se lava la muestra con agua bidestilada en varias ocasiones hasta eliminar la acidez, los fluoruros y fluorosilicatos, dejando sedimentar el residuo en cada lavada.

6) La muestra se decanta y pasa a tubos de ensaye de polietileno, para centrifugarla a 2500 rpm durante 10 minutos.

7) Se llena el tubo de ensaye con ácido clorhídrico al 10%, para eliminar los carbonatos residuales, dejándose reposar durante una hora.

8) Se lava la muestra con agua bidestilada, centrifugándose en cada ocasión, hasta eliminar la acidez.

9) Se efectúa un último lavado con agua caliente bidestilada, se centrifuga y decanta.

10) Se agrega alcohol etílico y se centrifuga la muestra.

11) Se envasa el residuo, que es el kerógeno, en frascos pequeños, llenos de alcohol etílico y glicerina al 25%.

Ya efectuada la separación de la MODF se procede a realizar las láminas delgadas para el estudio óptico, presentando la secuencia siguiente:

1) Se coloca en un portaobjetos con gelatina glicerinada, como medio de

conservación por su contenido de fungicidas, y como medio de montaje.

2) Se calienta esta gelatina con la finalidad de disolverla, hecho esto se retira de la parrilla y se agregan dos gotas de la preparación de MODF, la que se agitó previamente para homogenizar el residuo. Se mezcla y homogeniza la gelatina con la preparación de la MODF.

3) Se coloca un cubre objetos sobre la muestra tratando de no dejar burbujas de aire entre el cubre y el portaobjetos, para obtener una mejor observación al microscopio.

4) Se deja secar el montaje de la lámina, posteriormente se limpia el excedente, y al final se sellan los bordes del cubreobjetos.

VI.2.2. Estudios ópticos de la MODF

VI.2.2.1 Estudios ópticos en luz transmitida

Los estudios de clasificación y consideraciones prácticas para caracterizar la MODF, se hacen a través de microscopios petrográficos o biológicos que trabajen con luz transmitida.

Este trabajo se efectuó en un microscopio marca Carl Zeiss con cámara integrada, el cuál tiene polarización, lámpara de halógeno de 12 volts, filtro azul BG10 para eliminar las impurezas de la luz; la luz es transmitida a través de un diafragma de campo y dirigida en dirección norte-sur hacia la platina donde se encuentra la muestra a estudiar.

Con las observaciones realizadas a la MODF en luz transmitida se obtiene:

1) La determinación del tipo de MODF; esta puede ser de tres tipos: algácea, lignocelulósica (leñosa), exinitica y carbonosa. En la producción de hidrocarburos, la abundancia de la materia orgánica de tipo algáceo debe de ser mayor que la de tipo leñoso.

2) La cantidad de cada uno de los constituyentes de la muestra; ésta se obtiene

mediante la observación a través de un objetivo 16x, de acuerdo con el área del campo óptico ocupada por la MODF se da el porcentaje de su abundancia, si ésta es mayor al 15% se considera como una roca con potencial de producir aceite.

3) La calidad de la MODF; ésta va de acuerdo al tipo de materia orgánica; en base a la calidad, podremos definir el producto que se esperaría obtener: aceite, gas, o gas y aceite.

4) El poder energético que presenta MODF; nos da idea de la riqueza de transformación de la materia orgánica a petróleo.

5) La relación de la MODF autóctona vs. MODF oxidada; nos indica si la materia orgánica es original o es transportada, con esto y los demás parámetros, se puede hacer un balance del producto que se obtendrá de dicha materia orgánica, además es un criterio a tomar en cuenta en estudios posteriores de reflectancia, con la finalidad de interpretar correctamente poblaciones de macerales, y efectuar las calibraciones térmicas posteriores.

6) La opacidad y translucidez en polen y esporas; en las que se define la absorción de la longitud de onda, lo que nos indicaría los diferentes estados de conservación propuestos por Correia (1967), en la actualidad utilizado como IAT, en donde Staplin (1974) propone colores y números a los E.C. de Correia.

7) La relación MODF vs. bitúmenes; es importante detectar la influencia y tipo de relación de los bitúmenes con la materia orgánica, ya que esto nos ayudará a interpretar el comportamiento, en ocasiones errático, de la T_{max} de pirólisis, y de esta forma interpretar con mayor precisión las zonas de madurez en que se encuentra la materia orgánica.

8) La relación MODF vs matriz mineral; la matriz mineral en ocasiones llega a envolver a la materia orgánica, alterando su detección en la pirólisis, y de esta forma pasar por alto horizontes potencialmente generadores. La interpretación de las observaciones en luz transmitida nos ayudan a valorar la calidad y poder energético de las organofacies, ésto de acuerdo a la litología la riqueza de la MODF, éstas pueden ser:

- a) Pobre, cuando la MODF es menor al 5%
- b) Buena, cuando la MODF es de 15-25%
- c) Excelente, cuando la MODF es mayor al 25%

VI.2.2.2 Estudios en luz fluorescente

El estudio en este trabajo se efectuó en un microscopio petrográfico modelo MPM-200 marca Carl Zeiss, el cuál funciona con una lámpara de alta precisión de mercurio y un filtro de excitación ultravioleta VG-12, un filtro térmico de protección a los rayos dañinos a la vista, un epicondensador, filtros de excitación y de muros con longitud de onda 395-440 nm.

La fluorescencia es debida a la propiedad de ciertas moléculas que al ser excitadas por rayos con baja longitud de onda pero gran energía, pueden emitir longitudes de onda dentro del espectro visible, dando así diferentes colores.

Esta propiedad se debe a la presencia de ciertos grupos funcionales en cadenas alifáticas, los que representan a la materia orgánica con presencia de hidrógeno que pueden generar hidrocarburos; de acuerdo a las características biológicas y cantidad de hidrógeno de ésta, se tendrán diferentes colores, intensidades y tonalidades de la fluorescencia.

Los colores e intensidades de la fluorescencia varían del verde (546 nm) al rojo café (760 nm), la relación entre estos colores se determina por la ecuación $Q = V/R$, lo que nos da una variedad de tonalidades de amarillos y anaranjados, lo que indica cual color primario domina, dándonos de esta forma un parámetro de evolución térmica, si domina el color verde indicaría un estado inmaduro y conforme se varía al rojo aumenta la evolución térmica; la fluorescencia desaparece cuando el hidrógeno de la materia orgánica decae.

La interpretación que se obtiene de estas observaciones, es poder determinar la capacidad que tienen las sustancias orgánicas de reaccionar con cierta longitud de onda (UV) y producir la fluorescencia, con base en sus propiedades fisicoquímicas, para conocer el poder energético global, de acuerdo con un valor absoluto establecido en relación a la longitud de onda que presenta la MODF.

El valor absoluto de la fluorescencia se determina en un fluorograma, éste representa el tiempo de excitación en luz ultravioleta a que se somete la partícula orgánica, en el cuál ésta llega a presentar su intensidad máxima, lo que nos indica una longitud de onda y con ésto el grado de evolución térmica de la materia orgánica en estudio.

VI.2.3 Obtención y preparación de bitúmenes para el estudio de su poder reflector (utilizando la técnica de la vitrinita).

El procedimiento es el mismo que se emplea para la separación de la MODF, hasta el punto en que se efectua la última reacción con HCl con su respectivo lavado con agua bidestilada, posteriormente se sigue la siguiente secuencia:

1) Por medio de flotación en Zn Br₂ (densidad 2.0 gr/cc), se realiza la eliminación de la materia mineral, ésto por centrifugación.

2) Se recupera el residuo que flota y se seca a temperatura ambiente o en un horno a temperaturas menores a los 40°C.

3) Si se quiere conservar el residuo para estudios posteriores, éste se pone en agua destilada (agregando un bactericida); no se debe de conservar en alcohol o xylene ya que éstos afectan a la vitrinita y disuelven todo o parte del bitumen.

4) El residuo se monta en pastillas cilíndricas de resina epóxica no fluorescente, las que tienen un pequeño hueco al centro en una de sus caras.

5) Se mezcla la resina epóxica, un catalizador, un acelerador y el residuo de la MODF hasta obtener una mezcla uniforme.

6) Esta mezcla se vierte dentro del hueco de la pastilla, hasta que sobresalga ligeramente de éste y se deja endurecer.

7) Se desbasta la superficie con lijas de granulometría decreciente hasta de 3mm de diámetro, ésto con la finalidad de obtener una superficie plana.

8) Se pule la superficie con paños utilizando alúmina, hasta que el agua forma

esferas en la superficie de la pastilla en lugar de extenderse sobre ella, esto nos indica que el pulido de espejo establecido por el ICCP ya es perfecto.

VI.2.3.1 Estudios ópticos en luz reflejada

El estudio óptico en luz reflejada se hizo a través de un microscopio petrográfico marca Carl Zeiss modelo MPM-200, en el cual se pueden hacer las mediciones del poder reflector, este poder es la relación de la cantidad de luz reflejada entre la de luz incidente, dicha relación se puede cuantificar con un fotómetro que se encuentra adaptado al microscopio.

El poder reflector puede medirse tanto en los macerales de vitrinita, así como en las materiales resinosos (bitúmenes); el poder reflector de la vitrinita es posible observarse, cuando la materia orgánica que predomina es lignocelulósica (carbonosa), ya que solo aquí tendremos la abundancia de éste maceral. El poder reflector de la vitrinita irá en aumento conforme se vaya haciendo más aromática la partícula con respecto a su profundización o aumento en evolución térmica, Pérez Ortiz op cit., considera que la vitrinita indica un rango de carbonización, por lo que se debe de utilizar en el dominio del carbón y el poder reflector de los bitúmenes es de mayor importancia en el ámbito petrolero. El poder reflector de los bitúmenes presenta un poder reflector menor al de la vitrinita, pero al igual que esta conforme aumenta el poder reflector se tiene una mayor evolución térmica; su menor PR es debido a que los bitúmenes al reaccionar térmica y químicamente en las profundidades, se van asociando con el hidrógeno y tienen un comportamiento más parafínico.

Es importante mencionar que la materia orgánica algácea es la principal generadora de aceite, por lo que no es muy común tener abundancia de materia leñosa asociada, de la cual proviene la vitrinita, de aquí la importancia que toman los bitúmenes.

Los resultados que se pueden obtener de las observaciones en luz reflejada, son esquematizados en un reflectograma, el cual representa estadísticamente las poblaciones de vitrinita o bitumen existentes, hay quienes mencionan que para tener una representación confiable se deben de hacer cuando menos 50 mediciones del poder reflector; hay especialistas que consideran que es más importante saber reconocer el maceral en que se toma la medición que la abundancia de éstas.

El reflectograma nos permite conocer el valor absoluto del estado en la evolución térmica de una secuencia sedimentaria, y de ésta forma en conjunto con otras características geoquímicas predecir el potencial generador.

VI.2.3.2 Estudios ópticos en luz fluorescente

Los estudios ópticos en luz fluorescente que se realizan en las pastillas de vitrinita siguen la misma técnica que los realizados en las láminas de la MODF.

PARTE II

VII Resultados de las técnicas analíticas

VII.1.- Pirólisis Rock-Eval

Se analizaron 140 muestras pertenecientes a tres pozos del campo Nazareth, los resultados de la pirólisis por Rock-Eval se pueden ver en la tabla 1 y en los registros geoquímicos de los pozos 1, 51A y 101A en el Anexo.

Del pozo Nazareth-1 se tienen 97 muestras, las cuales abarcan una profundidad de 625m a 4095m, y comprenden del Cretácico Inferior al Cretácico Superior Senoniano, a partir de la profundidad 1750m aproximadamente inicia la zona de evaporitas.

Para construir los diagramas tipo Van Krevelen y las gráficas IH-Tmax, se eligieron las muestras que cumplieran los siguientes requisitos: COT mayor a 0.2%, IP menor a 0.3, IO menor a 250, S2 mayor a 0.3 mg de hc's/gr de roca; para tener la seguridad de que las muestras fueran las más confiables, con este filtrado se graficaron un total de 35 muestras para el pozo Nazareth-1.

Los resultados del Rock-Eval indican que las muestras tienen un kerógeno tipo II, presentando una tendencia de evolución térmica avanzada, lo que se observa en la posición de las muestras en los diagramas IH-IO (figura 15)

La cantidad de carbono orgánico total (COT) presenta en general valores promedio de 0.6%, a lo largo de toda la secuencia evaporítico-carbonatada, lo que indica que las muestras presentan un potencial generador regular (Peters, 1986), de acuerdo a Delsi 1991, estos valores en litologías de carbonatos pueden indicar potencial generador bueno a muy bueno, sin embargo los valores de S2 indican lo contrario, lo que puede deberse a que el potencial generador remanente este disminuido por la transformación que ha sufrido la materia orgánica.

Por otra parte los datos de madurez (Tmax) indican que la materia orgánica está en el inicio de la ventana de generación de hidrocarburos (figura 16), pero no hay que olvidar

que de acuerdo al tipo de kerógeno podremos iniciar una transformación a hidrocarburos con menos temperatura, como sucede con el tipo II_s, y más recientemente comprobado con los análisis de energía de activación efectuados en el kerógeno del Jurásico Superior del pozo Tunich-1 de la Región Marina de Pemex.

En conclusión el tipo de materia orgánica presente sería de acuerdo a los resultados de la pirólisis de Rock-Eval esencialmente generadora de gas.

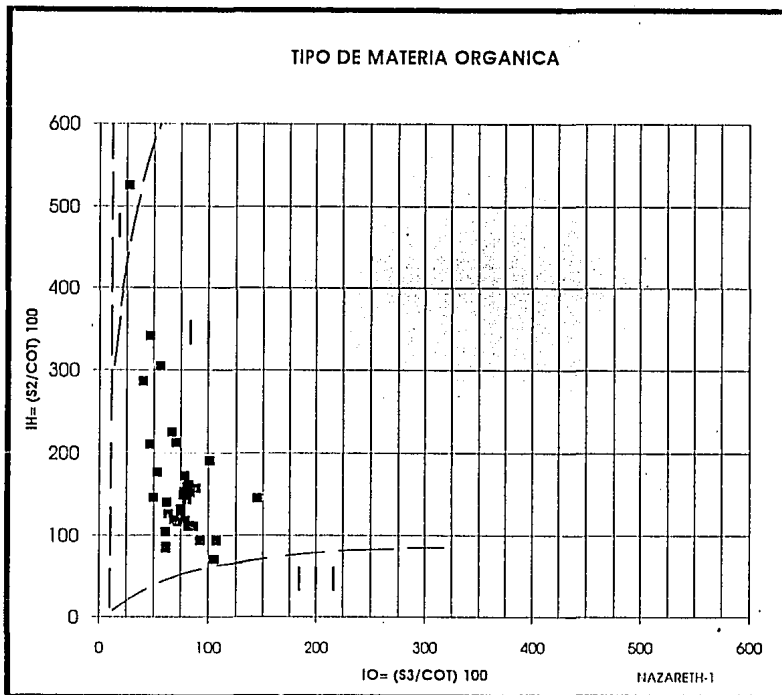


Figura 15 Diagrama tipo Van-Krevelen del pozo Nazareth-1, presentando Kerógeno tipo II-III

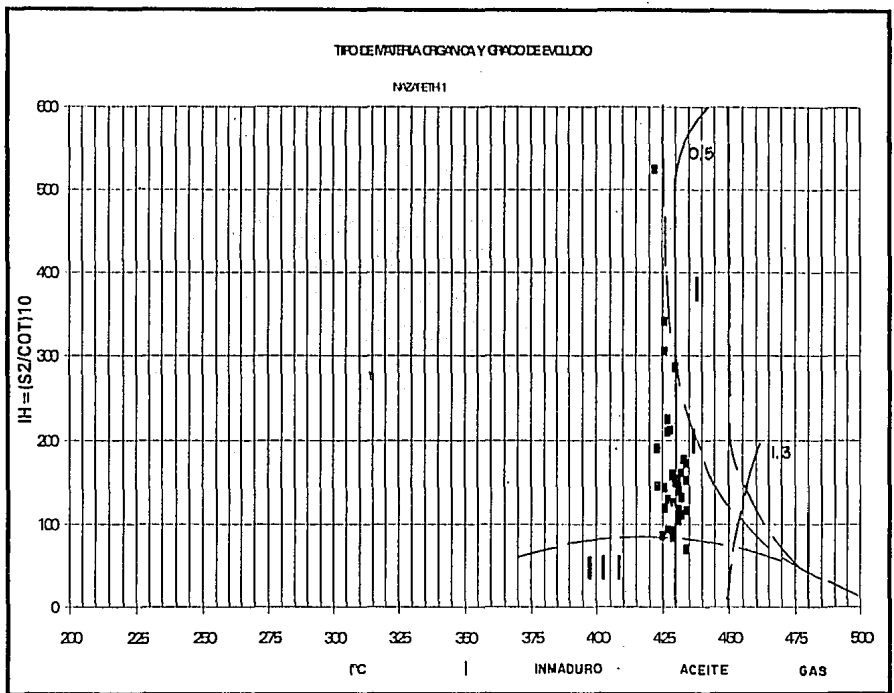


Figura 16 Diagrama T_{max} vs. IH del pozo Nazareth-1, mostrando la materia orgánica al inicio de la ventana de madurez.

Las muestras analizadas pertenecientes al pozo Nazareth-51A son 31, éstas se encuentran distribuidas cada 50m entre las profundidades 1850m a 3705m, abarcando la secuencia evaporítica de la base del Cretácico Superior y del Cretácico Medio; pero para construir los diagramas tipo Van Krevelen y las gráficas IH-TMAX, se escogieron las muestras que satisficieran las características ya mencionadas para el pozo anterior, quedando un total de 13 muestras..

La posición de las muestras en los diagramas IH-IO (fig.17), indicari nuevamente que la MODF (Materia orgánica dispersa fósil) presente es kerógeno tipoII, con una buena evolución térmica; el COT presenta valores de 0.59%, indicando la posibilidad de una regular generación de petróleo, estos valores predominan en el Cretácico Superior más que en el Cretácico Medio. Aunque la evolución térmica deducida de la TMax en los

resultados de pirólisis del Rock Eval, del diagrama IH-TMAX (figura 18) indican que la materia orgánica está inmadura o en el inicio de la etapa catagenética; pero, hay que tomar en cuenta la naturaleza de la materia orgánica como ya se mencionó en párrafos anteriores; los resultados del parámetro S2 indican un pobre potencial para la generación de petróleo, lo que es congruente si consideramos es la representación del remanente de la transformación de la materia orgánica, lo que nos acosiona una disminución en los valores del IH; con el análisis efectuado se puede decir que el tipo de materia orgánica es potencialmente generadora de aceite y gas.

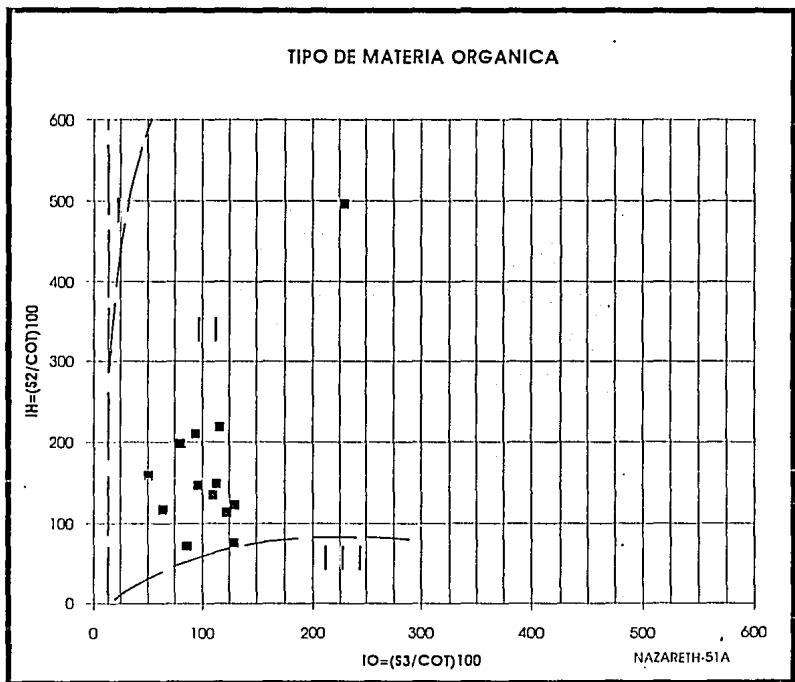


Figura 17 Diagrama tipo Van-Krevelen del pozo Nazareth 51A indicando la presencia de Kerógeno tipo II-III

En el pozo Nazareth-101A se analizaron diez muestras, distribuidas cada 50m, cuando no existían problemas de recuperación; éstas se localizan en el intervalo de 775m - 2605m, siendo las más continuas después de los 2000m, abarcando gran parte

de la zona evaporítica. Los resultados de la pirólisis Rock-Eval nos llevan a las mismas conclusiones que en los pozos anteriores (figuras 19 y 20).

Los datos aportados por la pirólisis Rock-Eval son congruentes con lo que se esperaría de acuerdo a la selección de muestras que se realizó en el campo, ya que lo observado megascópicamente fueron carpetas de algas, y algunos fósiles marinos, lo que concuerda con los estudios ópticos y la interpretación de la cromatografía, como se verá más adelante.

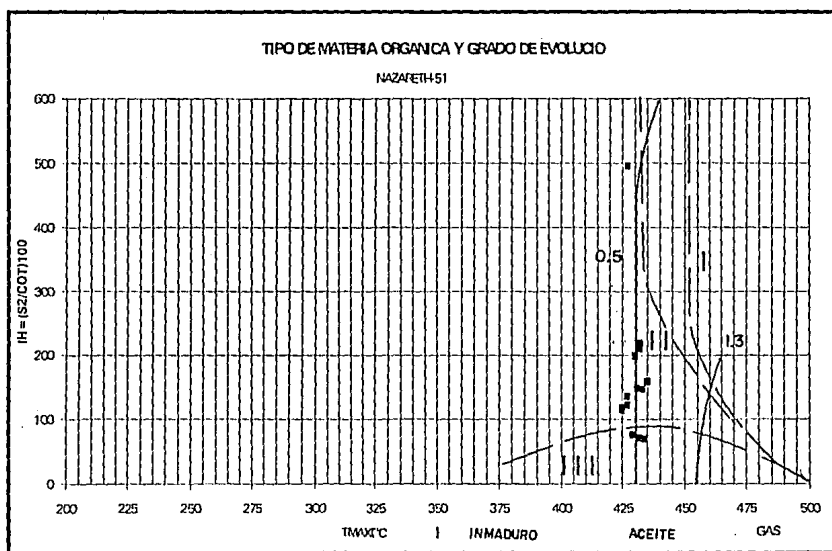


Figura 18 Diagrama IH vs T_{max} del pozo Nazareth-51A indicando que la materia orgánica está en el inicio de la ventana de madre.

De acuerdo a las observaciones anteriores, se puede decir que la secuencia evaporítico-carbonatada presenta cantidades de COT regulares para generar hidrocarburos, el tipo de materia orgánica y la evolución térmica de ésta nos muestra que dicha secuencia presenta regular potencial generador de hidrocarburos, y solo se podría esperar una pobre producción de gas.

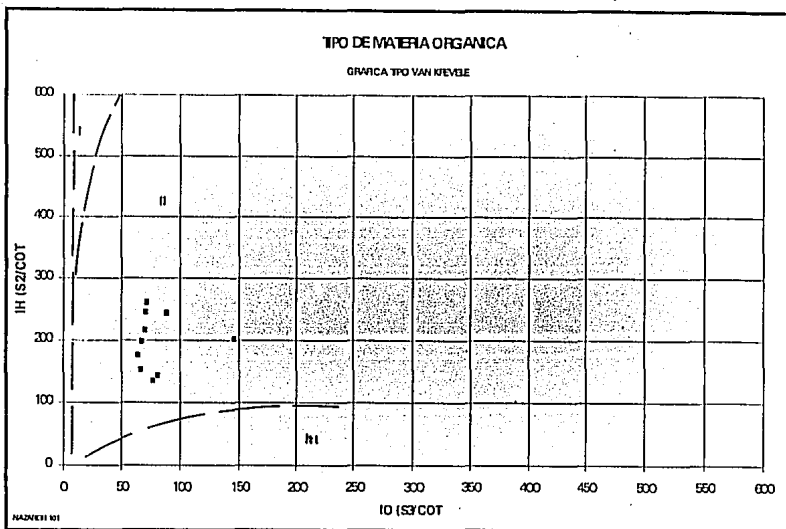


Figura 19 Diagrama tipo Van-Krevelen del pozo Nazareth-101A mostrando un Kerógeno tipo II

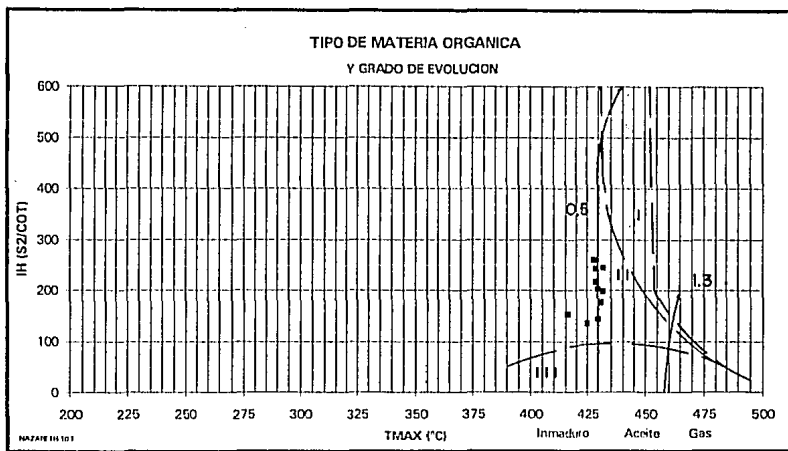


Figura 20 Diagrama III vs Tmax representando a la materia orgánica en el inicio de la ventana de madurez.

