



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

USO DE LOS HIDROCARBUROS C₇ PARA LA DEFINICIÓN DE LA CONTINUIDAD DE LA COLUMNA DE ACEITE EN UN YACIMIENTO PETROLERO.

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE :

INGENIERO GEÓLOGO

P R E S E N T A :

GLORIA LETICIA FLORES ACOSTA

DIRECTOR: DR. MARIO ALBERTO GUZMÁN VEGA



TESIS CON FALLA DE ORIGEN

MÉXICO, D. F., CD. UNIVERSITARIA, NOVIEMBRE 2002.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-I-1213

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

SRITA. GLORIA LETICIA FLORES ACOSTA
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Dr. Mario Alberto Guzmán Vega y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Geólogo:

USO DE LOS HIDROCARBUROS LIGEROS C₇ PARA LA DEFINICIÓN DE LA COLUMNA DE ACEITE EN UN YACIMIENTO PETROLERO

- I INTRODUCCIÓN**
- II METODOLOGÍA**
- III CASO DE ESTUDIO**
- IV DISCUSIONES, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- APÉNDICE**
- REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA**

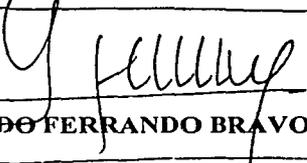
Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU”

Cd. Universitaria, D.F., a 4 de octubre de 2002
EL DIRECTOR



ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*RLLR*gtg





**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Alumno:

Gloria Leticia Flores Acosta

Número de cuenta:

9359419-8

Tesis: **“USO DE LOS HIDROCARBUROS LIGEROS C₇
PARA LA DEFINICIÓN DE LA CONTINUIDAD DE
LA COLUMNA DE ACEITE EN UN YACIMIENTO
PETROLERO”**

Director: Dr. Mario Alberto Guzmán Vega

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE: Ing. Bernardo Martell Andrade
VOCAL: Dr. Mario Alberto Guzmán Vega
SECRETARIO: Ing. Emiliano Campos Madrigal
PRIMER SUPLENTE: Ing. Javier Arellano Gil
SEGUNDO SUPLENTE: Ing. Luis Arturo Tapia Crespo

MÉXICO, D. F., CD. UNIVERSITARIA, NOVIEMBRE 2002.



AGRADECIMIENTOS

Gracias Dios, por que has cuidado de mi vida y me has dado la oportunidad de ver terminada una meta más.

A Ernesto Flores Castillo, Giselita aunque ya no estén físicamente, por la dicha de haberlos conocido.

A Ti Má: Sra. Gloria Acosta Angeles con mucho amor porque que "Quiero ser como tú".

A mis hermanos: Neto, Vla, By, Rey, Miri, Roy, Diana por esas manos que siempre me dieron, así como a mis sobrinos Lilis, Luis, Rafa, Abel, Karla, por la alegría que nos brindan con su presencia.

A José Vargas con mucho amor, por todo lo que hemos pasado juntos.

Agradezco al Dr. Mario Alberto Guzmán Vega y al Instituto Mexicano del Petróleo, por el apoyo que me dieron para la realización de esta tesis.

A mis amigos: Irma, Manuel, Chia, Ing. Tapia, Ing. Arellano, Ing. Benjamín Marquéz, A.J, Dany, Paty C., Sra. Yola, Don Manuel, Luis, Abel, Ale, Aarón, Mony, Hugo, Miguel I., Ara, Elena, gracias por estar conmigo.

A la Dra. Antonieta Sánchez y Patricia Padilla por sus consejos y regaños.

Gloria Leticia Flores Acosta.

CONTENIDO

	Pág
RESUMEN.....	1
1 INTRODUCCIÓN.....	3
1.1 Objetivos.....	3
1.2 Geoquímica del petróleo.....	3
1.2.1 Geoquímica del petróleo en la exploración y caracterización de yacimientos.....	3
1.2.2 Generación de hidrocarburos.....	5
a) Diagénesis.....	5
b) Catagénesis.....	6
c) Metagénesis y Metamorfismo.....	7
1.2.3 La migración del petróleo y mecanismos de mezcla en los yacimientos.....	9
1.2.4 Los factores que afectan los aceites en el Yacimiento.....	11
• Fraccionamiento Evaporativo.....	11
• Biodegradación.....	12
• Lavado de agua.....	12
1.2.5 Los hidrocarburos ligeros como herramienta de interpretación.....	13
2 METODOLOGÍA.....	
2.1 Cromatografía de gases.....	19
2.2 Diagramas de estrellas empleadas para la interpretación de datos de hidrocarburos C ₇	23
2.1.1 Diagrama de estrella de aceite C ₇ de transformación: Relaciones C ₇ DT.....	26
2.1.2 Diagrama de estrella de aceite C ₇ de correlación: Relaciones C ₇ CT.....	29
3 CASO DE ESTUDIO.....	
3.1 Localización del área.....	32
3.2 Geología estructural.....	33
3.3 Resultados del caso de estudio.....	35
3.4 Análisis de hidrocarburos ligeros de C ₅ a C ₁₅ en muestras de crudo por cromatografía de gases capilar.....	35
3.5 Diagramas de estrellas.....	36
4 DISCUSIONES , CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	
Discusión de Resultados.....	46
Homogenización.....	46
Conclusiones.....	48
Recomendaciones.....	48
APÉNDICE.....	50
REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA.....	54