VII.1.1 Correlación Tmax-Ro

En el pozo Nazareth-1 se obtuvieron 75 datos de diferentes muestras, las cuales dieron una Tmax de pirólisis de Rock-Eval que varía de 422°C a 442°C, lo que nos representa un valor de Ro equivalente de 0.43 a 0.79%, esto se encuentra representado en la gráfica de la figura 21.

En esta figura se puede apreciar que las muestras se encuentran dentro de la etapa catagénica temprana desde los 875m y evolucionan dentro de ésta misma hasta los 4100m; con esto lo que se podría esperar de una MODF de tipo leñoso es una producción de gas con poco de aceite; y de una MODF tipo algáceo se encontraría en una zona inicial de generación de aceite.

En el pozo Nazareth-51A se seleccionaron 31 datos que abarcan las profundidades entre 1850m a 3705m, presentando valores de Tmax entre 430°C a 437°C, lo que corresponde a una Ro equivalente de 0.58 a 0.70%, ésto se puede observar en la gráfica de la figura 22.

La gráfica nos indica al igual que en el pozo anterior que las muestras estudiadas presentan una evolución térmica dentro de la etapa catagénica temprana.

Por último en el pozo Nazareth-101A se graficaron 9 valores seleccionados de la Tmax, dentro de las profundidades 775 a 2605m, con equivalencias de Ro entre 0.58 a 0.70%, lo que se puede observar en la (fig. 23). La evolución térmica concuerda con la de los otros pozos ya descritos.

Como se observa en las tres gráficas, la secuencia litológica se encontraría en el inicio de la catagénesis, lo que no concuerda con los productos de gas y condensado obtenidos en el pozo Nazareth 1; con lo cual podemos inferir que no es muy recomendable efectuar cálculos indirectos en los parámetros de madurez, ya que de acuerdo al tipo de la MODF se tendrán características y composición química muy particulares que influenciarán su rango de transformación a hidrocarburos; ésto fué confirmado por Espitalie op cit., en su estudio del comportamiento de la Tmax de pirólisis en diferentes tipos de MODF. Otros factores que pueden influir en el cálculo, de éstos ejemplos en particular, es la variación que sufre la Tmax en la pirólisis, debido a la presencia de bitúmenes, lo que produce una reducción de dicha temperatura.

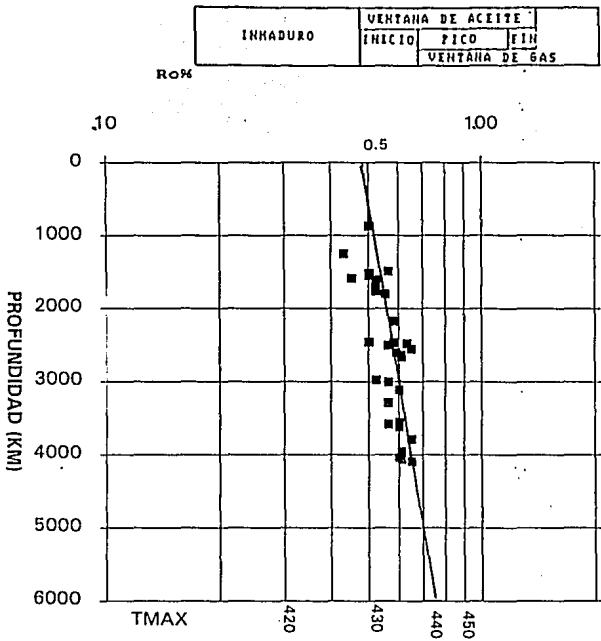


Figura 21 Diagrama de Tmax equivalente a Ro del pozo Nazareth I.

Un rasgo interesante que se aprecia al comparar las tres gráficas, es que los pozos Nazareth 51A y 101A, alcanzan una mayor evolución térmica a menor profundidad que el pozo Nazareth 1, esto también llega a observarse en los estudios ópticos por fluorescencia como se verá posteriormente.

VII.2.- Extracción Soxhlet

Las muestras para extracción fueron seleccionadas a partir de los valores más altos en S1, obtenidos de la pirólisis por Rock-Eval. Para el pozo Nazareth-1 se escogieron tres muestras con valores de 540, 490 y 540 ppm; para el 51-A una muestra con 430 ppm; para el 101-A tres muestras con valores de 1140, 1300 y 1210 ppm. Aunque en el laboratorio del IMP por rutina se tomaron valores mayores o iguales a 1000 ppm. Los resultados obtenidos de la extracción se pueden observar en la tabla 1.

Prof. (m)	Pozo	Peso	Extracto	COT
		Extracto (gr)	(ppm)	(%)
2480 (N1)	Nazareth-1	0.04	1066.6	0.87
3150	Nazareth-1	0.0455	989	0.46
3650	Nazareth-1	0.038	791.6	0.69
2410	Nazareth-51A	0.022	520	0.5
2195	Nazareth-101A	0.135	2621	0.6
2255	Nazareth-101A	0.1708	2894.9	0.62
2415	Nazareth-101A	0.151	2603.4	0.42

Tabla 1 Valores obtenidos de la extracción Soxhlet

Con la cuantificación de los resultados de la extracción soxhlet, se construyó la gráfica de Carbono orgánico total (%) vs. Hidrocarburos extraídos (ppm), la cual se puede observar en la figura 24, de esta gráfica se obtiene una interpretación preliminar del potencial generador de la roca.

Las tres muestras pertenecientes al pozo Nazareth-1 (2480m N-1; 3150m; y 3650m), indican un muy buen potencial, estas muestras pertenecen a la zona de evaporitas que abarcan del Cretácico Inferior a la base del Cretácico Superior.

La muestra del pozo Nazareth-51A (2410m) presenta un potencial bueno a muy bueno, ésta pertenece a la secuencia evaporítica localizada en el Cretácico Medio.

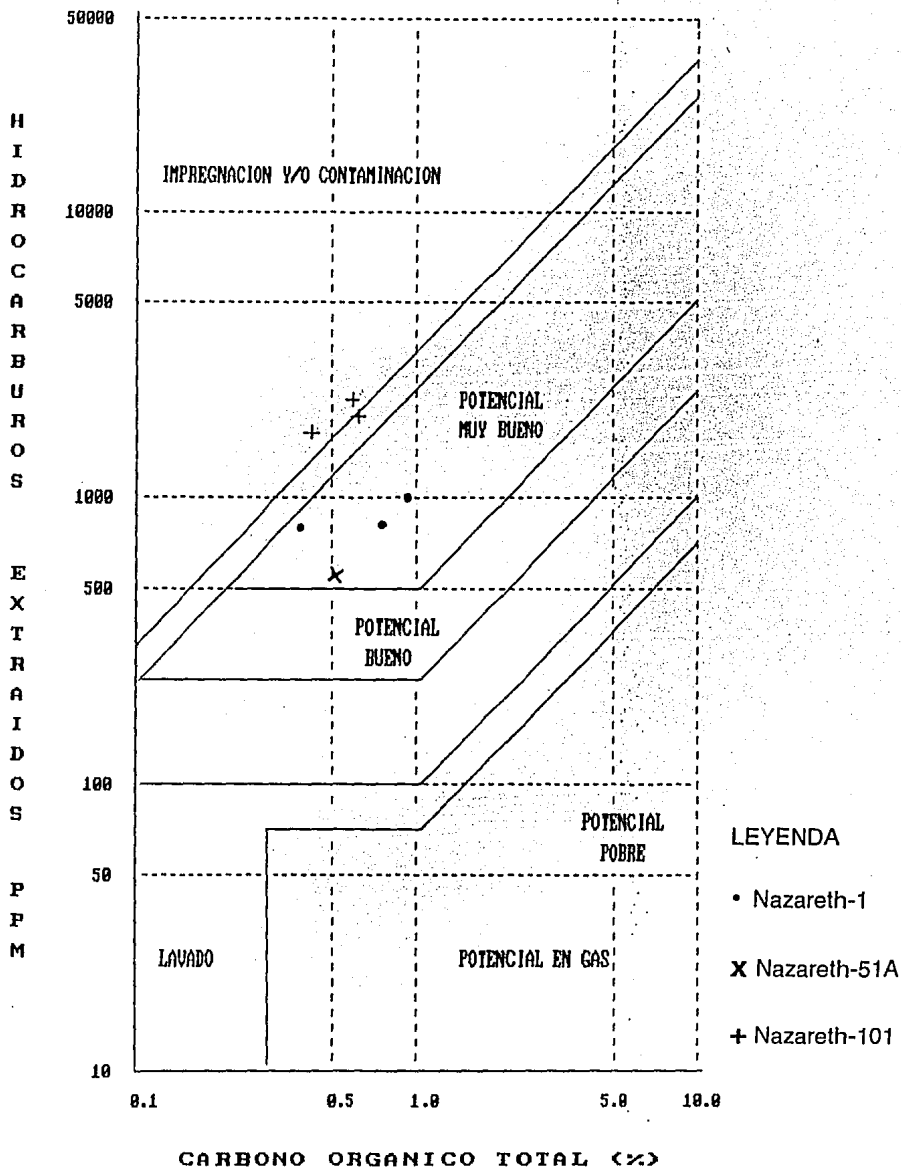


Figura 24 Potencial generador de las rocas en la secuencia evaporítica del campo Nazareth, en base a la graficación del extracto de la materia orgánica vs carbono orgánico total.

Las muestras del pozo Nazareth-101A (2195m; 2255m; 2415m), se localizan en el inicio de la zona de impregnación; éstas muestras se encuentran en una secuencia similar a la del pozo 51-A.

La interpretación de la extracción soxhlet nos indica un buen potencial generador, lo cual difiere de los datos aportados por la pirólisis Rock-Eval; ésto nos sugiere la necesidad de complementar más técnicas con la finalidad de obtener una interpretación más apegada a la realidad.

VII.3 Cromatografía

VII.3.1 Cromatocolumna

De la separación por cromatocolumna se pudieron cuantificar en gramos las diferentes fracciones de cada uno de los extractos y de los aceites, los valores y resultados de las relaciones utilizadas se pueden observar en la tabla 2.

EXTRACTOS					
Prof. (m)	Pozo	Fracción Sat. (%)	Fracción Aro. (%)	Fracción Polar (%)	Relación Aro/Sat
2480 (N1)	Nazareth-1	36.2	12.5	51.3	0.347
3150	Nazareth-1	51.8	29.8	18.2	0.575
3650	Nazareth-1	17.5	27.4	54.9	1.5
2410	Nazareth-51A	71.8	4.6	23	0.064
2195	Nazareth-101A	62.3	9.9	27.6	0.159
2255	Nazareth-101A	24.8	10.3	64.9	0.413
2415	Nazareth-101A	58.2	15.6	26.1	0.268

ACEITES					
Prof. (m)	Pozo	Fracción Sat. (%)	Fracción Aro. (%)	Fracción Polar (%)	Relación Aro/Sat
4002-4040	Nazareth-1	51.16	32.8	15.9	0.64
3042-3058	Nazareth-51A	64.42	20.19	15.48	0.313

Tabla 2 Fracciones de hidrocarburos saturados, aromáticos y productos polares, obtenidas por cromatocolumna.

VII.3.1.1 Extractos

En la relación de Aromáticos/Saturados para los extractos del pozo Nazareth 1 (tabla 2) de las profundidades 2480m, 3150m, y 3650m, se tienen valores inferiores a la unidad; 0.347 y 0.575 para las dos primeras muestras, lo que nos indica que los extractos se encuentran maduros, ya que durante su evolución las cadenas de los compuestos se han saturado, haciendo que esta fracción sea más abundante; hay una excepción en la muestra de 3650m, donde la relación presenta un valor de 1.5 gr, ésto debido tal vez a una biodegradación, o a una concentración de bitúmenes en la muestra, los cuales se observan como aceite residual megascópicamente; ésto nos produce un aumento en los compuestos cíclicos del extracto.

Las muestras pertenecientes a los pozos Nazareth 51A y 101A, misma tabla, presentan un predominio de la fracción de saturados, dando relaciones entre Aromáticos/Saturados menores a la unidad, para el pozo 51A es de 0.064 gr en la profundidad 2410m, y para el 101A se tienen valores de 0.159 gr, 0.413 gr y 0.268 gr para las profundidades 2195m, 2255m, y 2415m respectivamente; lo que nos indica una buena evolución de éstos extractos.

VII.3.1.2 Aceites

En las diferentes fracciones obtenidas de los aceites de los pozos Nazareth 1 (intervalo 4002-4040m) y Nazareth 51A intervalo 3042-3058m, tabla 2, se observa un predominio en la fracción de saturados, dando en la relación de Aromáticos/Saturados valores menores a la unidad; para el primer aceite se obtuvo un valor de 0.640 gr, y para el segundo de 0.313 gr, lo que nos indica una madurez térmica de los aceites.

VII.3.2 Cromatografía en fase de vapor

La cromatografía en fase de vapor se efectuó en extractos de siete muestras de rocas de los pozos Nazareth, del 1 (tres muestras), 51-A (una muestra), y 101-A (tres muestras); así como de aceites de los pozos Nazareth 1 y 51-A.

Los resultados obtenidos a partir de los cromatogramas se presentarán e interpretarán primero para los extractos y posteriormente para los aceites, tabla 3 y 4 respectivamente.

VII.3.2.1 Extractos

Los cromatogramas del pozo Nazareth 1 se hicieron a las profundidades 2480m (núcleo 1), 3150m y 3650m, éstos se pueden ver en la (figura 25); cualitativamente se puede observar que las parafinas normales dominantes abarcan de C13 a C29, lo que nos infiere materia orgánica algácea, ya que éstas llegan a sintetizar alcanos normales entre C14 a C34; los alcanos de menor peso molecular se distinguen disminuidos en los cromatogramas, lo cual podría indicar cierta biodegradación, esta quizá pueda deberse a las condiciones climáticas de almacenaje de las muestras; otra observación referente a las gráficas es la gran joroba que presenta, lo que nos indica la presencia de naftenos, en los estudios ópticos se ha detectado que estos compuestos provienen de bitúmenes y materiales lignocelulósicos, los cuales no presentan una dominancia, pero el equipo los detecta dando esta respuesta, lo que podría crear confusiones si es que no se supiera de donde provienen.

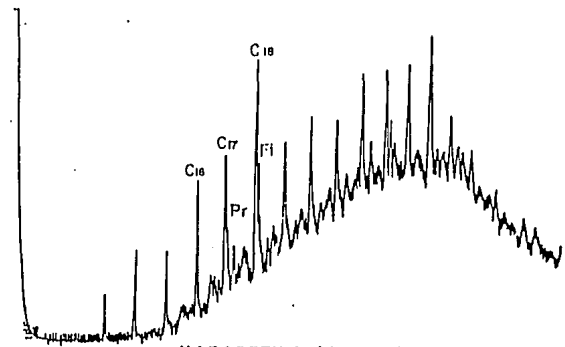
Los cálculos cuantitativos presentados en la tabla 3, nos indican que en los extractos obtenidos del pozo Nazareth 1 tenemos:

EXTRACTOS

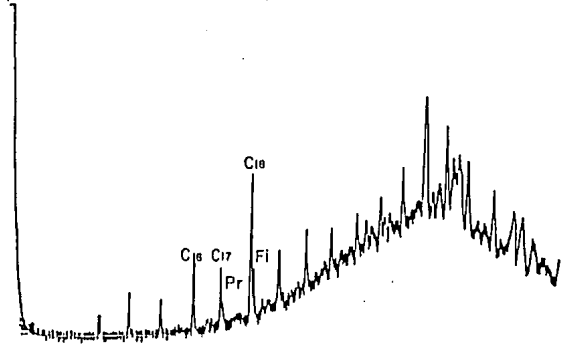
Prof (m)	Pozo	C-16 (%)	C-17 (%)	C-18 (%)	C-19 (%)	C-20 (%)	C-21 (%)	C-22 (%)	C-23 (%)	C-24 (%)	C-25 (%)	C-26 (%)	C-27 (%)	C-28 (%)	ARO/SAT (%)	IPC (%)	Pr/Fi (%)	Pr/C17 (%)	Fi/C18 (%)
2480 (N1)	Nazareth-1	8.42	2.38	15.3	6.25	9.29	8.21	7.54	1.93	2.32	2.45	0.68	0.34	0.17	0.747	0.93	0.05	0.042	0.157
3150	Nazareth-1	8.05	4.07	15.2	5.63	5.42	0.14	4.95	0.25	6.61	14.6	0.2	1.84	0.9	0.575	1.15	0.23	0.78	0.091
3650	Nazareth-1	6.97	0.41	25.4	1.07	10.9	0.24	6.83	0.88	0.54	1.28	0.29	2.42	0.17	1.5	0.44	0.25	5.17	0.337
2410	Nazareth-51a	0.55	2.29	0.3	31.5	3.89	4.51	11.2	1.01	15.1	0.51	1.63	0.94	1.54	0.064	0.23	0.65	0.033	0.377
2195	Nazareth-101A	1.19	0.49	0.35	4.29	1.58	1.39	26.9	16.8	3.95	2.50	6.85	0.14	0.14	0.159	0.54	0.09	0.148	2.22
2255	Nazareth-101A	8.63	4.62	19.7	6.94	0.28	5.33	5.01	9.41	1.44	0.56	4.68	1.57	0.81	0.413	1.43	0.06	0.029	0.116
2415	Nazareth-101A	3.38	5.85	5.63	0.59	18.7	0.16	14.4	10.7	1.95	5.52	7.36	0.49	0.36	0.268	0.55	0.3	0.13	0.451

Tabla 3 Parámetros de madurez obtenidos por cromatografía en fase de vapor para las muestras extraídas

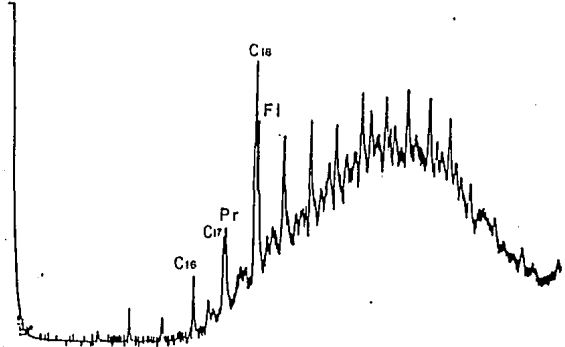
Las relaciones entre isoprenoides Pr/Fi son menores a la unidad; 0.045 gr a 2480m (núcleo 1), 0.230 gr a 3150m, 0.249 gr a 3650m, como se ve los valores son inclusive menores a 0.5, lo cual nos indica un ambiente reductor, infiere el predominio de materia orgánica de tipo algácea y bacteriano (Mello 1988), y de acuerdo a lo investigado por ten Haven (1987) nos evidencia cierta hipersalinidad; también se puede decir que el extracto se encuentra evolucionado.



NAZARETH 1 (2480 m.)



NAZARETH 1 (3150 m.)



NAZARETH 1 (3650 m.)

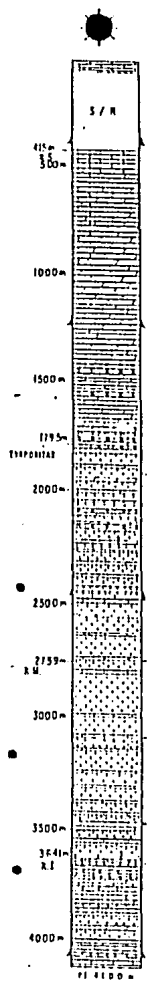


Figura 25 Cromatogramas de extractos del pozo Nazareth I.

Las relaciones isoprenoide/n-alcános, presentan valores de 0.046 gr a 2480m, 0.780 gr a 3150m y 5.17 gr a 3650m, en la relación Pr/C17, para las dos primeras muestras, los valores son menores a la unidad; para la relación Fi/C18, se tienen valores de 0.159 gr, 0.091 gr y 0.337 gr, para las profundidades ya mencionadas respectivamente; ésto nos indica que los extractos se encuentran en un estado de madurez, ya que como se mencionó en el capítulo de cromatografía, los isoprenoides son el puente de unión entre el petróleo y su fuente de origen, por lo que mientras menor sea la abundancia de éstos, el extracto tendrá mayor evolución térmica .

El IPC, el cual presenta valores menores a 1.3, en el pozo Nazareth 1, aunado al comportamiento de la relación Pr/Fi nos indica un ambiente marino carbonatado.

El único valor que no corresponde al comportamiento general de las muestras es la relación Pr/n-C17, a 3650 m en el pozo Nazareth 1, la que presenta un dato muy superior a la unidad, ésto puede deberse a la incipiente biodegradación que presentan estos extractos.

En los extractos pertenecientes a los pozos Nazareth 51A y 101A, se observa el mismo comportamiento que en el pozo anterior, cromatogramas de las (figuras 26 y 27); la relación Pristano/Fitano para el pozo Nazareth 51A se tiene un valor de 0.650gr en la profundidad 2410m; para el pozo Nazareth 101A se tienen valores de 0.090gr a 2195m, 0.029 gr a 2255m, y 0.299 gr a 2415m; siendo todas las relaciones inferiores a la unidad; las relaciones isoprenoide/n-alcáno también son inferiores a uno, excepto la del pozo 101A (2195m) en la relación Fi/C18.

El IPC, para los pozos ya mencionados presentan valores inferiores a 1.3, excepto en la muestra del pozo 101A a la profundidad 2255m, donde presenta un valor de 1.43, excediéndose un poco del valor límite prescrito. Con lo anterior podemos decir que se tiene un ambiente reductor marino hipersalino, con predominancia de materia orgánica de tipo algáceo y bacteriano, las muestras se encuentran en un estado maduro.

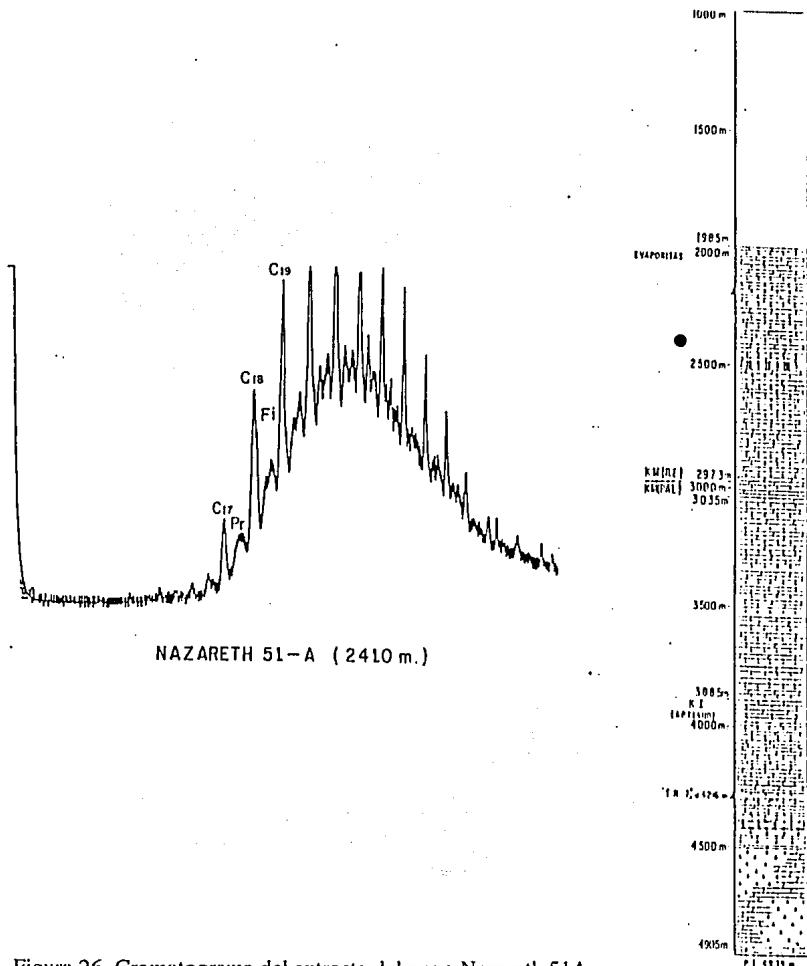


Figura 26 Cromatograma del extracto del pozo Nazareth 51A.

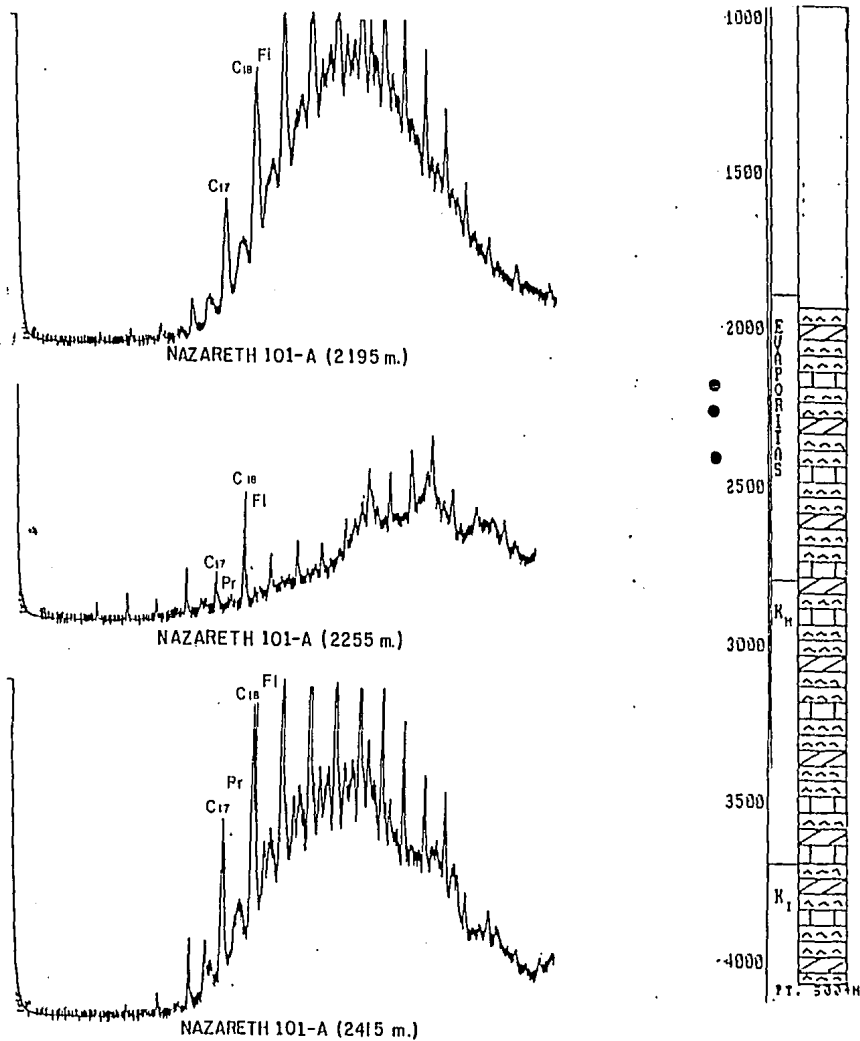


Figura 27 Cromatogramas de extractos del pozo Nazareth 101A.

VII.3.2.2 Aceites

Los cromatogramas de los aceites de los pozos Nazareth 1 y 51A, se pueden observar en la (figura 28), cualitativamente se tiene una distribución dominante de los alcanos saturados entre C10 a C34, que como ya se mencionó en párrafos anteriores esto nos indica una preferencia de materia orgánica algácea; no se observa biodegradación, y su comportamiento indica un aceite bien evolucionado; se llegan a observar pequeñas jorobas que indican la presencia de naftenos, esto debido a la existencia de bitúmenes y material lignocelulósico en la materia orgánica original, lo cual se detectó en los estudios ópticos de la materia orgánica dispersa fósil (MODF).

Las relaciones cuantitativas obtenidas de la cromatografía, para la fracción de saturados, en fase de vapor se pueden observar en la tabla 4, a continuación se describen los resultados:

ACEITES

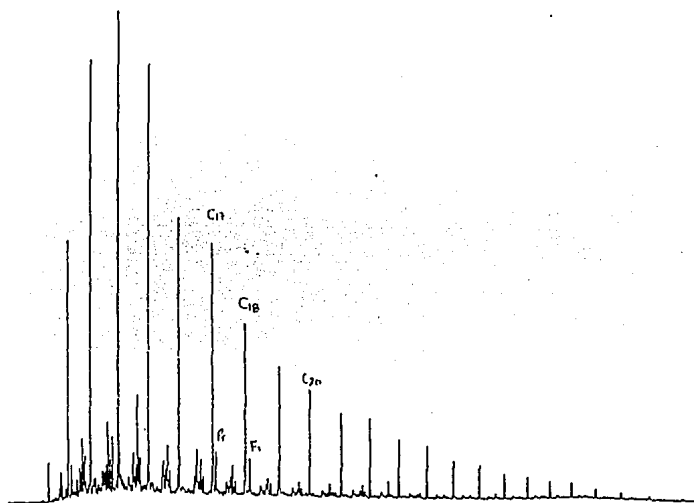
Prof (m)	Pozo	C-16 (%)	C-17 (%)	C-18 (%)	C-19 (%)	C-20 (%)	C-21 (%)	C-22 (%)	C-23 (%)	C-24 (%)	C-25 (%)	C-26 (%)	C-27 (%)	C-28 (%)	ARO/SAT (%)	IPC (%)	Pr/Fi (%)	Pr/C17 (%)	Fi/C18 (%)
4002-4040	Nazareth-1	5.93	5.28	4.76	4.41	3.91	3.27	2.75	2.57	2.89	3	2.87	2.32	2.13	0.64	0.97	0.52	0.108	0.218
3042	Nazareth-51A	5.7	4.78	4.18	3.92	3.2	2.64	2.44	1.95	1.98	2.16	1.77	1.33	1.21	0.313	0.98	0.62	0.146	0.269

Tabla 4 Parámetros de madurez obtenidos por cromatografía en fase de vapor para muestras de aceite.

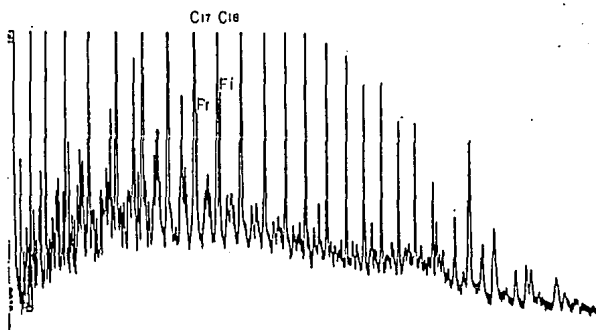
La relación entre isoprenoides, Pr/Fi, para los aceites de los pozos Nazareth 1 y 51A, presentan valores de 0.524 y 0.619 respectivamente, inferiores a uno, lo que nos indica que la fuente de origen proviene de un ambiente marino y reductor con predominancia de materia de tipo algácea y bacteriano, al igual que el comportamiento de sus extractos; la evolución térmica de estos aceites es buena.

Con respecto a las relaciones isoprenoide/n-alcano, tenemos que los valores obtenidos, para Pr/C17 y Fi/C18 en el aceite del pozo Nazareth 1 (4002-4040m) son; 0.108 y 0.218 respectivamente; para el aceite del pozo Nazareth 51A (3042-3058m) se tienen valores de 0.146 y 0.269; éstos menores a uno, lo que nos indica que los aceites se encuentran térmicamente maduros.

La relación del Índice Preferencial del Carbono (IPC) nos indica de acuerdo a sus



HAZARETH-1 (4002-4040M)



HAZARETH 51A (3042-3058M)

23° API

Figura 28.- Cromatogramas de aceites de los pozos Nazareth 1 y 51A.

valores que existe una predominancia de los carbonos pares, dando valores inferiores a 1.3, lo cual confirma, aunado a los otros parámetros, un precursor de origen algáceo, un estado maduro y el ambiente marino de los aceites.

Con los resultados descritos párrafos anteriores, se puede decir que; los aceites al igual que los extractos provienen de una fuente de materia orgánica de tipo algáceo y bacteriano, incluyendo aquí las cianobacterias (algas verde-azul); que el ambiente en el cual se depositaron es de tipo marino reductor con características hipersalinas; y que los hidrocarburos originados de esta fuente son maduros.

VII.4 Estudios ópticos de la materia orgánica dispersa fósil (MODF).

VII.4.1 Estudios ópticos en luz transmitida

De los resultados de carbono orgánico total obtenidos de la pirólisis por Rock-Eval se escogieron 32 muestras de los pozos Nazareth 1; 51A; y 101A, con valores mayores de 0.4%; a estas muestras se les realizaron láminas delgadas de la MODF separada, de las cuales se obtuvieron las siguientes observaciones:

En las diecisiete láminas del pozo Nazareth-1, que abarcan de la profundidad de 1255m a 4095m, se observó a luz transmitida que la MODF es de tipo algáceo constituyendo el 90% de toda la materia orgánica presente, ésta se encuentra en cúmulos, fragmentos, coloidal, y finamente diseminada sobre la matriz mineral; también se observó materia orgánica leñosa, en proporciones menores al 5%, así como la presencia de bitúmenes con tamaños de hasta 32 μ , angulosos y con fractura concoidea, en luz reflejada presentan un aspecto de obsidiana de color negro, por sus características se piensa que estos bitúmenes no han sido migrados de grandes distancias, pudiendo ser autóctonos.

La materia orgánica en esta secuencia litológica se presenta en cantidades variables que van del 4 al 25%, lo que se puede observar en las láminas 5 a 15, la MODF presenta color pardo a lo largo de toda la secuencia evaporítico-carbonatada, si hubiéramos usado erróneamente un parámetro de IAT (índice de alteración térmica) nos indicaría un estado térmico fuertemente maduro, ubicándonos en una zona metagenética temprana; más sin embargo, como ya mencionamos, diversos autores indican que este tipo de estudios sólo es para palinomorfos, por lo que no es

conveniente para nuestro tipo de materia orgánica dar un parámetro de madurez con este criterio, ya que la composición química de estos tipos de MODF son diferentes, siendo que la de tipo algáceo marino, que suponemos para nuestro estudio sea de tipo IIs, de acuerdo a los estudios de energía de activación realizadas en el I.F.P. por personal del I.M.P., inicia su evolución térmica con menor temperatura, dicho de otra forma se necesita menos energía de activación para iniciar su transformación, ésto se puede observar en la figura 28A donde se comparan cualitativamente las energías de diferentes kerógenos, se dice cualitativo ya que no se tiene el dato exacto de la constante de Arrhenius utilizada.

El tipo de MODF de esta secuencia posee un excelente poder energético, y de acuerdo a su abundancia se podría decir que tiene buen potencial generador.

En el pozo 51A se estudiaron nueve muestras que abarcan del intervalo 1850m a 3315m; y del pozo Nazareth 101A seis muestras que se encuentran entre los 775m a 2605m, éstas presentan una materia orgánica de tipo algáceo con características muy similares a las descritas para el pozo Nazareth 1; las cuales se pueden observar en las láminas 16 a 22.

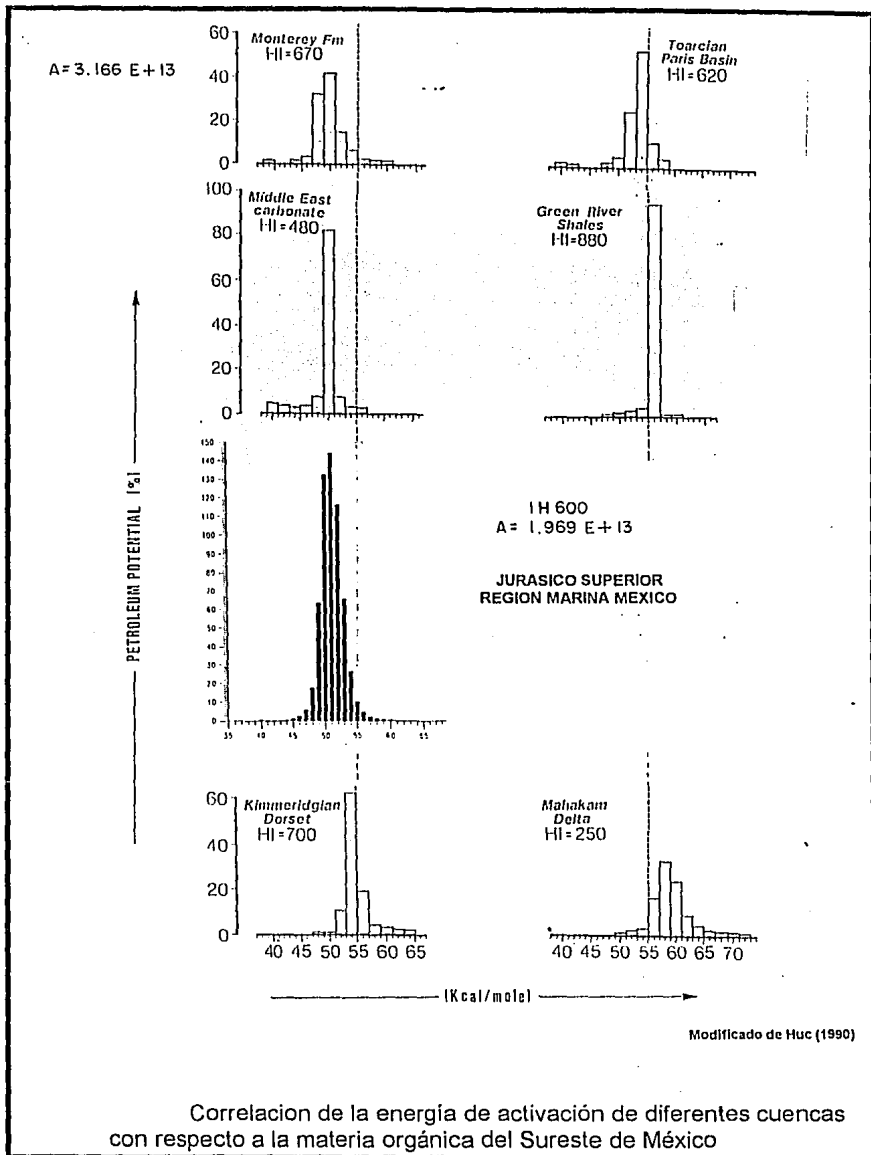
Las variaciones en la tonalidad del color café, en la MODF, se debe a la presencia de bitúmenes, y en ocasiones al grosor de la partícula.

VII.4.2 Estudios ópticos en luz fluorescente

El estudio bajo luz fluorescente de las muestras del pozo Nazareth 1 nos presenta colores intensos de excitación que van del amarillo en la profundidad 1255m, evolucionando al anaranjado a 1720m, a café-anaranjado a 3250m, café a 3595m, y presentando una ausencia de fluorescencia a partir de los 4095m, ésto se puede observar en las láminas 5 a 15.

La intensidad de esta fluorescencia nos indica buen potencial de hidrógeno en la MODF, el que va disminuyendo conforme desaparece esta propiedad; de aquí que se pueda esperar una generación de hidrocarburos líquidos.

Robert (1985) indica que en las matrices sapropélicas el oscurecimiento de las intensidades de la fluorescencia y el cambio de color amarillo a anaranjado-café, nos



Correlacion de la energía de activación de diferentes cuencas con respecto a la materia orgánica del Sureste de México

ubican en el pico de la ventana del petróleo, según dicho autor éste ocurre entre 0.8% y 1.0% de PRV, sin embargo hay que considerar que de acuerdo a las características de cada cuenca, los valores de poder reflector de la vitrinita pueden variar.

Los estudios ópticos de estas muestras en luz fluorescente nos ubican en una zona catagenética, donde tenemos una evolución térmica desde el inicio hasta el final de la ventana del petróleo; con lo expuesto en el párrafo anterior el pico de generación de la ventana del petróleo estaría aproximadamente a los 2700m, éste posteriormente se confirmará con los fluorogramas.

Los datos de producción del pozo Nazareth 1 indican que en el intervalo 2395-2435m se obtuvo hidrocarburos de 27.7°API, lo que concuerda con las observaciones ópticas, ya que se tiene una MODF de tipo algáceo, presentando una fluorescencia anaranjada, lo que nos confirma que dicha MODF presenta una evolución térmica, en la cual está produciendo hidrocarburos.

En el intervalo 4002-4040m se tiene la producción de gas y condensado de 47.8°API, y de acuerdo a los estudios ópticos la MODF de tipo algáceo está cercana al límite en donde desaparece la fluorescencia, esto nos indica que térmicamente se localiza en el final de la ventana de generación del petróleo, o en el inicio de una zona sobremadura, lo cual concuerda con el producto obtenido en la producción.

En el pozo Nazareth-51A se estudiaron nueve muestras que abarcan las profundidades de 1850m a 3315m (Ks-Km), láminas 16 a 20; los estudios de fluorescencia de la MODF indican buena calidad para producir hidrocarburos líquidos; se tienen colores intensos de excitación anaranjado desde los 1850m, anaranjado-café a 2300m, café oscuro a los 2660m. También en el pozo se presentan bitúmenes con fluorescencia de color anaranjado-café.

En el pozo Nazareth 51A se recuperaron hidrocarburos en los intervalos: 3042 a 3058m (18% de aceite) con 23.3°API, y a 3261-3273m (70% de aceite) con 19.9°API. Aquí el comportamiento óptico de la MODF nos muestra casi una ausencia de fluorescencia, además que ésta se encuentra impregnada de bitúmenes; por lo que es de esperarse nos encontremos en una zona metagenética temprana, en donde quizá la presencia de éste tipo de aceite sea debido a los bitúmenes. De acuerdo a lo observado en la fluorescencia la producción de hidrocarburos se encontraría arriba de los 2650m.

En el pozo Nazareth-101A se estudiaron seis muestras que abarcan de la

profundidad 775m a 2605m (Ks), láminas 21 y 22; en luz fluorescente presentan un color amarillo, anaranjado y anaranjado-rojizo con fuerte intensidad, las observaciones cualitativas de esta propiedad nos indican que en este intervalo la MODF está dentro de la etapa catagénica, la cual abarcaría desde el inicio de la ventana del petróleo hasta el pico de ésta; lo que se correlaciona con las descripciones litológicas y de contenido de hidrocarburos realizadas a las muestras de canal y núcleo, en donde se reporta la mayor cantidad de impregnaciones de aceite ligero y residual, esta información es representada en los registros compuestos hechos por el personal profesional de Petróleos Mexicanos.

Es de importancia mencionar algunas observaciones cualitativas adicionales, como lo son la presencia de exhudados que la materia orgánica expulsaba al ser calentada por unos minutos en luz blanca de mercurio; estos exhudados al observarse en luz fluorescente presentaban colores azulosos y amarillo claro, lo que nos ayuda a predecir el tipo de hidrocarburos que genera este tipo de materia orgánica, en éste caso se infiere que los hidrocarburos son más abundantes en saturados que en aromáticos, si fuera al contrario tendríamos colores de fluorescencia rojizos y cafés en dichos exhudados; ésto se podría corroborar con estudios de luz infraroja, y de esta forma realizar correlaciones aceite-roca.

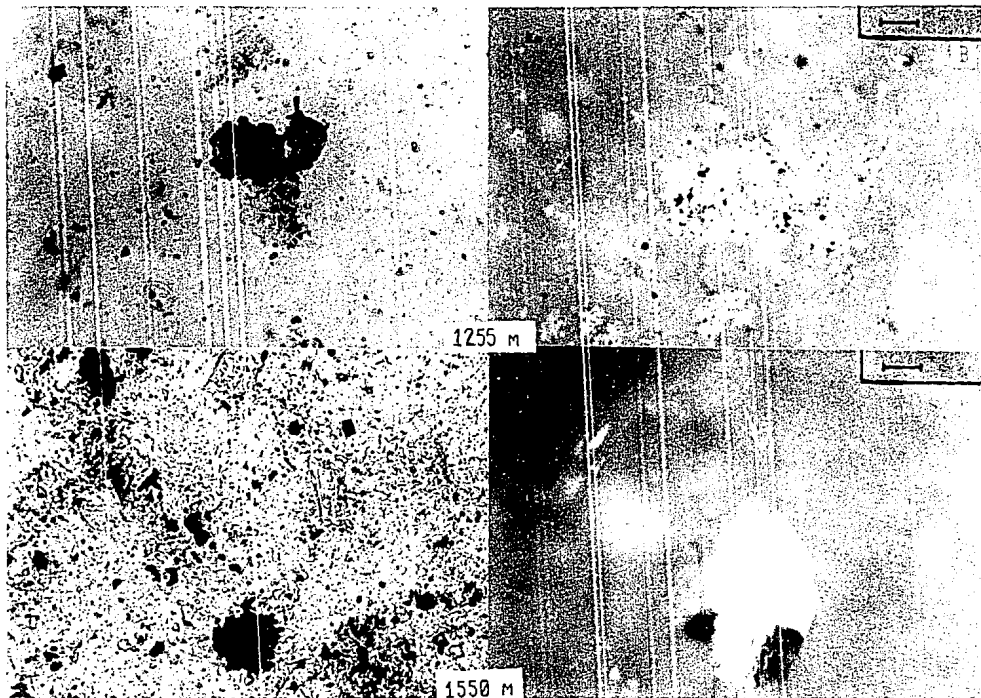
LAMINA 5

POZO NAZARETH-1

PROFUNDIDAD 1255 Y 1550M

A y C) Fotomicrografías presentando materia orgánica de tipo algáceo en forma de cúmulos, fragmentos y diseminada; el color bajo luz transmitida es pardo, presentando diferentes tonalidades.

B y D) Fotomicrografías de la materia orgánica de tipo algáceo observada bajo luz fluorescente; presenta colores amarillo-anaranjado con fuerte intensidad, indicando su estancia dentro de la etapa catagénética.



LAMINA 6

POZO NAZARETH-1

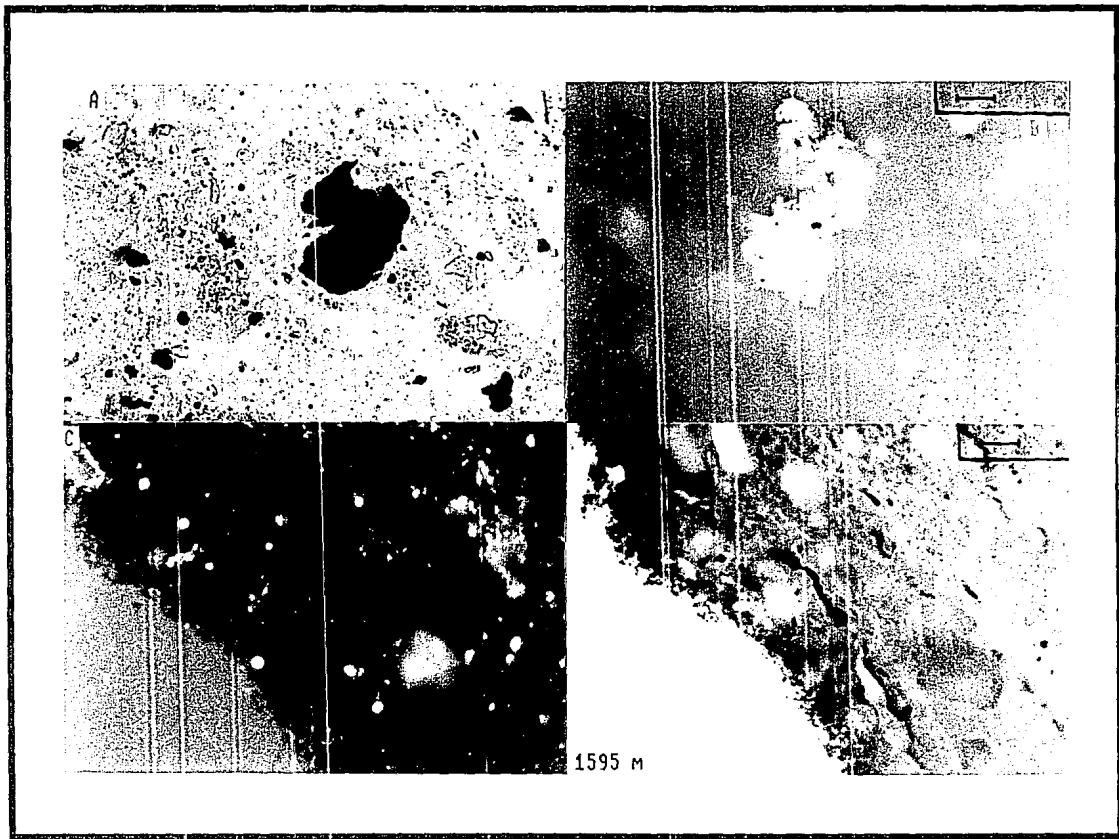
PROFUNDIDAD 1595m

A) Fotomicrografías presentando materia orgánica de tipo algáceo en forma de cúmulos, fragmentos y diseminada; el color bajo luz transmitida es pardo, presentando diferentes tonalidades.

B) Fotomicrografías de la materia orgánica de tipo algáceo observada bajo luz fluorescente; presenta colores amarillo-anaranjado con fuerte intensidad, indicando su estancia dentro de la etapa catagénica. La observación se hizo en lámina delgada.

C) Fotomicrografía de una pastilla observada bajo luz reflejada, en donde se aprecian bitúmenes en forma de vetillas, y matriz mineral envolviendo a la materia orgánica.

D) Fotomicrografía de la pastilla anterior observada bajo luz fluorescente, los bitúmenes presentan excitación de color café y la materia orgánica anaranjado, indicando su estancia dentro de la catagénesis, con posibilidades de producir aceites de gravedad API, media a ligera.



LAMINA 7

POZO NAZARETH-1

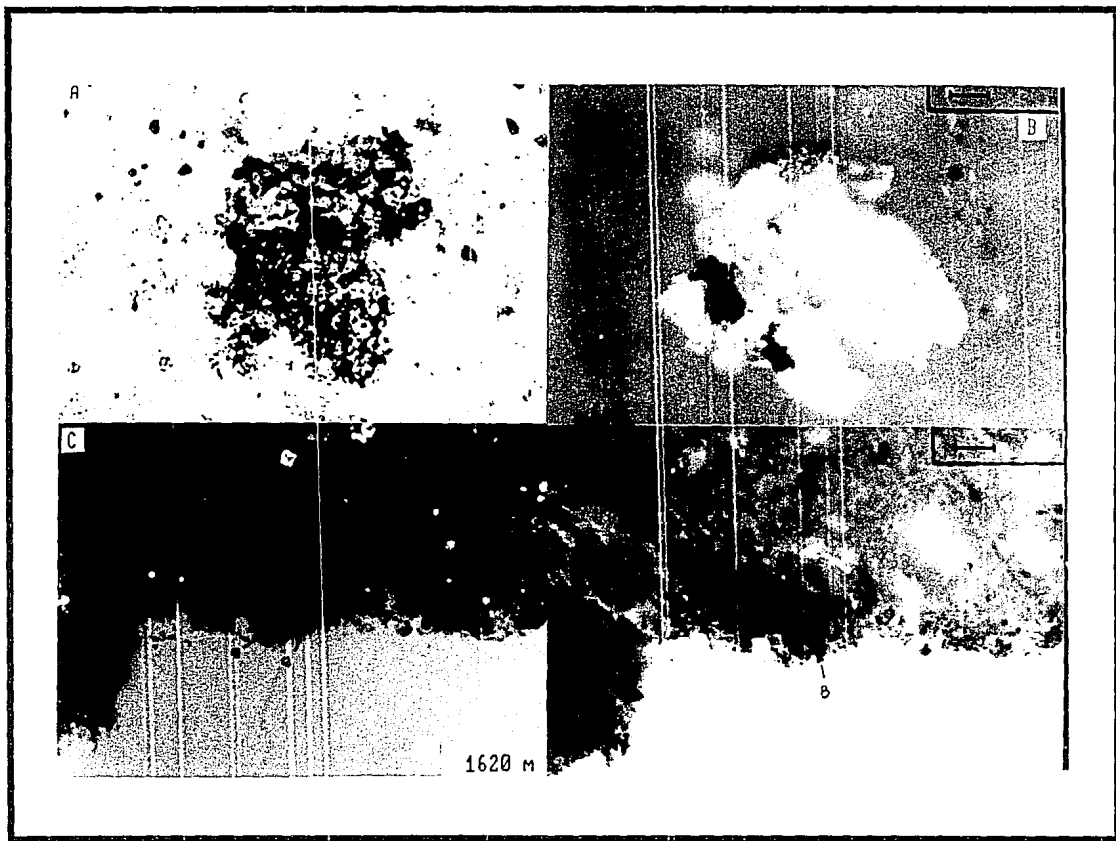
PROFUNDIDAD 1620M

A) Fotomicrografías presentando materia orgánica de tipo algáceo en forma de cúmulos, fragmentos y diseminada; el color bajo luz transmitida es pardo, presentando diferentes tonalidades.

B) Fotomicrografías de la materia orgánica de tipo algáceo observada bajo luz fluorescente; presenta colores amarillo-anaranjado con fuerte intensidad, indicando su estancia dentro de la etapa catagénica. La observación se hizo en lámina delgada.

C) Fotomicrografía de una pastilla observada bajo luz reflejada, en donde se aprecian bitúmenes en forma de vetillas, y matriz mineral envolviendo a la materia orgánica.

D) Fotomicrografía de la pastilla anterior observada bajo luz fluorescente, los bitúmenes presentan excitación de color café y la materia orgánica anaranjado, indicando su estancia dentro de la catagénesis.



LAMINA 8

POZO NAZARETH-1

PROFUNDIDAD 1720M

A) Fotomicrografías presentando materia orgánica de tipo algáceo en forma de cúmulos, fragmentos y diseminada; el color bajo luz transmitida es pardo, presentando diferentes tonalidades, debido a la impregnación de bitúmenes.

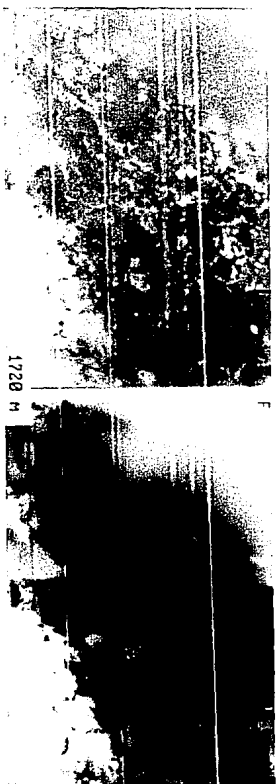
B) Fotomicrografías de la materia orgánica de tipo algáceo observada bajo luz fluorescente; presenta colores anaranjado-café con fuerte intensidad, indicando su estancia dentro de la etapa catagénica. La observación se hizo en lámina delgada.

C) Fotomicrografía de una pastilla observada bajo luz reflejada de bitúmenes negros observados en lámina delgada.

D) Fluorescencia anaranjada de los bitúmenes anteriores, similar a la de la materia orgánica, infiriendo que son autóctonos.

E) Fotomicrografía de una pastilla observada bajo luz reflejada, en donde se aprecian bitúmenes en forma de vetillas anastomosadas envolviendo las hoquedades dejadas por los cristales de dolomita.

F) Fotomicrografía de la pastilla anterior observada en luz fluorescente, los bitúmenes presentan color anaranjado, lo que puede indicar que estos no son migrados a grandes distancias, ya que tienen fluorescencia similar a la materia orgánica.



1720 H

LAMINA 9

POZO NAZARETH-1

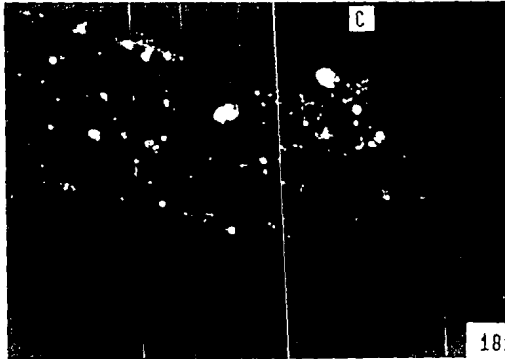
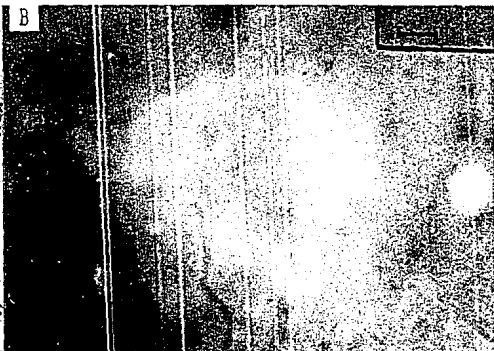
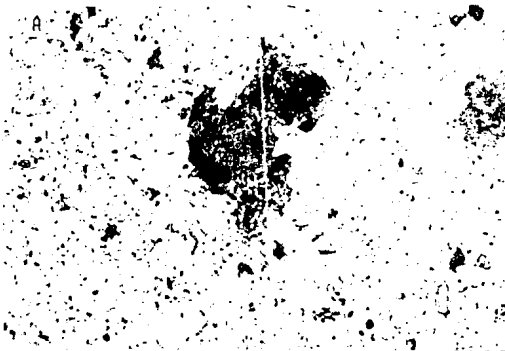
PROFUNDIDAD 1810M

A) Fotomicrografías presentando materia orgánica de tipo algáceo en forma de cúmulos, fragmentos y diseminada; el color bajo luz transmitida es pardo, presentando diferentes tonalidades por la impregnación de bitúmen.

B) Fotomicrografías de la materia orgánica de tipo algáceo observada bajo luz fluorescente; presenta color anaranjado con fuerte intensidad, indicando su estancia dentro de la etapa catagénica. La observación se hizo en lámina delgada.

C) Fotomicrografía de una pastilla observada bajo luz reflejada, en donde se aprecian algunos bitúmenes y matriz mineral envolviendo a la materia orgánica.

D) Fotomicrografía de la pastilla anterior observada bajo luz fluorescente, apreciándose la coexistencia de los bitúmenes y materia orgánica presentando fluorescencia color café, lo que sugiere que los bitúmenes provienen de la materia orgánica de tipo algáceo.



1810 M

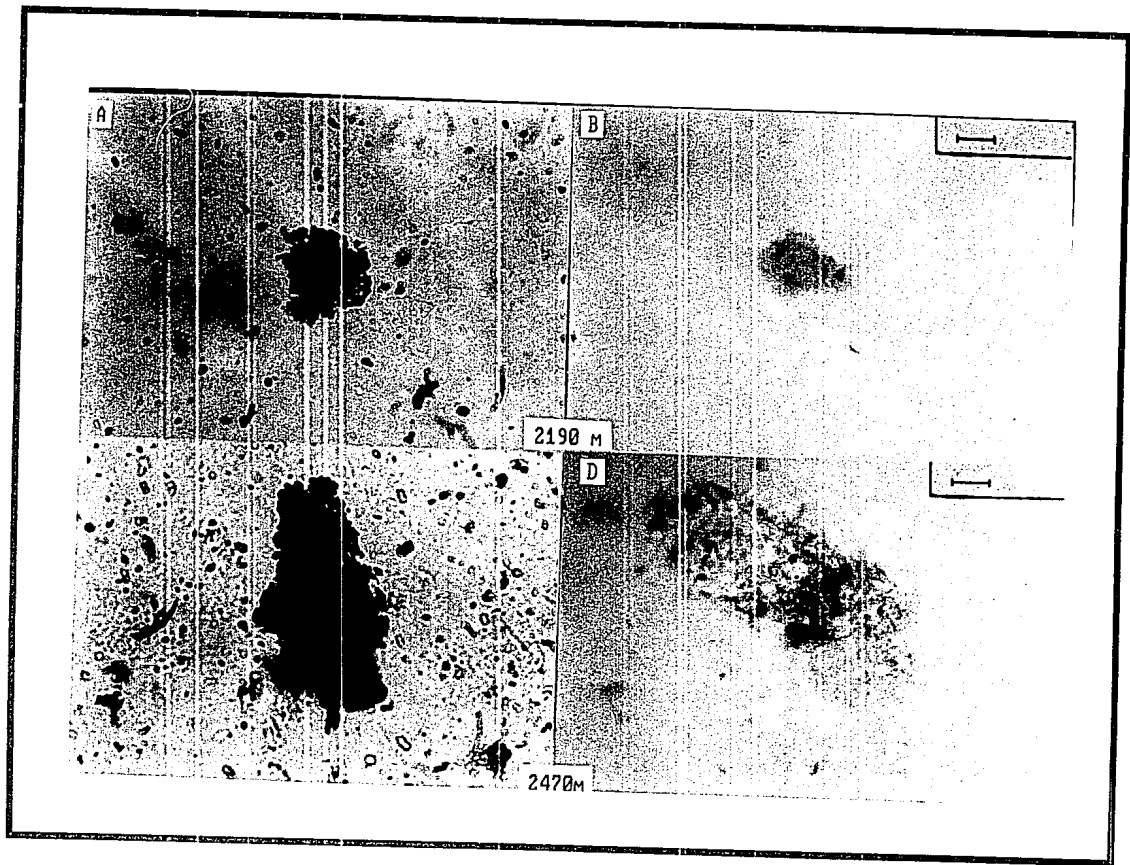
LAMINA 10

POZO NAZARETH-1

PROFUNDIDAD 2190 y 2470M

A y C) Fotomicrografías presentando materia orgánica de tipo algáceo en forma de cúmulos, fragmentos y diseminada; el color bajo luz transmitida es pardo, presentando diferentes tonalidades.

B y D) Fotomicrografías de la materia orgánica de tipo algáceo observada bajo luz fluorescente; ambas presentan color anaranjado con fuerte intensidad, en la primera también se observan algunos exhudados, sobre la matriz mineral, con fluorescencia azul, la observación se efectuó en lámina delgada.



LAMINA 11

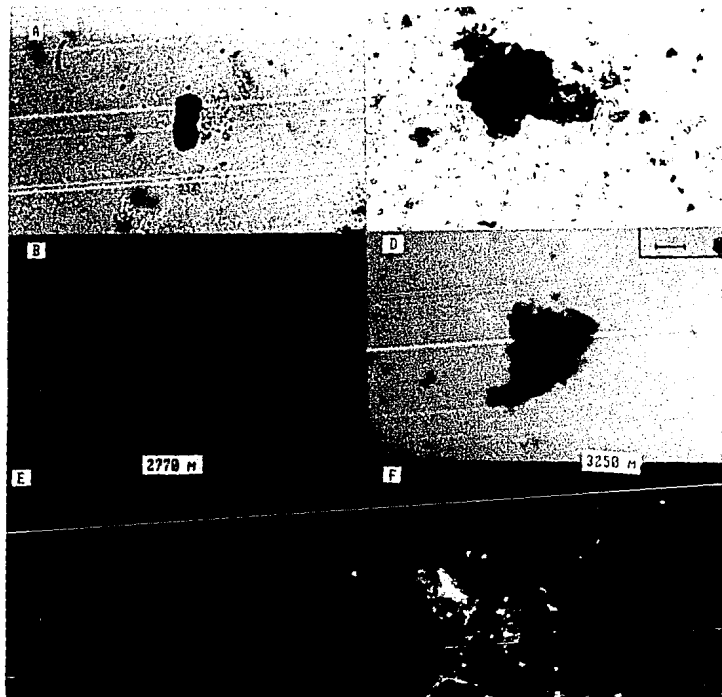
POZO NAZARETH-1

PROFUNDIDAD 2770 y 3250M

A y C) Fotomicrografías presentando materia orgánica de tipo algáceo en forma de cúmulos, fragmentos y diseminada; el color bajo luz transmitida es pardo, presentando diferentes tonalidades.

B y D) Fotomicrografías de la materia orgánica de tipo algáceo observada bajo luz fluorescente; la primera presenta color anaranjado con fuerte intensidad, el color café sobrepuesto se puede deber a la impregnación de bitumen; la segunda presenta un color café-anaranjado, observándose tenues exhudados con fluorescencia azul, sobre la matriz mineral; estas muestras estarían en el pico de la ventana del petróleo.

E y F) Fotomicrografías de pastillas observadas en luz reflejada, apreciándose bitúmenes y vitrinita.



LAMINA 12

POZO NAZARETH-1

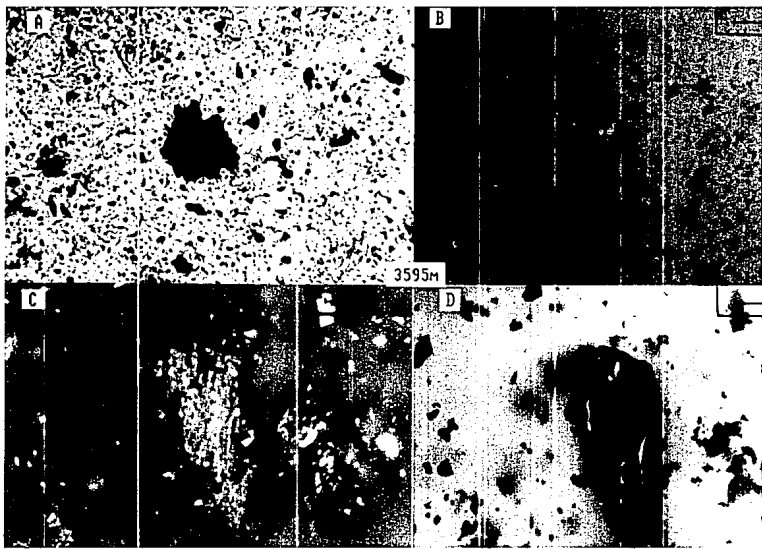
PROFUNDIDAD 3595M

A) Fotomicrografías presentando materia orgánica de tipo algáceo en forma de cúmulos, fragmentos y diseminada; el color bajo luz transmitida es pardo.

B) Fotomicrografías de la materia orgánica de tipo algáceo observada bajo luz fluorescente; presenta color café con baja intensidad, ésta se observa mejor en la materia orgánica diseminada en la matriz mineral. La muestra es propensa a generar hidrocarburos ligeros.

C) Fotomicrografía de una pastilla observada bajo luz reflejada, en donde se aprecia un bitumen fracturado, con intercalaciones de esporinita.

D) Fotomicrografía de la pastilla anterior observada bajo luz fluorescente, apreciándose bitúmenes presentando fluorescencia color café, y la esporinita anaranjado intenso.



LAMINA 13

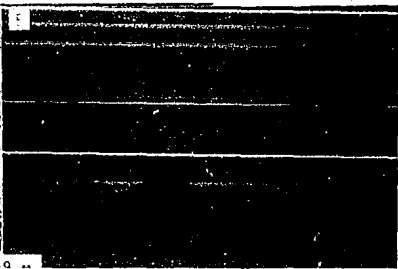
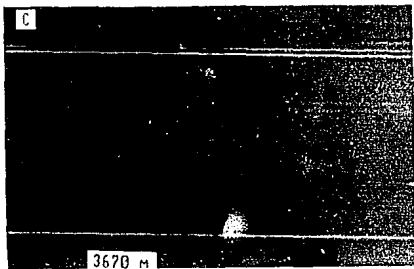
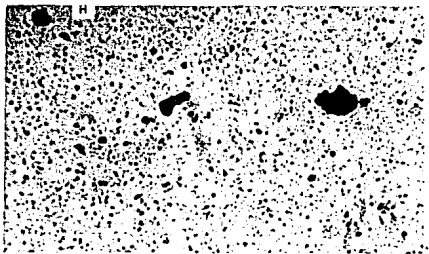
POZO NAZARETH-1

PROFUNDIDAD 3670 y 3759M

A y D) Fotomicrografías presentando materia orgánica de tipo algáceo en forma de cúmulos, fragmentos y diseminada; el color bajo luz transmitida es pardo, presentando diferentes tonalidades, por la impregnación de bitúmenes.

B y E) Fotomicrografías de la materia orgánica de tipo algáceo observada bajo luz fluorescente; la primera presenta color anaranjado intenso a café, la segunda tiene fluorescencia café de baja intensidad, las muestras son propensas a generar hidrocarburos ligeros, y se puede suponer que se encuentran al final de la etapa catagénica..

C) Fotomicrografía de una pastilla observada bajo luz reflejada, en donde se aprecia la existencia de bitúmenes.



LAMINA 14

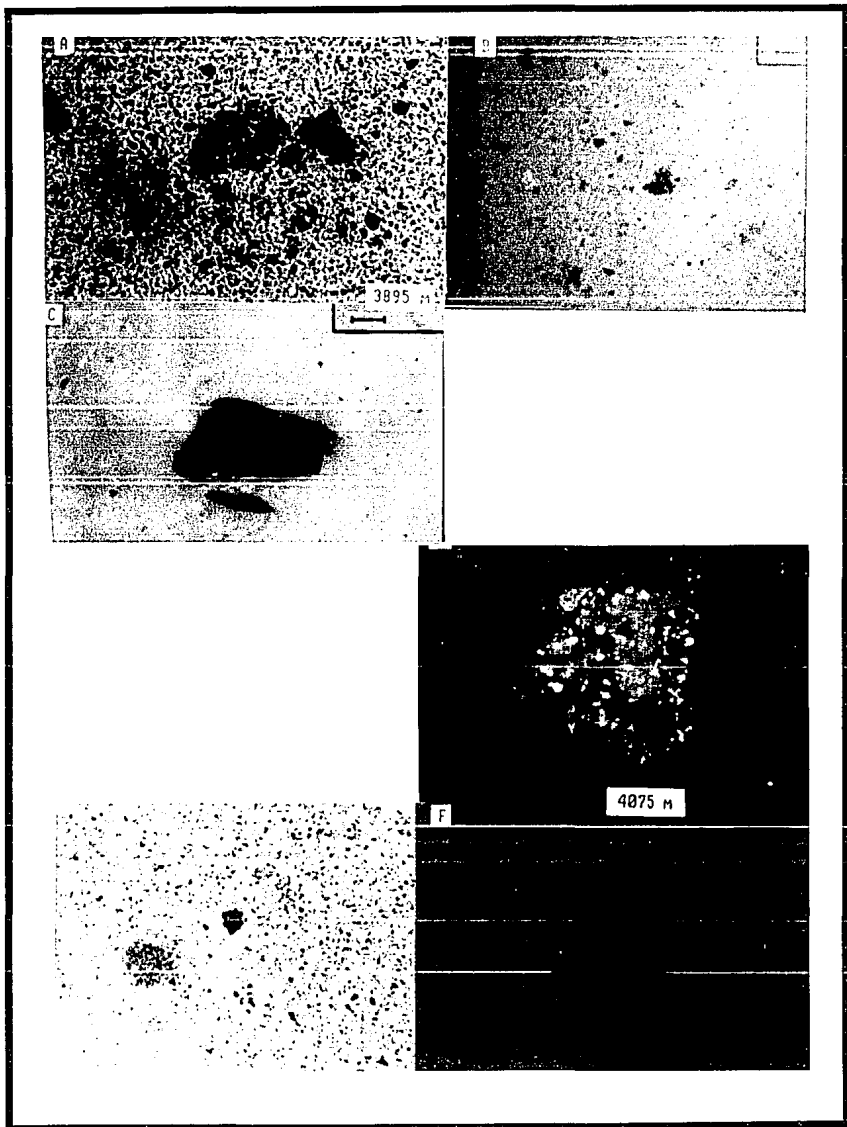
POZO NAZARETH-1

PROFUNDIDAD 3895 y 4075M

A y E) Fotomicrografías presentando materia orgánica de tipo algáceo en forma de cúmulos, fragmentos y diseminada; el color bajo luz transmitida es pardo.

B y F) Fotomicrografías de la materia orgánica de tipo algáceo observada bajo luz fluorescente; ambas presentan color café de baja intensidad, ésta se aprecia mejor en la materia orgánica diseminada en la matriz mineral. Las muestras son propensas a generar hidrocarburos ligeros, así como gas y condensado, ya que se encuentran quizá al final de la etapa catagenética, inicio de la metagénesis.

C y D) Fotomicrografía de una pastilla observada bajo luz reflejada, en donde se aprecia la existencia de bitúmenes y vitrinita.



LAMINA 15

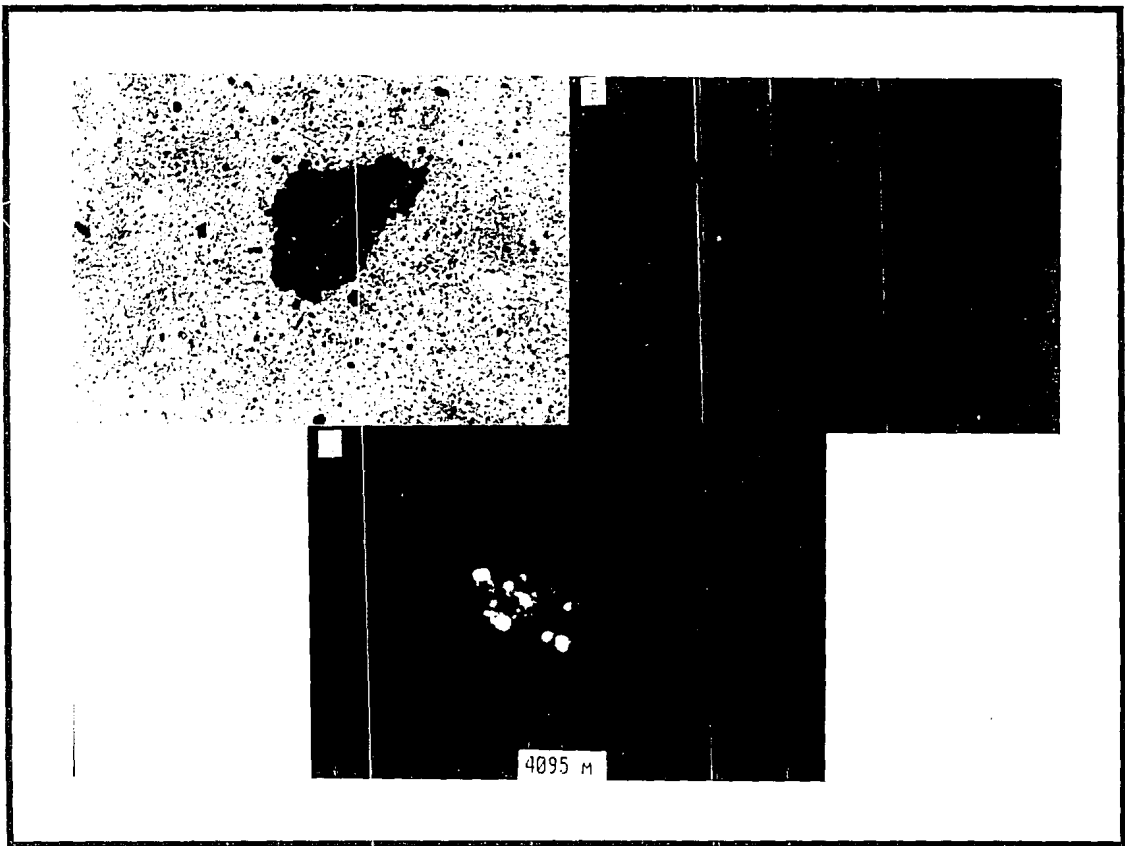
POZO NAZARETH-1

PROFUNDIDAD 4095m

A) Fotomicrografías presentando materia orgánica de tipo algáceo en forma de cúmulos, fragmentos y diseminada; el color bajo luz transmitida es pardo, presentando diferentes tonalidades, por la impregnación de bitúmenes.

B) Fotomicrografías de la materia orgánica de tipo algáceo observada bajo luz fluorescente; presenta color café de baja intensidad, ésta se aprecia mejor en la materia orgánica diseminada en la matriz mineral. La muestra es propensa a generar gas y condensado a aceite ligero, ya que está en el final de la catagénesis, inicio de la metagénesis.

C) Fotomicrografía de una pastilla observada bajo luz reflejada, en donde se aprecian bitúmenes y vitrinita.



LAMINA 16

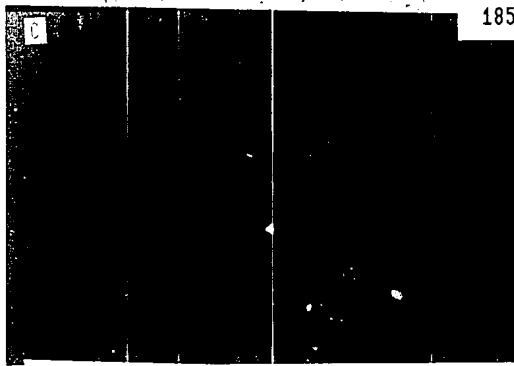
POZO NAZARETH-51A

PROFUNDIDAD 1850M

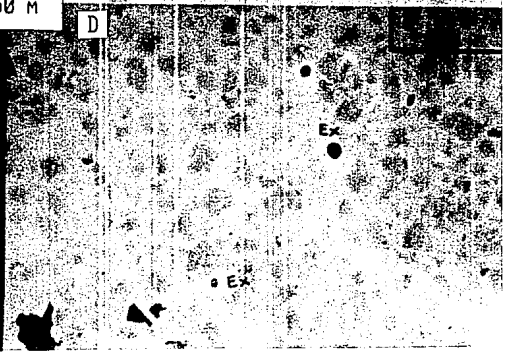
A) Fotomicrografías presentando materia orgánica de tipo algáceo en forma de cúmulos, fragmentos y diseminada; el color bajo luz transmitida es pardo, presentando diferentes tonalidades, por la impregnación de bitúmenes.

B y D) Fotomicrografías de la materia orgánica de tipo algáceo observada bajo luz fluorescente; presentan color anaranjado a café intenso; la segunda fotomicrografía presenta exudados azulosos con halo amarillo. Las muestras son propensas a generar aceite de gravedad media API, ya que están en la catagénesis, probablemente cerca del corazón de la ventana del aceite.

C) Fotomicrografía de una pastilla observada bajo luz reflejada, en donde se aprecian bitúmenes y vitrinita.



1850 M



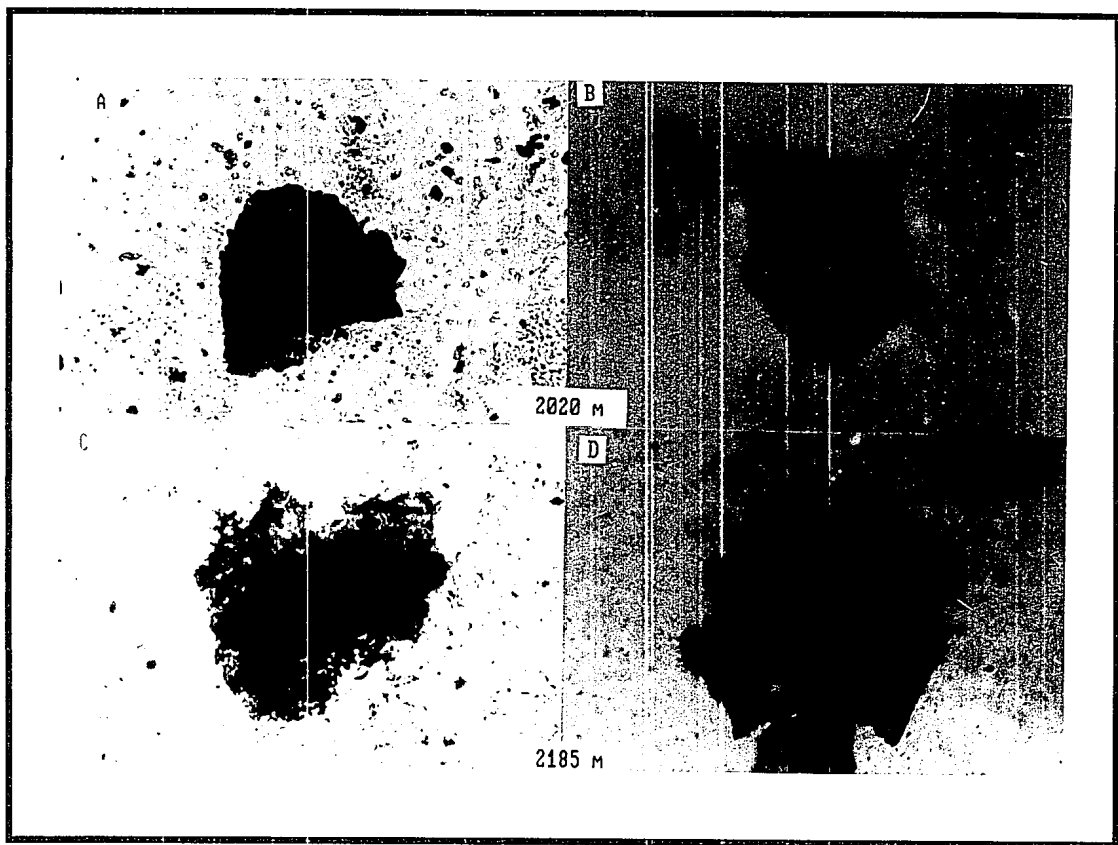
LAMINA 17

POZO NAZARETH-51A

PROFUNDIDAD 2020 y 2185M

A y C) Fotomicrografías presentando materia orgánica de tipo algáceo en forma de cúmulos, fragmentos y diseminada; el color bajo luz transmitida es pardo, presentando diferentes tonalidades, por la impregnación de bitúmenes.

B y D) Fotomicrografías de la materia orgánica de tipo algáceo observada bajo luz fluorescente; presentan color anaranjado a anaranjado-café con fuerte intensidad. Las muestras son propensas a generar aceite de gravedad API media a ligera, ya que están en la catagénesis, probablemente cerca del corazón de la ventana del aceite.



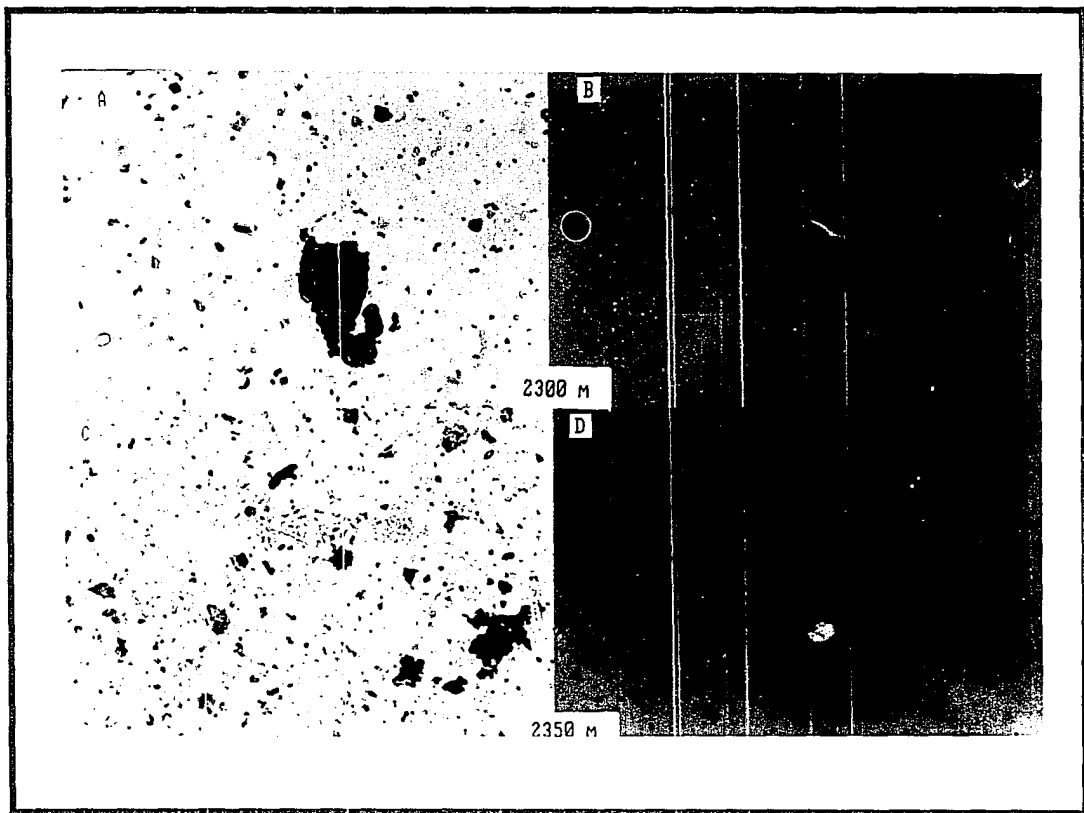
LAMINA 18

POZO NAZARETH-51A

PROFUNDIDAD 2300 y 2350M

A y C) Fotomicrografías presentando materia orgánica de tipo algáceo en forma de cúmulos, fragmentos y diseminada; el color bajo luz transmitida es pardo, presentando diferentes tonalidades, por la impregnación de bitúmenes.

B y D) Fotomicrografías de la materia orgánica de tipo algáceo observada bajo luz fluorescente; presentan color anaranjado-café con fuerte intensidad; en la primera fotomicrografía se observan exhudados con halo amarillo, las muestras se encuentran al final de la etapa catagenética y son propensas a generar aceite de gravedad API ligera.



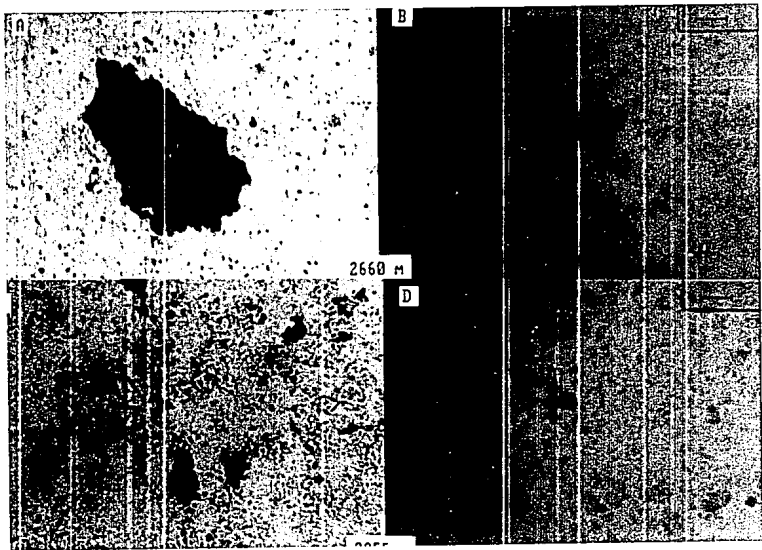
LAMINA 19

POZO NAZARETH-51A

PROFUNDIDAD 2660 y 2855M

A y C) Fotomicrografías presentando materia orgánica de tipo algáceo en forma de cúmulos, fragmentos y diseminada; el color bajo luz transmitida es pardo, presentando diferentes tonalidades, por la impregnación de bitúmenes.

B y D) Fotomicrografías de la materia orgánica de tipo algáceo observada bajo luz fluorescente; presentan color café con baja intensidad; las muestras se encuentran al final de la etapa catagenética a inicio de la metagénesis y son propensas a generar aceite de gravedad API ligera, o quizá gas y condensado.



LAMINA 20

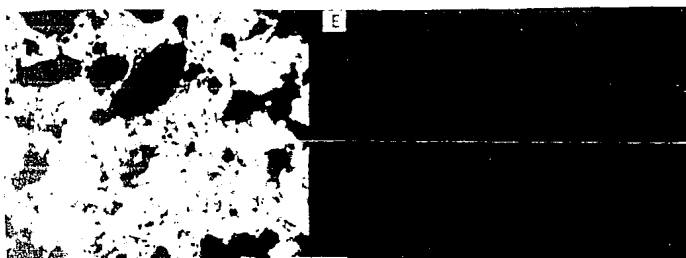
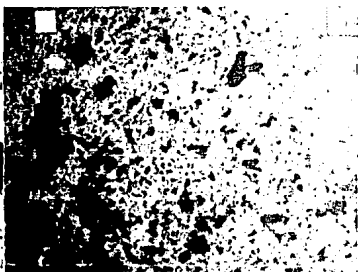
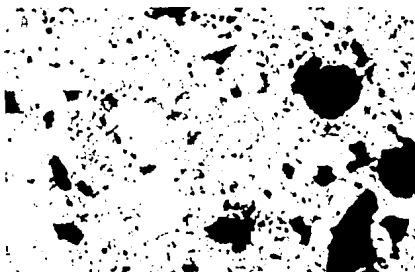
POZO NAZARETH-51A

PROFUNDIDAD 2985 y 3315M

A y D) Fotomicrografías presentando materia orgánica de tipo algáceo en forma de cúmulos, fragmentos y diseminada; el color bajo luz transmitida es pardo, presentando diferentes tonalidades, por la impregnación de bitúmenes.

B y E) Fotomicrografías de la materia orgánica de tipo algáceo observada bajo luz fluorescente; presentan color café con baja intensidad, tendiendo a una ausencia de fluorescencia. Las muestras están al final de la catagénesis, inicio de la metagénesis y son propensas a generar aceite ligero o gas y condensado. Las observaciones se hicieron en lámina delgada.

C) Fotomicrografía de una pastilla observada bajo luz reflejada, en donde se aprecian bitúmenes y vitrinita.



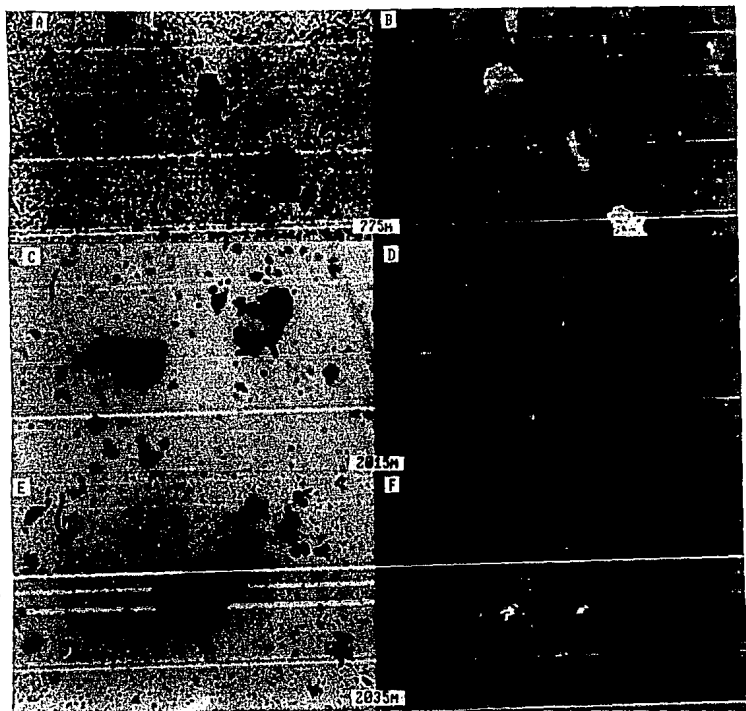
LAMINA 21

POZO NAZARETH-51A

PROFUNDIDAD 775, 2015 y 2035M

A, C y E) Fotomicrografías presentando materia orgánica de tipo algáceo en forma de cúmulos, fragmentos y diseminada; el color bajo luz transmitida es pardo, presentando diferentes tonalidades, por la impregnación de bitúmenes.

B, D y F) Fotomicrografías de la materia orgánica de tipo algáceo observada bajo luz fluorescente; presentan color amarillo-anaranjado con fuerte intensidad. Las muestras son propensas a generar aceite pesado a gravedad media, éstas se encuentran en la catagénesis temprana.



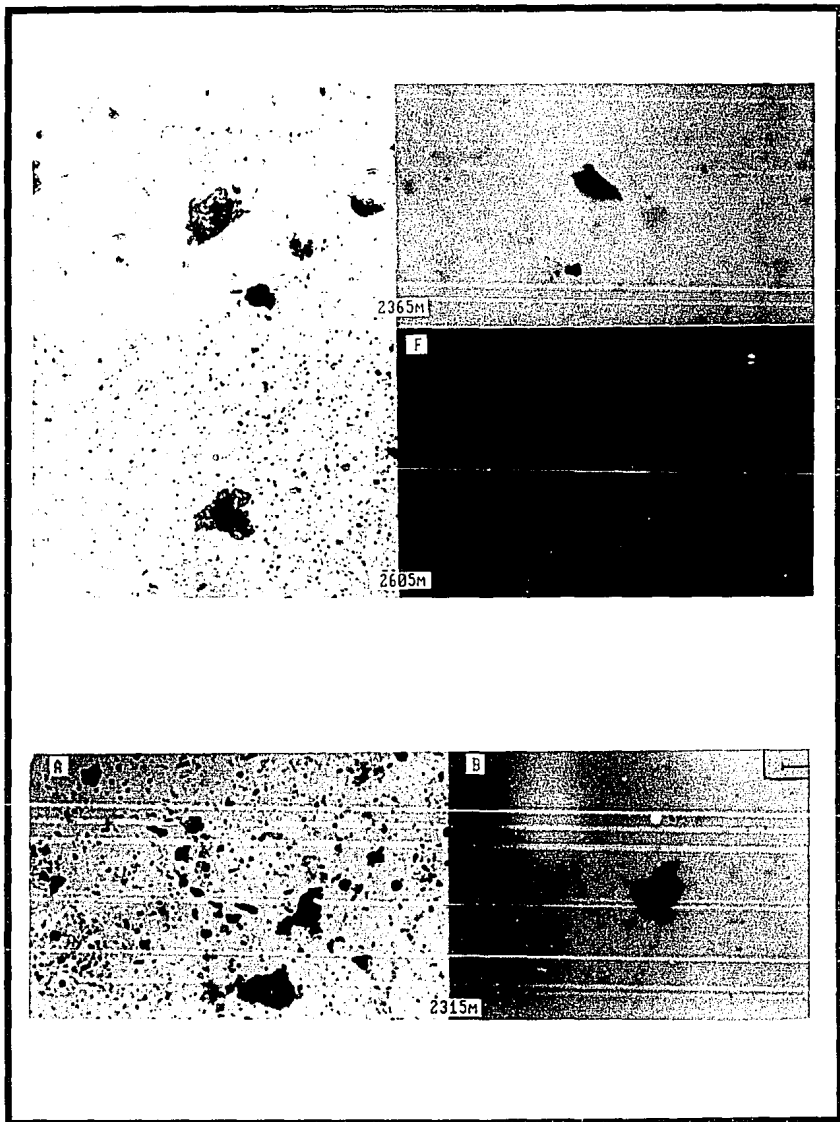
LAMINA 22

POZO NAZARETH-101A

PROFUNDIDAD 2315, 2365 y 2605M

A, C y E) Fotomicrografías presentando materia orgánica de tipo algáceo en forma de cúmulos, fragmentos y diseminada; el color bajo luz transmitida es pardo, presentando diferentes tonalidades, por la impregnación de bitúmenes.

B, D y F) Fotomicrografías de la materia orgánica de tipo algáceo observada bajo luz fluorescente; presentan color anaranjado a café-anaranjado con fuerte intensidad. Las muestras son propensas a generar aceite de gravedad API media a ligera, ya que están en la catagénesis, probablemente cerca del corazón de la ventana del aceite. Las observaciones se hicieron en lámina delgada.



VIII.4.3 Valores absolutos de la MODF usados como parámetro de madurez y calibración térmica.

Con base a los estudios ópticos realizados en lámina delgada a la MODF, se escogieron trece muestras, las cuales presentaban buenas características para poder realizar la técnica para vitrinita y bitúmenes; de éstas trece muestras, once pertenecen al pozo Nazareth 1, abarcando la profundidad 1550m a 4095m, de las cuales dos no presentan suficiente materia orgánica.

Las muestras de éste pozo son las que servirán para realizar el esquema de la calibración térmica, con base en la fluorescencia, cuantitativa y cualitativa, apoyandose en la reflectancia de los bitúmenes y la vitrinita de bajo poder reflector.

El principal parámetro para efectuar el esquema de calibración utilizado en éste trabajo es la fluorescencia, ya que éste es el parámetro más abundante; además que los exploradores petroleros trabajan con materia orgánica, y en la naturaleza ésta representa su evolución a través de colores, por ejemplo las frutas al ser inmaduras son verdes o blancas, y conforme van alcanzando su madurez evolucionan a los amarillos, anaranjados, rojos, café y al final negro al descomponerse (sobremadurar); ésto mismo pasa con los colores de la fluorescencia, los cuales nos indican la etapa de evolución térmica de la materia orgánica, y por lo tanto el momento adecuado donde dicha materia es propensa a generar petróleo.

Como se puede observar en la lámina 23, la fluorescencia en el pozo Nazareth 1 a los 1550m inicia con colores amarillo-anaranjado, presentando una longitud de onda de 610nm, la que al alcanzar los 3670m llega hasta 670nm, dando color café a un inicio de ausencia en la fluorescencia. Esto nos indica que desde los 1550m la materia orgánica se encuentra madura para poder generar aceites de gravedad API media, la cual al ir profundizándose nos dará productos más ligeros hasta llegar al gas y condensado que se explotó en el intervalo 4002-4040m.

En la gráfica Profundidad vs Fluorescencia (fig. 29 y tabla 5), se puede apreciar como la fluorescencia aumenta su longitud de onda conforme se incrementa la profundidad, indicándonos una evolución en la madurez térmica; ésto se debe a que la materia orgánica sufre un rompimiento térmico, y los enlaces con el hidrógeno van disminuyendo, hasta llegar a predominar los enlaces carbono-carbono, y es cuando se empieza a perder la fluorescencia.

LAMINA No. 23

NAZARET No 1

S / R

415 m.
K.S.
500 m.

1000 m.

1500 m.

1795 m.

EVAPORITAS

2000 m.

1) 1255m

2) 1550m
610nm

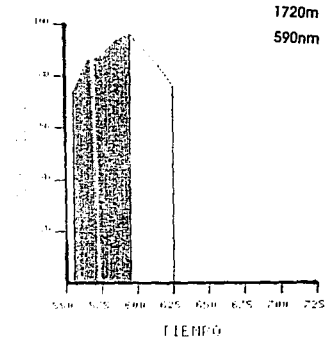
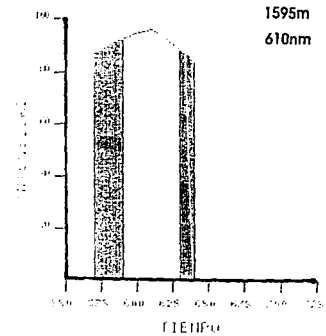
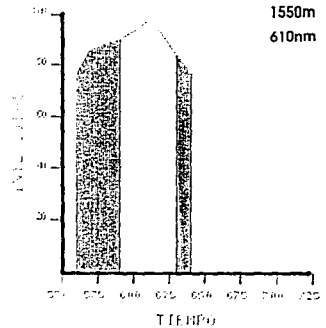
3) 1595m
610nm

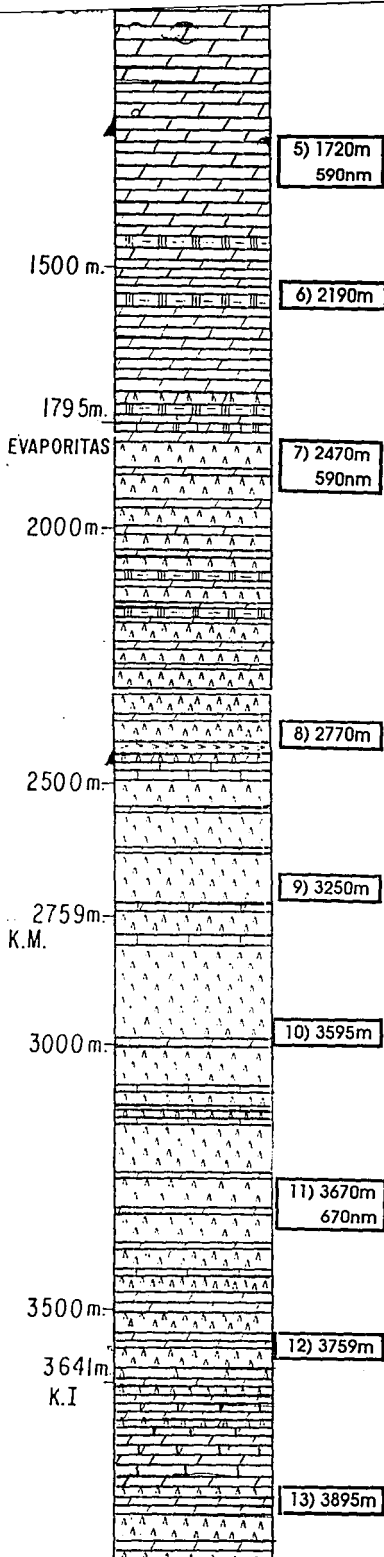
4) 1620m

5) 1720m
590nm

6) 2190m

7) 2470m
590nm





5) 1720m
590nm

6) 2190m

7) 2470m
590nm

8) 2770m

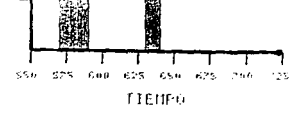
9) 3250m

10) 3595m

11) 3670m
670nm

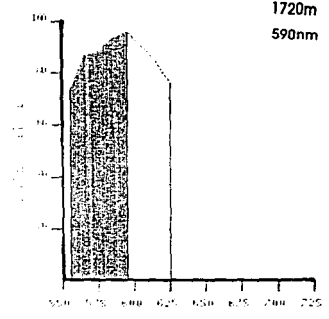
12) 3759m

13) 3895m

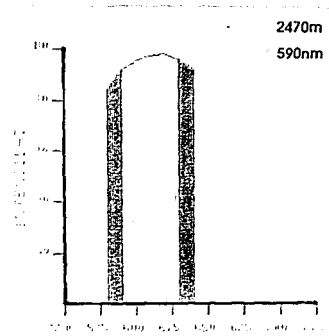


TIEMPO

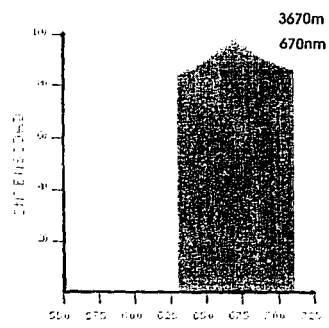
1720m
590nm



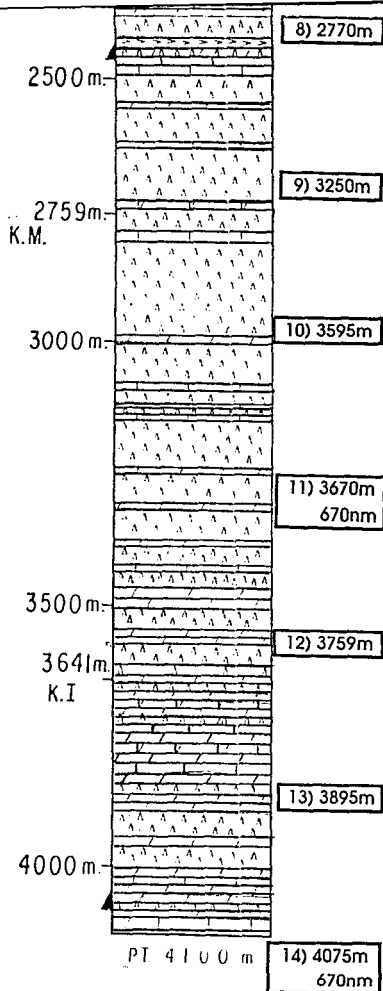
TIEMPO



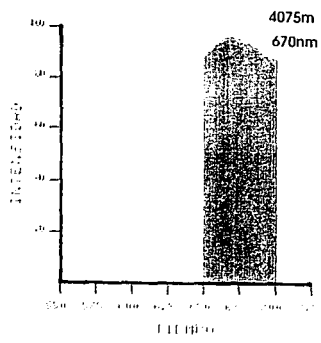
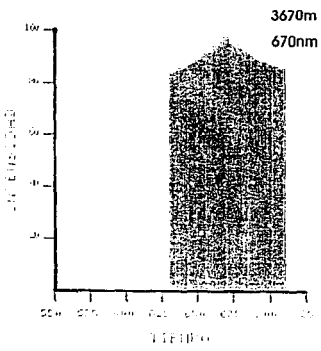
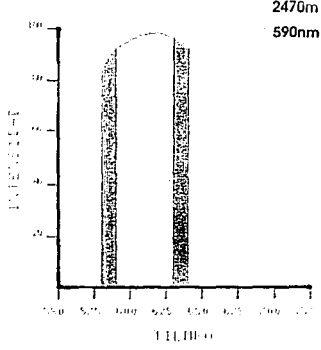
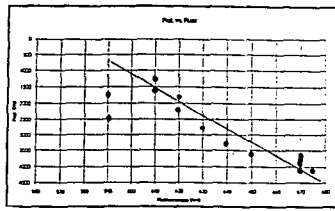
TIEMPO



TIEMPO



15) 4095m



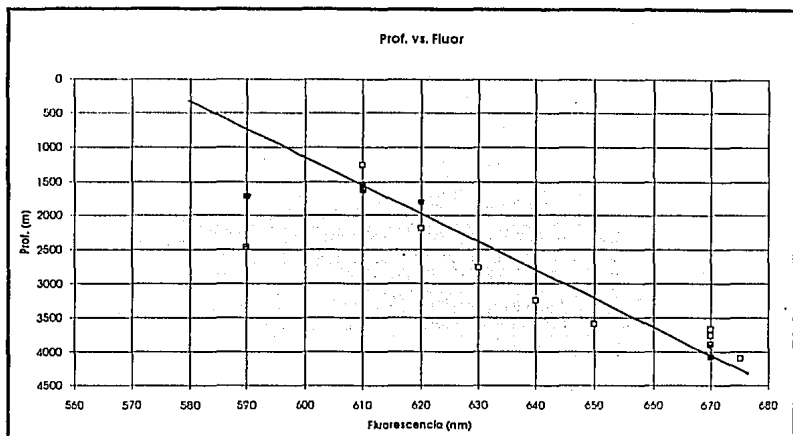


Figura 29 Comportamiento de la fluorescencia de acuerdo a la profundidad,, en el pozo Nazareth-1.

Pozo	Prof. (m)	Fluorescencia (nm)		Color
		Cuantitativ a	Cualitativa	
Nazareth-1	1255		610	Am-An
Nazareth-1	1550	610		Am-An
Nazareth-1	1595	610		An
Nazareth-1	1620		610	An
Nazareth-1	1720	590		An-Ca
Nazareth-1	1810	620		An
Nazareth-1	2190		620	An
Nazareth-1	2470	590		An
Nazareth-1	2770		630	An-Ro
Nazareth-1	3250		640	An-Ro
Nazareth-1	3595		650	Café
Nazareth-1	3670	670		Café
Nazareth-1	3759		670	Café
Nazareth-1	3895		670	Café
Nazareth-1	4075	670		Ca obs.
Nazareth-1	4095		675	Ca obs.

Tabla 5 Valores obtenidos en observaciones y mediciones de fluorescencia, en láminas delgadas y pastillas.

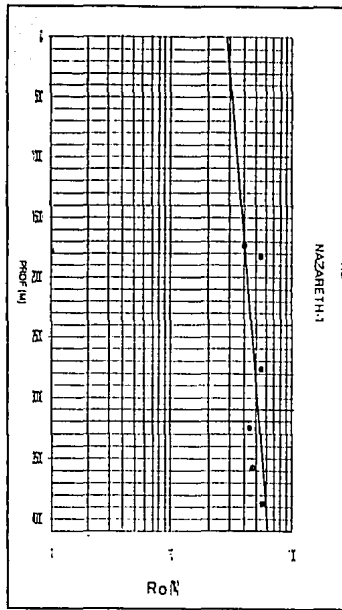


Figura 31. Los pocos valores del poder reflector de la vitrinita presentan un aumento conforme es mayor la profundidad.

POZO	PROF	%Ro	%Rb
NAZARETH-1	1550m		0.21
NAZARETH-1	1595m		0.21
NAZARETH-1	1720m	0.40	0.24
NAZARETH-1	1810m	0.55	
NAZARETH-1	2770m	0.53	
NAZARETH-1	3250m	0.42	0.24
NAZARETH-1	3595m	0.49	
NAZARETH-1	3670m		0.29
NAZARETH-1	3895m	0.57	

Tabla 6 Valores de poder reflector de vitrinita y bitúmenes en muestras del pozo Nazareth-1

Esta consideración puede esclarecer las diferencias entre los datos geoquímicos y los ópticos; si tuviéramos MODF rica en azufre, lo que es muy común en ambientes marinos reductores, se podría esperar que la T_{max} para iniciar la generación debe de ser menor, por lo que la ventana del petróleo sería antes, correspondiendo a valores de R_o inferiores, ésta hipótesis se apoya con los estudios de energía de activación, que en la actualidad se han efectuado a la materia orgánica del Jurásico Superior de un pozo de la Región Marina, la que tiene similitud con la del trabajo.

Se concluye que la MODF de tipo algácea marina precursora de hidrocarburos, análoga al kerógeno IIs, es más propensa a sufrir transformaciones en un rango de temperatura menor, que la MODF de tipo lignocelulósico, precursora del carbón, por lo que dicha madurez es diferente en cada tipo de materia orgánica, y va de acuerdo a su composición elemental.

Con lo expuesto en los párrafos anteriores, se puede decir que la ventana del petróleo de la materia orgánica no sigue parámetros rígidos, como en el que se ha enmarcado, 0.5 a 1.3% de PRV, sino presenta un posición variable de acuerdo a las características específicas de la MODF. Es este motivo que para el área Nazareth, nuestra ventana del petróleo se encuentra, como ya se mencionó en el dominio del lignito.

La lámina 23 resume y corelaciona los parámetros de madurez mencionados en párrafos anteriores, evidenciando, que tanto la fluorescencia, el poder reflector de los bitúmenes y de la vitrinita, presentan un incremento de acuerdo a la profundización de la secuencia litológica; presentando una etapa catagénica a los 1550m y evolucionando hasta la catagénesis tardía-metagénesis temprana a los 4095m; lo cual nos indica que la transformación de la materia orgánica en el campo Nazareth se encuentra aproximadamente entre los valores 0.40 a 0.60% de PRV.

VIII.5 Biomarcadores

Para el estudio de biomarcadores, se contó con aceites de los pozos Nazareth 1, 51A y 201; el pozo Nazareth 1 se encuentra actualmente taponado, pero existen de fragmentogramas en el trabajo de Rosales et al (1990), que sirvieron para la interpretación. En el Nazareth 101A no se ha recuperado hidrocarburos aún.

El proceso de CG/EM se efectuó en el centro de investigaciones CENPES de PETROBRAS, Brasil; los fragmentogramas que se interpretaron a partir de éste proceso fueron el mz 191 y mz 217, para el estudio de los Triterpanos y Esteranos respectivamente; aunque con los análisis de CG realizados en el IMP, se incluyen las observaciones de los isoprenoides y alcanos saturados, los que también se consideran como biomarcadores. Las mediciones de los diferentes compuestos en los fragmentogramas, así como las relaciones entre éstos fueron realizadas por el Dr. Mario A. Guzman V.

VIII.5.1 Interpretación de los triterpanos mz 191

La interpretación cualitativa de los fragmentogramas mz 191 de los aceites de los pozos Nazareth 1, 51A y 201 se realizaron con base a los rasgos más relevantes de éstos, los que abarcan compuestos de C27 a C30, los cuales son Ts, Tm, hopanos y moretanos.

El fragmentograma perteneciente al pozo Nazareth 1 (fig. 32), tomado de Rosales (1990), no presenta una buena resolución, pero se aprecia una abundancia en los hopanos C29 y C30 (picos J y L), y una escases en los moretanos C29 y C30 (picos K y M), así como una relación Ts/Tm superior a uno, tabla 5; en la relación hopano C29/C30, y C35/C34, predomina el C29 y el C34, (figs. 33 y 34) ; así como las configuraciones 22S predominan sobre las 22R, (fig. 32). A continuación se da la interpretación a las observaciones mencionadas.

Se ha dicho que los hopanos C29 y C30 provienen de los lípidos de las bacterias, con lo cual se puede decir que por la abundancia de estos compuestos en el fragmentograma mz 191, picos J y L, la secuencia evaporítico-carbonatada, tuvo las condiciones apropiadas durante su depósito para el desarrollo de bacterias halófitas, éstas son las precursoras del fitano en ambientes salinos (Mello 1988), lo que se confirma ya que el isoprenoide predominante en los extractos y aceites del campo Nazareth fue éste, dando relaciones de Pr/Fi menores a 0.5 en los extractos, y de 0.69 y 0.52 en los aceites, (tabla 4 y 5), lo que de acuerdo a Ten Haven (1987), nos indica ambientes hipersalinos; otra evidencia de éste tipo de ambientes, mencionada por Conan (1986), es la predominancia del hopano C29 sobre su homólogo C30, lo cual ocurre en los fragmentogramas de los aceites del pozo Nazareth 1 (2395-2435m), y 51A.

En el fragmentograma perteneciente al pozo Nazareth 51A, y 201 (fig. 32), se puede observar que los hidrocarburos presentan abundancia de hopanos C29 y C30 (picos J y L) con respecto a los moretanos C29 y C30 (picos K y M); así como también una relación Ts/Tm mayor a la unidad, y una dominancia de configuraciones 22S con respecto a las 22R; lo que es muy similar con lo descrito en el pozo anterior.

En el fragmentograma perteneciente al pozo 201 y 1 (4002 a 4040m) se difiere un poco en las condiciones de depósito, ya que éste da un aspecto más carbonatado, pero sin dejar de presentar cierta salinidad, lo que se evidencia con la baja relación Ts/Tm (Waples 1991). Este ligero cambio en las condiciones ambientales es lógico, ya que en la secuencia evaporítico-carbonatada del campo Nazareth, existen cambios de facies verticales que varían de supra-intermarea a lagunar, como ya se había mencionado en el capítulo de estratigrafía.

Con respecto a la madurez, las relaciones de los triterpanos nos indican que éstos aceites se encuentran en una etapa temprana de generación de petróleo (fig. 36), ya que las relaciones Ts/Tm+Ts varían entre 54 y 70%, (tabla 7), y las configuraciones 22S/22R+22S llegan a su equilibrio de reacción (fig. 35).

La interpretación de la madurez aparenta no ser correlacionable con los resultados de los estudios ópticos de fluorescencia, ni con los productos extraídos del campo Nazareth; pero hay que considerar un aspecto muy importante, los valores de las reacciones de equilibrio han sido calibradas con rangos de poder reflector de la vitrinita y como ya se mencionó, éstos deben de estar en valores inferiores a los prescritos normalmente, lo que se apoya con los estudios de energías de activación efectuados por personal del I.M.P. a la materia orgánica del Jurásico Superior Tithoniano para la Región Marina; si de acuerdo a estos criterios se desplazara la ventana del petróleo a rangos inferiores de poder reflector de la vitrinita, las reacciones de equilibrio coincidirían con una evolución térmica mayor.

POZO	Hopanos					Esteranos		Homohopanos				
	C29/C30	C35/C34	22S/(22S+22R)	Ts/lm	Ts/(Ts+lm)	20S/(20S+20R)	IB/(IB+AAA)	C31	C32	C33	C34	C35
			C32			C29	C29					
Nazareth-1	0.82	0.66	0.6	1.19	0.54	0.44	0.54	30.3	14.2	13	8.56	47.8
Nazareth-1	1.7	S/D	0.58	2.08	0.68	0.3	0.46	S/D	S/D	S/D	S/D	27.7
Nazareth-51A	1.7	0.71	0.63	2.33	0.7	0.24	0.47	23.3	14.6	16.5	11.7	23
Nazareth-201	0.64	0.47	0.6	1.9	0.66	0.41	0.62	26.6	14.9	17	7.98	S/D

Tabla 7.- Valores y relaciones de madurez obtenidas en CG/EM para los hopanos y esteranos.

TERPANOS Mz 191

Pico	Compuesto	No C	Nombre común
Terpanos Pentacíclicos			
Ts	18a(H)-Irisnorhopano	27	Ts
Trn	17a(H)-Irisnorhopano	27	Trn
J	17a(H),21b(H)-Norhopano	28	C28 Hopano (22S)
K	17a(H),21A(H)-Normorelano	29	C29 Hopano (22R)
L	17a(H),21b(H)-hopano	30	C30 Hopano (22S)
M	17a(H),21a(H)-Morelano	30	C30 Hopano (22R)
N	17a(H),21b(H)-Homohopano (22S)	31	C31 Hopano (22S)
O	17a(H),21b(H)-Homohopano (22R)	31	C31 Hopano (22R)
P	17a(H),21a(H)-Bisomohopano (22S)	32	C32 Hopano (22S)
Q	17a(H),21b(H)-Bisomohopano (22R)	32	C32 Hopano (22R)
R	17a(H),21b(H)-Trisomohopano (22S)	33	C33 Hopano (22S)
S	17a(H),21b(H)-Trisomohopano (22R)	33	C33 Hopano (22R)
T	17a(H),21b(H)-Tetrahomohopano (22S)	34	C34 Hopano (22S)
U	17a(H),21b(H)-Tetrahomohopano (22R)	34	C34 Hopano (22R)
V	17a(H),21b(H)-Pentahomohopano (22S)	35	C35 Hopano (22S)
W	17a(H),21b(H)-Pentahomohopano (22R)	35	C35 Hopano (22R)

Leyenda de la figura 32

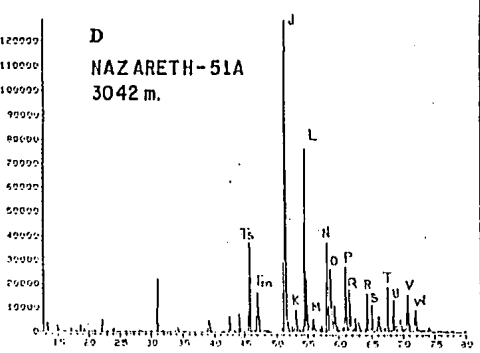
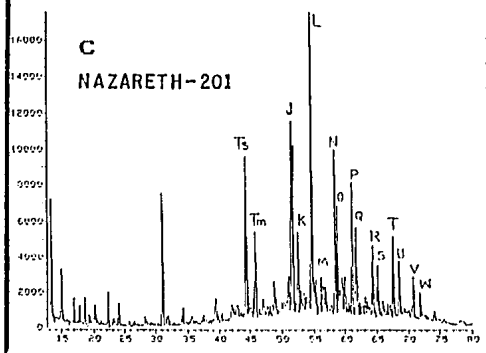
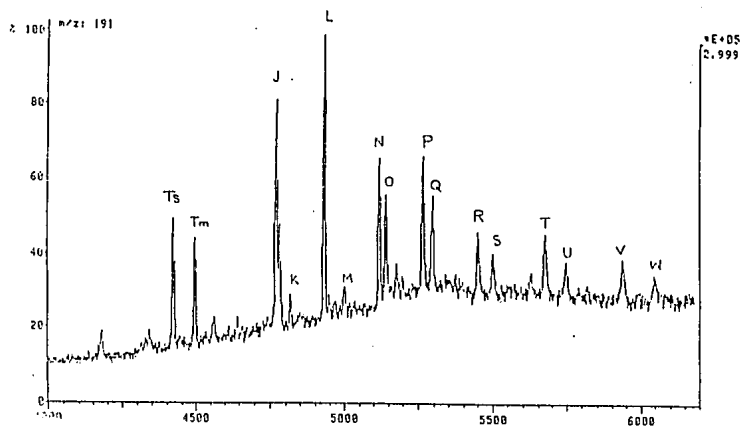
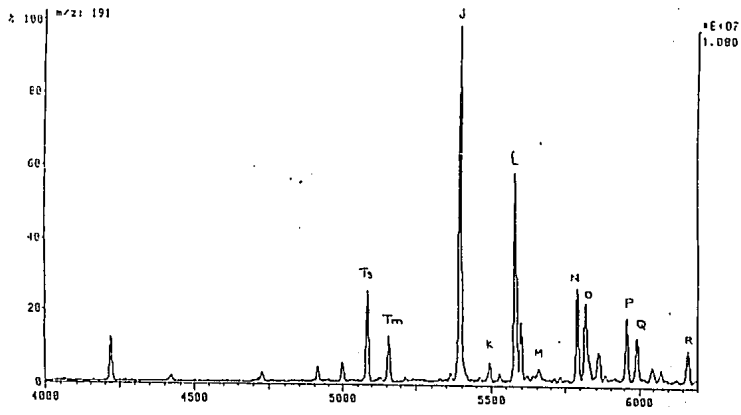


Figura 32 Fragmentograma Mz 191 representando los triterpanos de los pozos del campo Nazareth.

HOPANOS

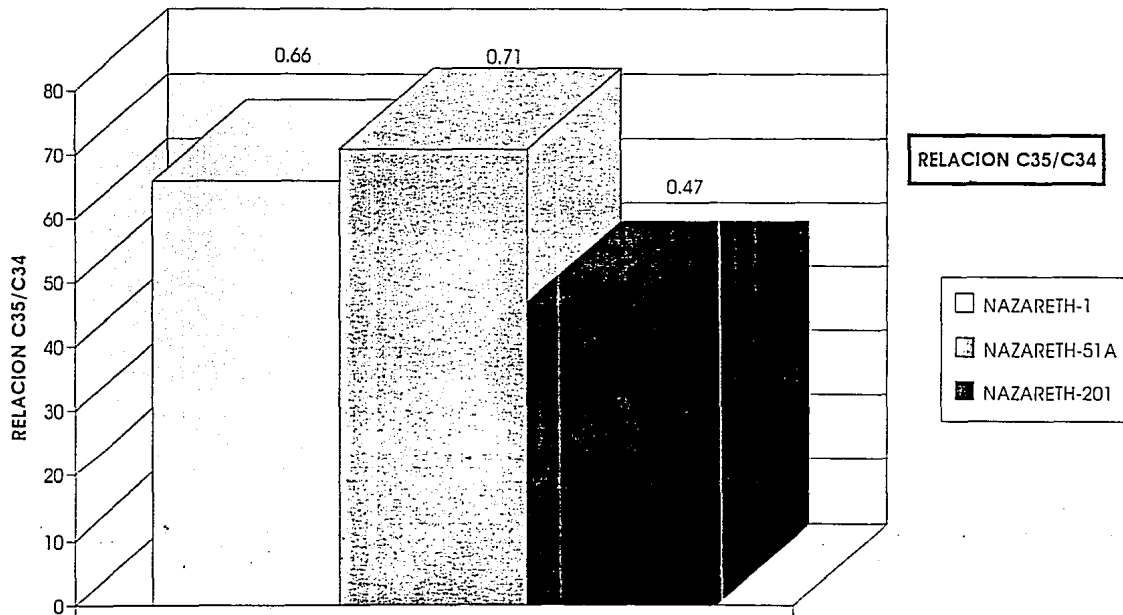


Figura 34

POZOS

HOPANOS C32

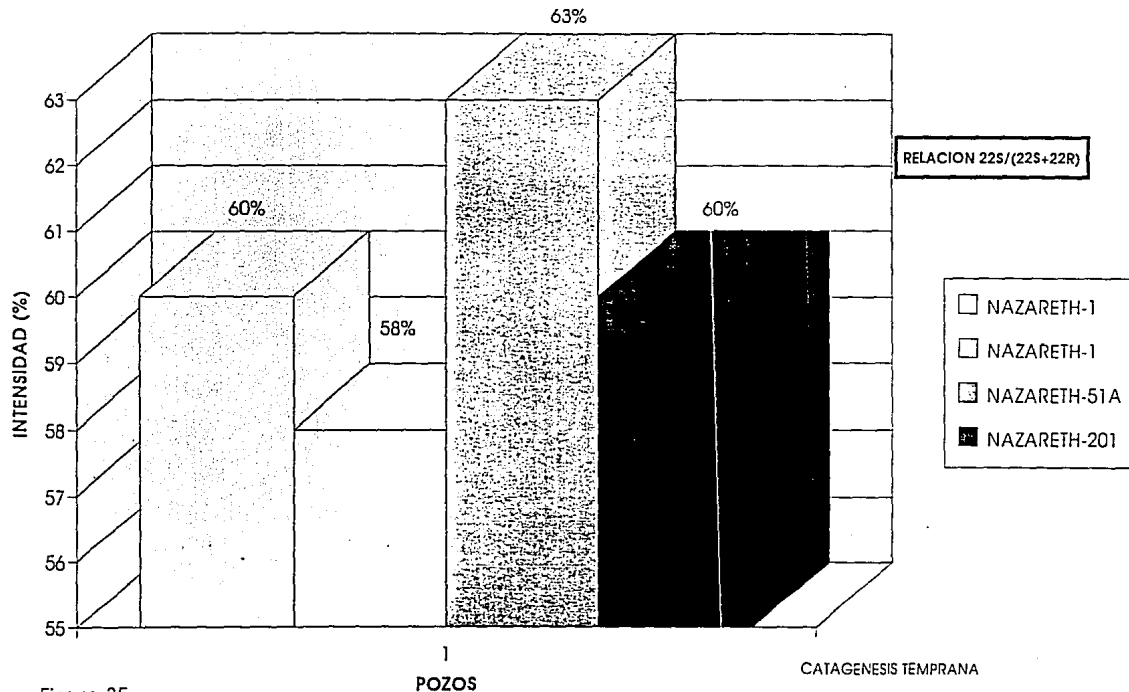
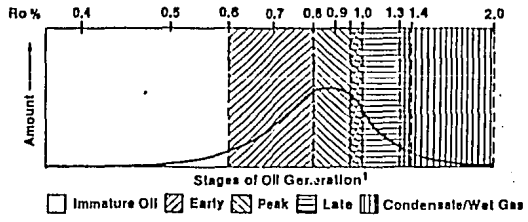
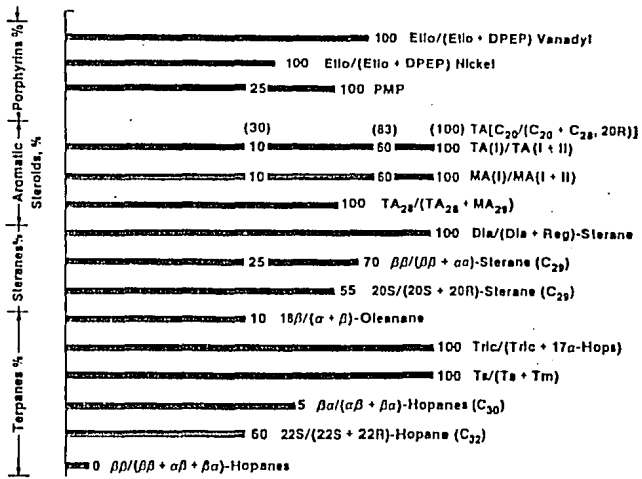


Figura 35



Peters y Moldowan (1993)

Figura 36 Parámetros de madurez de los biomarcadores.

VIII.5.2 Interpretación de los esteranos mz 217

En el fragmentograma mz 217 del aceite del pozo Nazareth 1, 51A y 201 (fig. 37), se puede observar que predominan las configuraciones 20R (picos O, R, Y), con respecto a las 20S (picos L, U, V), en los compuestos C27-C30 (figura 38) ; así como la abundancia de compuestos C29, y la presencia de diasteranos C28 (picos M y N).

Con respecto al ambiente de depósito, el fragmentograma nos evidencia el predominio de esteranos C27, indicándonos la existencia de fitoplancton; tenemos en mayor abundancia esteranos C29, que por lo general se pensaría se debe al aporte de material terrestre, más sin embargo las investigaciones hechas por Matsumoto (1982),

Flower y Douglas (1984, 1987), nos indican que dicha abundancia se puede deber a la proliferación de cianobacterias (algas verde azul); lo que es congruente con la secuencia de éste estudio, ya que se tienen carpetas de algas de este tipo, las cuales abarcan facies de supra a intermarea (Sosa 1986), y en los estudios ópticos realizados en éste proyecto se evidencia la predominancia de algas en la MODF.

Para ratificar el dominio marino de la materia orgánica progenitora de los hidrocarburos de éste pozo, se tiene la presencia del esterano C30 (Moldowan, 1985; Mello 1988, Volkman, 1988); la escasez de diasteranos nos indica lo carbonatado del ambiente para EL pozo 51A , (fig. 37), pero también algunos autores han reportado abundancia de estos compuestos en ambientes evaporítico-carbonatado, lo que se observa en el pozo Nazareth 1, Éste parámetro es débil para una interpretación según Clark y Philp (1989), ya que aún no se conoce a ciencia cierta el mecanismo que da origen a los diasteranos.

Las relaciones entre las configuraciones de los esteranos $C29\ 20S/(20S+20R)$ y $\beta\beta/(\beta\beta+\alpha\alpha)$, no llegan a alcanzar su equilibrio de reacción, (figs. 38 y 39), lo que nos indica que los hidrocarburos del campo Nazareth se encuentran en una etapa de madurez perteneciente al inicio de generación del petróleo. Mello (1988), ten Haven (1986) y Rulltiter et al (1984), indican que hay que tener cuidado en las relaciones 20R y 20S, ya que en muestras de ambientes hipersalinos se tiende a presentar más abundancia en las configuraciones 20R con respecto a las 20S.

ESTERANOS REGULARES Mz 217

PICO	COMPUESTO	No. C	Nombre común
L	Colestano 20S	27 C27 $\alpha\alpha\alpha\alpha$	esterolano (20S)
O	Colestano 20R	27 C27 $\alpha\alpha\alpha\alpha$	esterolano (20R)
R	24-Metilcolestano 20S	28 C28 $\alpha\alpha\alpha\alpha$	esterolano (20S)
U	24-Metilcolestano 20R	28 C28 $\alpha\alpha\alpha\alpha$	esterolano (20R)
V	24-Etilcolestano 20S	29 C29 $\alpha\alpha\alpha\alpha$	esterolano (20S)
Y	24-Etilcolestano 20R	29 C29 $\alpha\alpha\alpha\alpha$	esterolano (20R)
M	Isocolestano 20R	27 C27 $\alpha\beta\beta$	esterolano (20R)
N	Isocolestano 20S	27 C27 $\alpha\beta\beta$	esterolano (20S)
S	24-Metilcolestano 20R	28 C28 $\alpha\beta\beta$	esterolano (20R)
T	24-Metilcolestano 20S	28 C28 $\alpha\beta\beta$	esterolano (20S)
W	24-Metilcolestano 20R	29 C29 $\alpha\beta\beta$	esterolano (20R)
X	24-Metilcolestano 20S	29 C29 $\alpha\beta\beta$	esterolano (20S)

DIASTERANOS

F	13 bH, 17 aH-Diacolestano 20S	27 C27 $\beta\alpha\alpha$	diasterano (20S)
G	13bH, 17aH-Diacolestanoc 20R	27 C27 $\beta\alpha\alpha$	diasterano (20R)
J	24-Metil-13bH, 17aH-Diacolestano 20R	28 C28 $\beta\alpha\alpha$	diasterano (20S)
K	24- Metil-13bH, 17aH-Diacolestano 20R	28 C28 $\beta\alpha\alpha$	diasterano (20R)
Q	24-Etil-13aH, 17bH-Diacolestano 20S	29 C29 $\alpha\beta$	diasterano (20S)

Leyenda de la figura No. 37

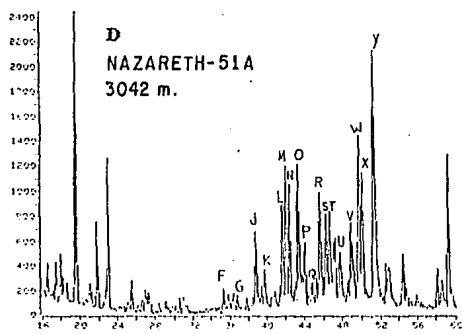
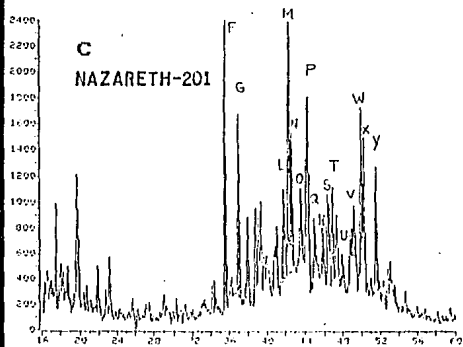
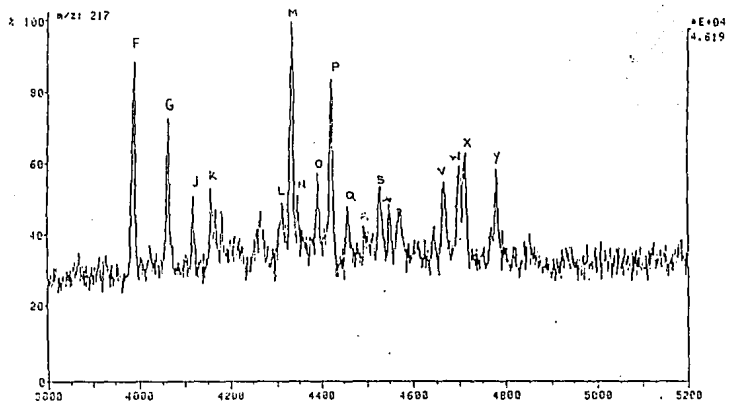
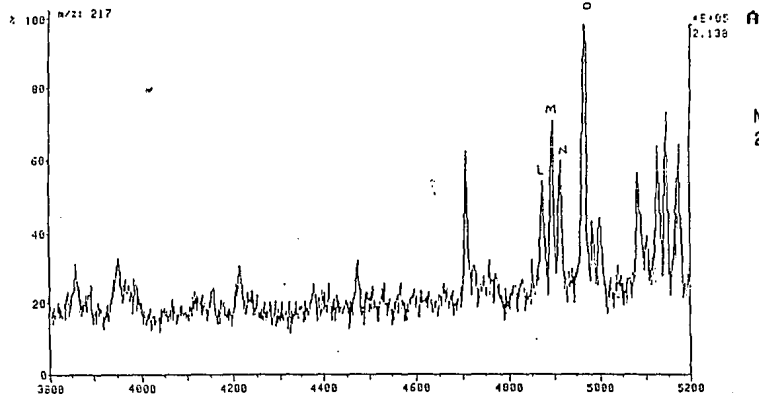


Figura 37 Fragmentograma Mz 217 representando los esteranos de los pozos del campo Nazareth.

ESTERANOS C29

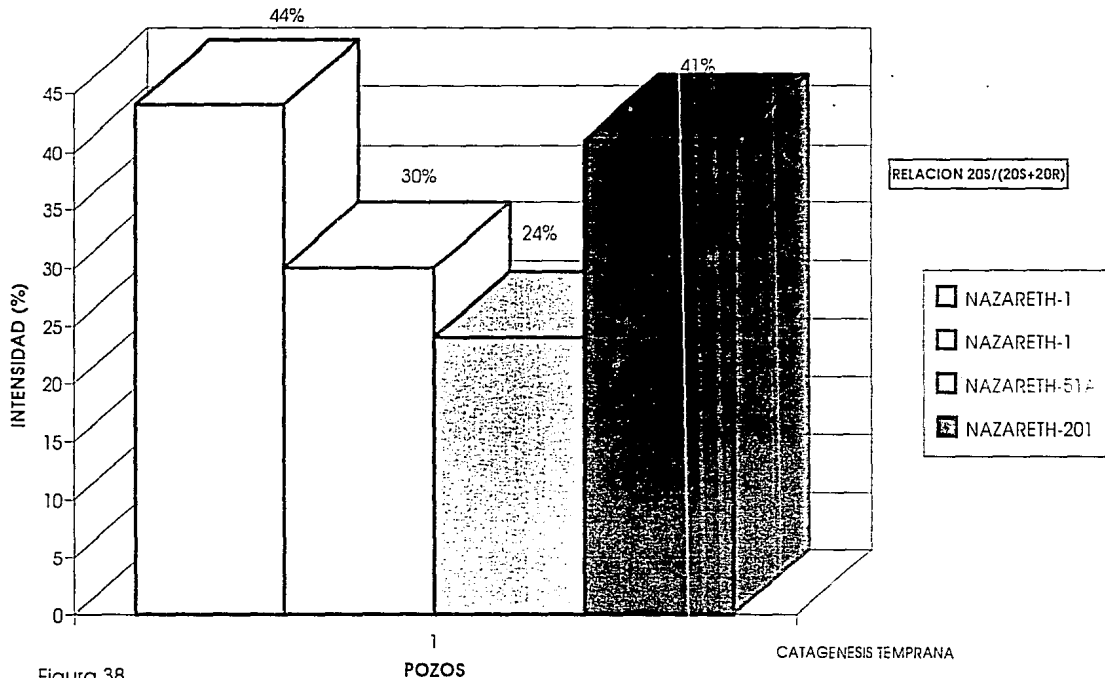


Figura 38

ESTERANOS C29

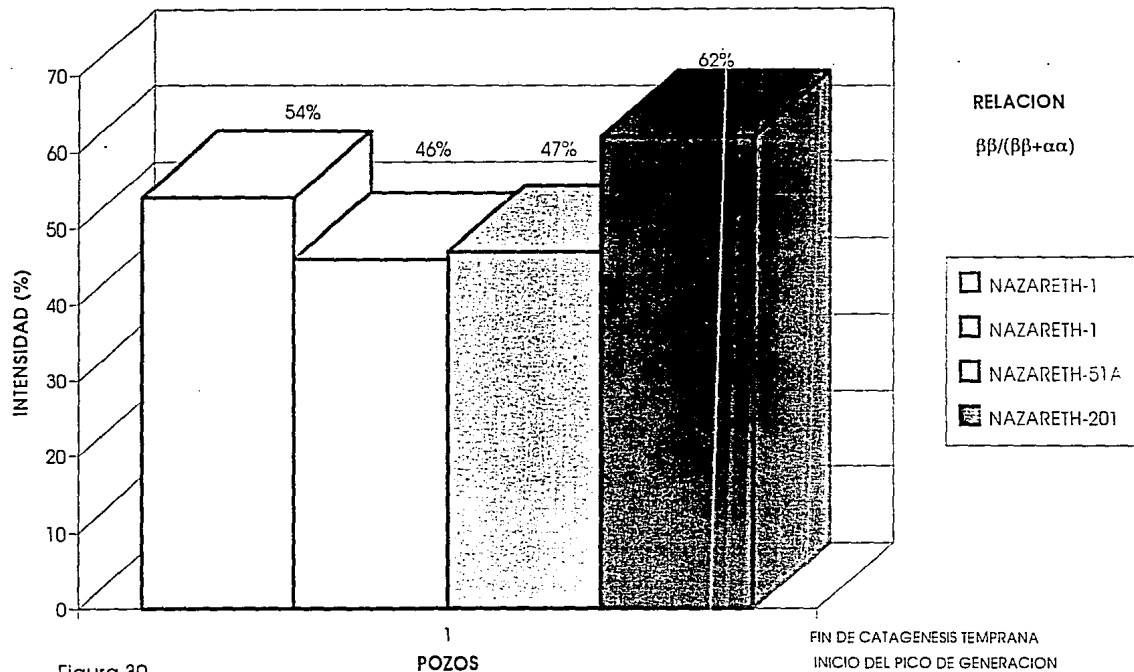


Figura 39

Con la interpretación dada a los triterpanos y esteranos podemos decir que los aceites de los pozos Nazareth 1, 51A y 201, presentan una madurez térmica al inicio de la generación del petróleo, pero como ya se mencionó en párrafos anteriores, todo tomaría una congruencia si se desplaza dicha ventana a rangos inferiores de Ro.

Con base al comportamiento de la distribución de los hopanos (fig. 40), se determina que los aceites del campo Nazareth pertenecen a una misma familia, éstos provienen de un ambiente marino hipersalino donde abundaron algas verde azul, así como bacterias halofíticas.

FILIACION GENETICA HOMOHOPIANOS

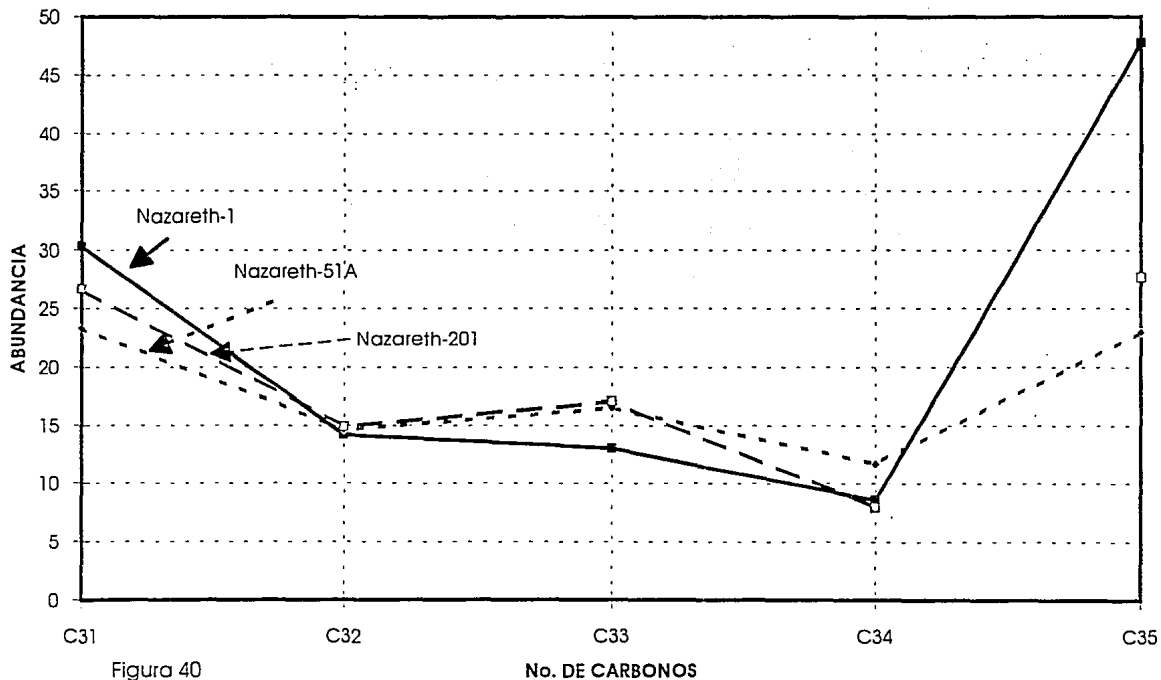


Figura 40

VIII CONCLUSIONES

1) Los resultados obtenidos en la pirólisis por Rock-Eval indican la presencia de materia orgánica dispersa del tipo II, lo que es congruente con las observaciones realizadas durante el muestreo y los trabajos operacionales.

2) La TMAX indica que las muestras de los pozos del campo Nazareth se encuentran en una etapa de catagénesis temprana, pero de acuerdo a los estudios ópticos y de energías de activación hechas por personal del I.M.P., se considera una mezcla de materia orgánica análoga al kerógeno tipo IIs, que reacciona a temperaturas inferiores a 430°C, ubicando a esta materia orgánica en etapas de mayor madurez.

3) De acuerdo con los resultados de la extracción soxhlet, se interpreta un muy buen potencial generador de hidrocarburos, y en algunos casos impregnación con bitumen, éste último concuerda con las observaciones realizadas a diferentes muestras bajo el microscopio estereoscópico, en donde las dolomias presentan impregnación de aceite residual y viscoso.

4) Los resultados de la cromatografía en columna y fase de vapor indican que los extractos y aceites analizados provienen de un origen común, con ciertas características de hipersalinidad y que se encuentran térmicamente maduros.

5) Los estudios ópticos indican que la materia orgánica es algácea, presentando una abundancia entre el 4 al 25%, dentro del campo óptico 16x, siendo ésta de buena calidad para la generación de hidrocarburos líquidos.

6) La materia orgánica presenta buen potencial de hidrógeno, lo que se determinó por los colores e intensidades que presenta bajo luz fluorescente.

7) El IAT se debe usar como parámetro de madurez solo en palinomorfos, y no en tipo de materia orgánica algácea, ya que no da buenos resultados.

8) Los estudios ópticos bajo luz fluorescente indican que la secuencia, en el pozo Nazareth 1, se encuentra en una etapa catagenética desde los 1255m y evoluciona a una etapa de catagénesis tardía-metagénesis temprana hasta los 3670m.

9) Las observaciones de fluorescencia del pozo Nazareth 51A indican que a la profundidad 1810m está en el pico de la ventana del petróleo, y a partir de los

2660m aproximadamente, se encuentra en la catagénesis tardía a metagénesis temprana.

10) El estudio óptico en luz reflejada presenta valores de 0.21% a 0.29% de poder reflector en bitúmenes, lo que nos indica que la generación de hidrocarburos del pozo Nazareth 1, se encuentra en el dominio de los lignitos brillantes y grasos; ésto se confirma con los valores del poder reflector de la vitrinita (R_o) que varían de 0.40% a 0.57%. Esto nos indica que la ventana del petróleo tradicionalmente enmarcada entre los límites 0.5% y 1.3% de R_o , no siempre se cumple, sino que puede ser variable, y estará regida de acuerdo al tipo de materia orgánica.

11) El análisis por biomarcadores sugieren que la materia orgánica precursora de los hidrocarburos se trata de algas, cianobacterias (algas verde-azul) y bacterias halofíticas; las cuales se desarrollan bajo condiciones reductoras en un ambiente marino con características de hipersalinidad.

12) Los parámetros de madurez, concuerdan en su correlación, si se toma en cuenta que con una baja energía de activación de la materia orgánica, los valores de TMAX y % R_o serán inferiores a los prescritos normalmente; si de acuerdo a estos criterios se desplazara la ventana del petróleo a rangos inferiores de poder reflector de la vitrinita, las reacciones de equilibrio coincidirían con una evolución térmica mayor.

BIBLIOGRAFIA

Abad T. A. (1987) Informe final del pozo Nazareth-1. Informe inédito. PEMEX.

Alexander R., Kagi R.I., Woodhouse. (1981) Geochimical correlation of Winlandia oil and extracts of Winning Group (Cretaceous) potencial source rock, Barrow subbasin, western Australia. A.A.P.G. Bull. V. 65 pp. 235-250.

Astudillo A. (1989). Correlación bioestratigráfica entre los pozos Nazareth-1, 51A y 101A. Sección inédita. PEMEX.

Baley N.J., Evans C.R., Mulner C.W.D. (1974). Applying petroleum geochemistry to search for oil: examples from western Canada basin. A.A.P.G. Bull. V. 58 pp. 2284-2294.

Bertrand C. C. (1987). Apuntes de geoquímica orgánica aplicada a la prospección petrolera. D.E.P.F.I., U.N.A.M..

Bertrand C. C. (1989). Técnicas analíticas de geoquímica y palinología. I.M.P. Inédito.

Bray y Evans (1961). Mencionado en Apuntes de geoquímica orgánica aplicada a la prospección petrolera. D.E.P.F.I., U.N.A.M., 1987.

Connan J.J. (1986). The microbial input in carbonate-anhydrite facies of a sabkha paleoenvironments from Guatemala: a molecular approach. En Leythaeuser, D.J: Rullkotter (Eds.). Advances in Geochemistry 1985, part I (Organic Geochemistry). V. 10 pp. 29-50.

Clark J.P. y Philp R.P. (1989). Geochemical characterization of evaporites and carbonates depositional environments and correlation of assocites crude in the Black Creek basin, Alberta. Bull. of Canadian Petroleum geology, Vol. 37, No. 4 pp. 401-416.

Curiale J.A., Larter S.R., Sweeney R.E., Bromley B. W., (1989). Molecular thermal maturity indicators in oil and gas source rocks. En Thermal history of sedimentary basins: Methods and cases histories Springer-Verlang, New York, pp. 54-72.

Delsi Instruments (1991). Manual Rock-Eval II+TOC. I.F.P.-FINA (Institut Francais du Petrole, Franca and Labofina, Brussels, Belgium.

Demaison G. y Moore G. (1980). Anoxic environments and oil source bed genesis. A.A.P.G., Bull. V.64, pp. 1179-1209.

Espitalie J. (1987). Source rock characterization , method for petroleum exploration. Offshore Technology conference.

Espitalie J. (1986). Use of Tmax as a maturation index for different types of organic matter. Comparison with vitrinite reflectance. En Thermal modeling in sedimentary basis. Ed. Technip. I.F.P. Research Conference on exploration.

Flower y Douglas (1984, 1987). In Biomarker for geologist. A practical Guide to Application of Steranes and Triterpanes in Petroleum Geology. A.A.P.G. Methods in exploration No. 9. (1991).

Friedman G. (1972). Significance of Red Sea in problem of evaporites and basinal limestone. A.A.P.G., Bull. V. 56, pp. 1072-1086.

González G.R. y Holguin Q.N. (1991). Geology of the source rocks of México. En 30th World Petroleum congress. Buenos Aires, Argentina.

Ham W. (19). Prospecto Nazareth. Informe de geología superficial de la zona SE de PEMEX. Inédito.

Heroux I. (1979). Compilation and correlation of major thermal maturation indicator. A.A.P.G., V. 63, No. 12, pp. 2128-2144.

Holguin Q. (1985). Evaluación Geoquímica del Sureste de México. Bol. Asoc. Geol. Petr., Vol. XXXVII, Num. 1.

Holguin Q. (1987). Evaluación geoquímica del sureste de México. Pemex q-ZSE-923, inédito.

Holguin Q. (1991). La geoquímica del petróleo en México. Bol. AMPG, Vol. XLI, Num. 1, p 37-50.

Huc A.Y.(1990). Understanding Organic Facies: A key to improved quantitative petroleum evaluation of sedimentary basin. A.A.P.G. Studies in geology # 30

Instrumental News (1992). Instruments software, and analytical service in the field of organic geochemistry.

Joseph-Nathan P. (1975) Separaciones Cromatográficas, Programa nacional de formación de profesores, Asociación Nacional de Universidades e Institutos de Enseñanza Superior.

Kendall (1978). Facies Model II. Continental and Supratidal (Sabkha) Evaporites. Geoscience, Canada. Vol. 5 No. 2.

Kenning F., Huc A.Y., Purser B.II., Oudin J.L. (1990). Sedimentation, distribution and diagenesis of organic matter in a recent environment carbonate, Abu Dabhi, U.E.A.. Organic Geochemistry V. 16 Nos. 4-6, pp. 735-747.

Kirkland D.W., Evans R. (1980). Source-Rock potencial of evaporitic environments. A.A.P.G. Bull. V. 64, pp. 733.

Mackenzie A. (1982). In Biomarker for geologist. A practical Guide to Application of Steranes and Triterpanes in Petroleum Geology. A.A.P.G. Methods in exploration No. 9. (1991).

Mackenzie A. (1984). Application of biomarkers in petroleum geochemistry. Vol. 1, pp. 115-214.

Mello R.M., Telnaes N., Gaglianone C., Chicarelli M.I., Brassel S.C., y Maxwell J.R. (1988). Organic geochemical characterization of depositional paleoenvironments of source rock and oil in Brazilian Marginal basins. Org. Geochem. v. 13, Nos. 1-3, pp. 31-45.

Moldowan J.M., Seifer W.K., Gallegos E.J. (1985). Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. A.A.P.G., Bull., V. 68, No. 8, pp. 1255-1268.

Nixon (1973). Mencionado en Apuntes de geoquímica orgánica aplicada a la prospección petrolera. D.E.P.F.I., U.N.A.M. (1987).

Peters K.E. (1986). Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. A.A.P.G., Bull., 70, pp. 318-329.

Reading H.G. (1986). Sedimentary Environments and facies, Elsevier Pub. Co., 557p.

Robert P. (1985). Historie geothermique et diagenese organique. Bulletin des centres de recherches exploration-production Elf-Aquitaine, Mem. 8.

Rosales C.E. (1990). Origen de los hidrocarburos en Nazareth, Chiapas. Proyecto CAO-3054. I.M.P.. Inédito.

Rulltter (1984). In Biomarker for geologist. A practical Guide to Application of Steranes and Triterpanes in Petroleum Geology. A.A.P.G. Methods in exploration No. 9. (1991).

Seifer W.K., Moldowan J.M. (1978). Application of steranes, Terpanes and Monoaromatics to the maturation, migration and source of crude oils. Geochemistry et Cosmochimica Acta, Vol. 42, pp.77-95.

Sosa P. A. (1986). Apéndice paleontológico . En Informe final del pozo Nazareth-1. Informe inédito. PEMEX.

Ten Haven (1987). In Biomarker for geologist. A practical Guide to Application of Steranes and Triterpanes in Petroleum Geology. A.A.P.G. Methods in exploration No. 9. (1991).

Tissot B. (1980). Paleoenvironment and petroleum potencial of Middle Cretaceous Black Shale in Atlantic basins. A.A.P.G., Bull., V. 64, pp. 2051-2063.

ANEXOS

**DATOS DE PIROLISIS
DE ROCK EVAL**

PIROLISIS

POZO	EDAD	PROF	NC	S1	S2	S3	TM	CO	IP	IO	IH	A	H	L	C	RO	FLUO
NAZARETH-1	KSUP	650.0		140	20	660	270	0.11	0.87	600	18						0.00
NAZARETH-1	KSUP	670.0		20	0	490	231	0.10	1.00	490	0						0.00
NAZARETH-1	KSUP	805.0		10	10	450	299	0.08	0.50	563	13						0.00
NAZARETH-1	KSUP	827.0		10	0	410	270	0.11	0.00	373	0						0.00
NAZARETH-1	KSUP	850.0		10	20	520	297	0.16	0.50	325	13						0.00
NAZARETH-1	KSUP	875.0		70	530	300	426	0.37	0.12	81	143						0.50
NAZARETH-1	KSUP	885.0		90	580	580	423	0.40	0.14	145	145						0.00
NAZARETH-1	KSUP	1255.0		360	18110	940	422	3.45	0.02	27	525	1				0.43	ANAR
NAZARETH-1	KSUP	1300.0		40	220	520	428	0.31	0.15	168	71						0.54
NAZARETH-1	KSUP	1345.0		40	190	670	426	0.28	0.18	239	68						0.50
NAZARETH-1	KSUP	1405.0		20	60	320	428	0.20	0.25	160	30						0.54
NAZARETH-1	KSUP	1470.0		270	330	600	429	0.33	0.45	182	100						0.56
NAZARETH-1	KSUP	1500.0		130	720	410	429	0.46	0.15	89	157						0.56
NAZARETH-1	KSUP	1520.0		120	690	400	426	0.58	0.15	69	119						0.50
NAZARETH-1	KSUP	1550.0		160	3100	430	426	0.91	0.05	47	341	1					0.50
NAZARETH-1	KSUP	1595.0		160	1370	730	423	0.72	0.11	101	190	1					0.45
NAZARETH-1	KSUP	1620.0		170	1700	380	427	0.81	0.09	47	210	1					0.52
NAZARETH-1	KSUP	1665.0		40	160	330	423	0.49	0.20	67	33						0.00
NAZARETH-1	KSUP	1700.0		50	140	440	417	0.38	0.28	116	37						0.00
NAZARETH-1	KSUP	1720.0		310	1710	510	427	0.76	0.15	67	225	1					0.40
NAZARETH-1	KSUP	1758.0		50	280	540	426	0.48	0.16	113	58						0.50
NAZARETH-1	KSUP	1780.0		70	400	400	427	0.43	0.15	93	93						0.52
NAZARETH-1	EVAP.	1810.0		80	810	580	425	0.94	0.09	62	86						0.55
NAZARETH-1	EVAP.	2190.0		90	1000	520	430	0.67	0.08	78	149	1					0.58
NAZARETH-1	EVAP.	2470.0		420	2710	500	426	0.89	0.13	56	304	1					0.50
NAZARETH-1	EVAP.	2480.0	1	190	510	170	428	0.24	0.27	71	213						0.00
NAZARETH-1	EVAP.	2480.0	1	150	280	110	415	0.18	0.36	61	156						0.00
NAZARETH-1	EVAP.	2480.0	1	540	2490	350	430	0.87	0.18	40	286	1					0.58
NAZARETH-1	EVAP.	2480.0	1	130	290	170	402	0.24	0.31	71	121						0.00
NAZARETH-1	EVAP.	2495.0		160	990	300	433	0.56	0.14	54	177						0.63
NAZARETH-1	EVAP.	2520.0		180	630	320	429	0.50	0.22	64	126						0.56
NAZARETH-1	EVAP.	2555.0		110	430	220	431	0.28	0.20	79	154						0.59
NAZARETH-1	EVAP.	2570.0		150	380	210	434	0.25	0.29	84	152						0.65
NAZARETH-1	EVAP.	2595.0		180	740	340	434	0.43	0.20	79	172						0.65
NAZARETH-1	EVAP.	2620.0		130	400	270	431	0.34	0.25	79	118						0.59
NAZARETH-1	EVAP.	2650.0		150	580	330	432	0.44	0.21	75	132						0.61
NAZARETH-1	EVAP.	2670.0		150	370	190	432	0.23	0.29	83	161						0.61
NAZARETH-1	EVAP.	2700.0		120	220	230	432	0.26	0.35	88	85						0.61
NAZARETH-1	EVAP.	2720.0		310	560	220	431	0.26	0.36	61	156						0.59
NAZARETH-1	EVAP.	2751.0	2-13	70	50	60	427	0.09	0.58	67	56						0.52
NAZARETH-1	EVAP.	2751.0	2-14	70	60	50	431	0.11	0.58	45	55						0.59
NAZARETH-1	EVAP.	2751.0	2-16	130	140	110	397	0.11	0.50	100	127						0.00
NAZARETH-1	KMED	2770.0		820	1760	440	427	0.88	0.32	50	200	1					0.53
NAZARETH-1	KMED	2800.0		410	840	320	430	0.51	0.33	63	165						0.58
NAZARETH-1	KMED	2825.0		240	350	190	428	0.21	0.41	90	167						0.54
NAZARETH-1	KMED	2845.0		280	520	380	427	0.45	0.35	84	116						0.52
NAZARETH-1	KMED	2920.0		180	250	440	429	0.33	0.43	133	76						0.56
NAZARETH-1	KMED	2950.0		250	510	320	428	0.41	0.38	78	124						0.54
NAZARETH-1	KMED	2970.0		250	420	520	426	0.37	0.38	141	114						0.50
NAZARETH-1	KMED	2995.0		180	530	310	427	0.41	0.26	76	129						0.52
NAZARETH-1	KMED	3020.0		150	380	440	429	0.41	0.29	107	93						0.56
NAZARETH-1	KMED	3050.0		70	170	320	429	0.27	0.29	119	63						0.56
NAZARETH-1	KMED	3095.0		430	660	300	428	0.48	0.40	63	138						0.54
NAZARETH-1	KMED	3083.0	3-9	90	90	90	432	0.12	0.50	75	75						0.61
NAZARETH-1	KMED	3083.0	3-16	150	190	100	440	0.15	0.44	67	127						0.76
NAZARETH-1	KMED	3083.0	3-30	50	30	240	442	0.08	0.62	300	38						0.79
NAZARETH-1	KMED	3083.0	3-32	60	70	160	437	0.10	0.50	160	70						0.70
NAZARETH-1	KMED	3120.0		250	640	220	431	0.44	0.28	50	145						0.60
NAZARETH-1	KMED	3150.0		490	760	250	429	0.46	0.40	54	165						0.56
NAZARETH-1	KMED	3170.0		350	480	270	428	0.36	0.43	75	133						0.54
NAZARETH-1	KMED	3195.0		320	590	370	419	0.40	0.36	93	148						0.00

POZO	EDAD	PROF	NC	S1	S2	S3	TM	CO	IP	IO	IH	A	H	L	C	RO	FLUO
NAZARETH-1	KMED	3220.0		320	610	370	430	0.49	0.35		76	124				0.58	
NAZARETH-1	KMED	3250.0		430	790	370	422	0.54	0.35		69	146				0.42	
NAZARETH-1	KMED	3270.0		280	500	350	424	0.38	0.36		92	132				0.00	
NAZARETH-1	KMED	3295.0		290	750	380	429	0.47	0.28	81	160					0.56	
NAZARETH-1	KMED	3320.0		270	550	360	430	0.38	0.33		95	145				0.58	
NAZARETH-1	KMED	3370.0		230	440	410	427	0.38	0.35	108	116					0.52	
NAZARETH-1	KMED	3395.0		170	360	280	431	0.29	0.33		97	124				0.60	
NAZARETH-1	KMED	3420.0		130	190	210	430	0.20	0.41		105	95				0.58	
NAZARETH-1	KMED	3450.0		170	360	330	432	0.34	0.33		97	106				0.61	
NAZARETH-1	KMED	3475.0		350	620	390	431	0.49	0.36		80	127				0.60	
NAZARETH-1	KMED	3570.0		230	630	280	431	0.45	0.27	62	140					0.60	
NAZARETH-1	KMED	3595.0		180	570	420	429	0.68	0.24	62	84					0.49	
NAZARETH-1	KMED	3625.0		220	560	330	431	0.54	0.28	61	104					0.60	
NAZARETH-1	KINF	3650.0		540	880	390	432	0.69	0.38	57	128					0.61	
NAZARETH-1	KINF	3670.0		200	260	250	433	0.27	0.43		93	96				0.63	
NAZARETH-1	KINF	3695.0		340	570	380	431	0.64	0.38	59	89					0.60	
NAZARETH-1	KINF	3720.0		50	70	410	428	0.15	0.42	273	47					0.54	
NAZARETH-1	KINF	3745.0		60	130	400	424	0.23	0.33	174	57					0.00	
NAZARETH-1	KINF	3759.0	6-9	120	90	30	425	0.13	0.60	23	69					0.00	
NAZARETH-1	KINF	3759.0	6-14	100	160	100	436	0.15	0.38	67	107					0.69	
NAZARETH-1	KINF	3759.0	6-16	30	40	0	403	0.05	0.50	0	80					0.00	
NAZARETH-1	KINF	3759.0	6-24	30	20	0	315	0.07	0.75	0	29					0.00	
NAZARETH-1	KINF	3759.0	3-36	30	20	0	325	0.06	0.75	0	33					0.00	
NAZARETH-1	KINF	3759.0	6-49	60	50	300	427	0.20	0.60	150	25					0.52	
NAZARETH-1	KINF	3769.0		100	150	180	430	0.21	0.42	86	71					0.58	
NAZARETH-1	KINF	3795.0		210	500	310	434	0.43	0.30	72	116					0.65	
NAZARETH-1	KINF	3820.0		480	500	470	425	0.39	0.49	121	128					0.00	
NAZARETH-1	KINF	3845.0		240	400	390	427	0.44	0.37	89	91					0.52	
NAZARETH-1	KINF	3870.0		290	580	510	432	0.50	0.34	102	116					0.61	
NAZARETH-1	KINF	3895.0		230	480	600	427	0.53	0.33	113	91					0.52	
NAZARETH-1	KINF	3920.0		140	250	210	434	0.24	0.37	88	104					0.57	
NAZARETH-1	KINF	3970.0		220	520	410	432	0.47	0.30	87	111					0.61	
NAZARETH-1	KINF	3990.0		290	580	340	433	0.42	0.34	81	138					0.63	
NAZARETH-1	KINF	4050.0		210	620	460	431	0.56	0.26	82	111					0.60	
NAZARETH-1	KINF	4075.0		260	760	570	432	0.68	0.25	84	112					0.61	
NAZARETH-1	KINF	4095.0		120	370	560	434	0.53	0.25	106	70					0.65	
NAZARETH-51A	EVAP.	1850.0		320	1600	880	425	1.37	0.17	64	117	1				0.49	CAFE
NAZARETH-51A	EVAP.	2020.0		410	1700	690	430	0.86	0.20	80	198	1				0.58	ANAR
NAZARETH-51A	EVAP.	2100.0		370	1340	620	427	0.27	0.22	230	496					0.52	
NAZARETH-51A	EVAP.	2185.0		150	1030	330	435	0.65	0.13	51	158	1				0.67	CAFE
NAZARETH-51A	EVAP.	2300.0		250	1070	570	432	0.49	0.19	116	218	1				0.61	
NAZARETH-51A	EVAP.	2350.0		430	1430	640	432	0.68	0.23	94	210	1				0.61	AMAR
NAZARETH-51A	EVAP.	2410.0		430	980	630	430	0.50	0.31	126	196					0.58	
NAZARETH-51A	EVAP.	2470.0		140	400	480	432	0.56	0.26	86	71					0.61	
NAZARETH-51A	EVAP.	2515.0		130	360	620	429	0.48	0.27	129	75					0.56	
NAZARETH-51A	EVAP.	2550.0		250	1100	720	433	0.75	0.19	96	147					0.63	
NAZARETH-51A	EVAP.	2585.0		350	890	680	431	0.60	0.28	113	148					0.60	
NAZARETH-51A	EVAP.	2660.0		40	230	290	431	0.22	0.15	132	105					0.60	
NAZARETH-51A	EVAP.	2695.0		70	270	280	430	0.24	0.21	117	113					0.58	
NAZARETH-51A	EVAP.	2750.0		50	140	200	426	0.15	0.28	133	93					0.50	
NAZARETH-51A	EVAP.	2820.0		110	190	250	428	0.21	0.37	119	90					0.54	
NAZARETH-51A	EVAP.	2855.0		130	330	350	427	0.27	0.28	130	122					0.52	
NAZARETH-51A	EVAP.	2915.0		140	310	260	431	0.26	0.32	100	119					0.60	
NAZARETH-51A	KMED	2985.0		190	500	540	425	0.44	0.28	123	114					0.49	
NAZARETH-51A	KMED	3060.0		180	420	340	427	0.31	0.30	110	135					0.52	
NAZARETH-51A	KMED	3095.0		80	270	240	431	0.26	0.24	92	104					0.60	
NAZARETH-51A	KMED	3130.0		230	410	360	427	0.34	0.36	106	121					0.52	
NAZARETH-51A	KMED	3200.0		20	50	200	437	0.17	0.33	118	29					0.70	
NAZARETH-51A	KMED	3265.0		70	170	240	432	0.22	0.29	109	77					0.61	
NAZARETH-51A	KMED	3315.0		200	440	330	433	0.69	0.31	48	64					0.63	
NAZARETH-51A	KMED	3395.0		70	140	210	434	0.26	0.35	81	54					0.65	

POZO	EDAD	PROF	NC	S1	S2	S3	TM	CO	IP	IO	IH	A	H	L	C	RO	FLUO
NAZARETH-51A	KMED	3460.0		50	160	220	430	0.21	0.25	105	76					0.58	
NAZARETH-51A	KMED	3495.0		120	240	230	429	0.24	0.33	96	100					0.56	
NAZARETH-51A	KMED	3550.0		50	150	200	429	0.17	0.25	118	88					0.56	
NAZARETH-51A	KMED	3605.0		40	100	240	431	0.17	0.29	141	59					0.60	
NAZARETH-51A	KMED	3645.0		40	70	160	393	0.20	0.40	80	35					0.00	
NAZARETH-51A	KMED	3705.0		60	140	220	434	0.22	0.30	100	64					0.65	
NAZARETH-101A	EVAP.	775.0		490	1010	440	416	0.66	0.33	67	153	1				0.00	AMAR
NAZARETH-101A	EVAP.	2015.0		880	1590	460	432	0.65	0.36	71	245	1				0.61	ANAR
NAZARETH-101A	EVAP.	2035.0		440	1380	380	428	0.53	0.24	72	260	1				0.54	ANAR
NAZARETH-101A	EVAP.	2165.0		430	790	570	430	0.39	0.35	146	203					0.58	
NAZARETH-101A	EVAP.	2195.0		1140	810	460	425	0.60	0.59	77	135					0.49	
NAZARETH-101A	EVAP.	2255.0		1300	890	500	430	0.62	0.60	81	144					0.58	
NAZARETH-101A	EVAP.	2315.0		530	1020	370	429	0.42	0.34	88	243	1				0.56	CAFE
NAZARETH-101A	EVAP.	2365.0		910	1290	440	432	0.65	0.41	68	198	1				0.61	CAFE
NAZARETH-101A	EVAP.	2415.0		1210	740	270	431	0.42	0.62	64	176					0.60	
NAZARETH-101A	EVAP.	2605.0		360	950	310	429	0.44	0.28	70	216					0.56	

Valor Ro medido

0.50

DATOS DE PIROLISIS

DE ROCK EVAL

S2 MAYOR A 300 ppm (0.3 mg hc/gr roca)

COT MAYOR A 0.2

IP MENOR A 0.3

POZO	EDAD	PROF	NC	S1	S2	S3	TM	CO	PI	IO	IH	A	H	L	C	POR	RO	FLUO
NAZARETH-I		875.0		70	530	300	426	0.37	0.12	81.08	143.24					0.00	0.50	
NAZARETH-I		885.0		90	580	580	423	0.40	0.14	145.00	145.00					0.00	0.00	
NAZARETH-I		1255.0		360	18110	940	422	3.45	0.02	27.25	524.93					0.00	0.43	ANAR
NAZARETH-I		1500.0		130	720	410	429	0.46	0.15	89.13	156.52					0.00	0.56	
NAZARETH-I		1520.0		120	690	400	426	0.58	0.15	68.97	118.97					0.00	0.50	
NAZARETH-I		1550.0		160	3100	430	426	0.91	0.05	47.25	340.66	1				0.00	0.50	ANAR
NAZARETH-I		1595.0		160	1370	730	423	0.72	0.11	101.39	190.28	1				0.00	0.45	ANAR
NAZARETH-I		1620.0		170	1700	380	427	0.81	0.09	46.91	209.88	1				0.00	0.52	ANAR
NAZARETH-I		1720.0		310	1710	510	427	0.76	0.15	67.11	225.00	1				0.00	0.40	ANAR
NAZARETH-I		1780.0		70	400	400	427	0.43	0.15	93.02	93.02					0.00	0.52	
NAZARETH-I		1810.0		80	810	580	425	0.94	0.09	61.70	86.17					0.00	0.55	
NAZARETH-I		2190.0		90	1000	520	430	0.67	0.08	77.61	149.25	1				0.00	0.58	ANAR
NAZARETH-I		2470.0		420	2710	500	426	0.89	0.13	56.18	304.49	1				0.00	0.50	ANAR
NAZARETH-I		2480.0	1	190	510	170	428	0.24	0.27	70.83	212.50					0.00	0.00	
NAZARETH-I		2480.0	1	540	2490	350	430	0.87	0.18	40.23	286.21	1				0.00	0.58	OCRE
NAZARETH-I		2495.0		160	990	300	433	0.56	0.14	53.57	176.79					0.00	0.63	
NAZARETH-I		2520.0		180	630	320	429	0.50	0.22	64.00	126.00					0.00	0.56	
NAZARETH-I		2555.0		110	430	220	431	0.28	0.20	78.57	153.57					0.00	0.59	
NAZARETH-I		2570.0		190	390	210	431	0.25	0.29	84.00	152.00					0.00	0.65	
NAZARETH-I		2595.0		180	740	340	434	0.43	0.20	79.07	172.09					0.00	0.65	
NAZARETH-I		2620.0		130	400	270	431	0.34	0.25	79.41	117.65					0.00	0.59	
NAZARETH-I		2650.0		150	580	330	432	0.44	0.21	75.00	131.82					0.00	0.61	
NAZARETH-I		2670.0		150	370	190	432	0.23	0.29	82.61	160.87					0.00	0.61	
NAZARETH-I		2995.0		180	530	310	427	0.41	0.26	75.61	129.27					0.00	0.52	
NAZARETH-I		3020.0		150	380	440	429	0.41	0.29	107.32	92.68					0.00	0.56	
NAZARETH-I		3120.0		250	640	220	431	0.44	0.28	50.00	145.45					0.00	0.60	
NAZARETH-I		3295.0		290	750	380	429	0.47	0.28	80.85	159.57					0.00	0.56	
NAZARETH-I		3570.0		230	630	280	431	0.45	0.27	62.22	140.00					0.00	0.60	
NAZARETH-I		3595.0		180	570	420	429	0.68	0.24	61.76	83.82					0.00	0.49	
NAZARETH-I		3625.0		220	560	330	431	0.54	0.28	61.11	103.70					0.00	0.60	
NAZARETH-I		3795.0		210	500	310	434	0.43	0.30	72.09	116.28					0.00	0.65	
NAZARETH-I		3970.0		220	520	410	432	0.47	0.30	87.23	110.84					0.00	0.61	
NAZARETH-I		4050.0		210	620	460	431	0.56	0.26	82.14	110.71					0.00	0.60	
NAZARETH-I		4075.0		280	760	570	432	0.68	0.25	83.82	111.76					0.00	0.61	
NAZARETH-I		4095.0		120	370	560	434	0.53	0.25	105.66	69.81					0.00	0.65	
NAZARETH-51A		1850.0		320	1600	890	425	1.37	0.17	64.23	116.79	1				0.00	0.49	CAFE
NAZARETH-51A		2020.0		410	1700	690	430	0.86	0.20	80.23	197.67	1				0.00	0.58	ANAR
NAZARETH-51A		2100.0		370	1340	620	427	0.27	0.22	229.63	496.30					0.00	0.52	
NAZARETH-51A		2185.0		150	1030	330	435	0.65	0.13	50.77	158.46	1				0.00	0.67	CAFE
NAZARETH-51A		2300.0		250	1070	570	432	0.49	0.19	116.33	218.37	1				0.00	0.61	
NAZARETH-51A		2350.0		430	1430	640	432	0.68	0.23	94.12	210.29	1				0.00	0.61	AMAR
NAZARETH-51A		2470.0		140	400	480	432	0.56	0.26	85.71	71.43					0.00	0.61	
NAZARETH-51A		2515.0		130	360	620	429	0.48	0.27	129.17	75.00					0.00	0.56	
NAZARETH-51A		2550.0		250	1100	720	433	0.75	0.19	96.00	146.67					0.00	0.63	
NAZARETH-51A		2585.0		350	890	680	431	0.60	0.28	113.33	148.33					0.00	0.60	
NAZARETH-51A		2855.0		130	330	350	427	0.27	0.28	129.63	122.22					0.00	0.52	
NAZARETH-51A		2985.0		190	500	540	425	0.44	0.28	122.73	113.84					0.00	0.49	
NAZARETH-51A		3060.0		180	420	340	427	0.31	0.30	109.68	135.48					0.00	0.52	
NAZARETH-101A		2035.0		440	1380	380	428	0.53	0.24	71.70	260.38	1				0.00	0.54	ANAR
NAZARETH-101A		2605.0		360	950	310	429	0.44	0.28	70.45	215.91					0.00	0.56	

REGISTRO GEOQUIMICO DEL POZO

NAZARETH-1

REGISTRO GEOQUIMICO DEL POZO

NAZARETH-51A

REGISTRO GEOQUIMICO DEL POZO

NAZARETH-101A

FE DE ERRATAS

En la página 37, la imagen de la figura 10 corresponde al pie de la figura 14.

En la página 44, la imagen de la figura 14 corresponde al pie de la figura 10.

En la página 55, al final del párrafo debe decir "escencialmente generadora de aceite y gas".

En la página 58, al final del párrafo debe decir "y sólo se podría esperar una pobre producción de aceite y gas".