RESÚMEN

El propósito de esta tesis es mostrar la aplicación de los hidrocarburos C_7 para definir la continuidad de la columna de aceite en un yacimiento petrolero. La metodología se aplicó en un caso de estudio de la Sonda Marina de Campeche. La metodología consiste en la inyección de muestras de aceite total en un sistema cromatográfico automatizado con detector de ionización de llama, bajo condiciones de separación enfocadas a la resolución de los hidrocarburos ligeros presentes en una muestra de aceite total, considerando fundamentalmente los hidrocarburos en el rango $C_5 - C_{10}$. El objetivo de la metodología es encontrar rasgos geoquímicos en las muestras de aceites colectadas que permitan definir diferencias y homogeneidades sobre la naturaleza de la continuidad de la columna de aceite en el yacimiento petrolero.

En el área de estudio seleccionada para ejemplificar la aplicación del uso de los hidrocarburos del rango $C_5 - C_{10}$ se obtuvieron los siguientes resultados:

- Se emplearon las diferentes técnicas geoquímicas, con excepción de dos aceites del bloque 5, todos los aceites del campo son pesados. Sin embargo, ninguno de los aceites del campo presentan evidencia de haber sido afectados por fenómenos tales como fraccionamiento evaporativo, lavado por agua o biodegradación que hubiesen afectado su composición original.
- La madurez es el principal control de los aceites en el campo estando los aceites menos maduros en la parte Norte y Este del yacimiento (Bloque 2 y 3). Los resultados de cromatografía de gases permiten concluir que todos los aceites del campo tienen origen común.

- Las propiedades geoquímicas permiten diferenciar sistemáticamente los aceites de la parte Sur del yacimiento (Bloque 4), de los aceites del Norte del yacimiento (Bloque 2 y 5).
- Los resultados geoquímicos de las muestras de aceite del bloque 2 presentan valores muy similares, por lo que la mayor parte de la columna de aceite en este bloque presenta una alta homogeneización y la ausencia de barreras de permeabilidad horizontales y verticales importantes en el bloque 2. Sin embargo mediante un análisis detallado se establecieron diferencias sutiles pero consistentes que llevan a la identificación de 6 subgrupos al interior de este bloque, cinco de ellos muy parecidos correspondientes a los subgrupos A, y el B que es ligeramente diferente. Los subgrupos cromatográficos 2-A3 y 2-A5 están limitados a la parte norte del bloque 2, mientras que los subgrupos 2-A1, 2-A2, 2-A4 y 2-B están únicamente en la parte sur del bloque.
- En la mayoría de las plataformas de producción del bloque 2 coexisten subgrupos cromatográficos, los cuales son diferentes y podrían constituir diferenciaciones composicionales parcialmente inducidas por los ritmos de producción asociados a las diferentes plataformas.

INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVOS.

En el presente trabajo se plantearon los siguientes objetivos:

- Dar a conocer cuales son los métodos geoquímicos relacionados con los hidrocarburos ligeros para la identificación de la continuidad interna de niveles productores para apoyar estudios de caracterización estática de yacimientos petroleros.
- Documentar los conceptos y metodologías para establecer y definir los procesos para el análisis y el uso de hidrocarburos ligeros.
- Aplicar el uso de estos métodos y conceptos en un caso de estudio.

1.2 GEOQUÍMICA DEL PETRÓLEO.

1.2.1 GEOQUÍMICA DEL PETRÓLEO EN LA EXPLORACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS.

La geoquímica es una ciencia que estudia la distribución de los elementos de la Tierra, las leyes que rigen esa distribución y las migraciones que sufren esos elementos. Es el estudio de las propiedades químicas de los elementos en un marco geológico determinado.

La prospección geoquímica es la aplicación práctica de los principios de la Geoquímica Teórica a la exploración de yacimientos, puede dividirse en dos grandes categorías:

- a) Búsqueda de yacimientos minerales tanto metálicos como no metálicos.
- b) Búsqueda de petróleo y gas natural, que es la que usaremos en esta tesis.

La geoquímica petrolera se ha desarrollado rápidamente sobre el paso de tres décadas (Peters and Moldowan, 1993); y recientemente ha dado énfasis a la aplicación en problemas de conceptos de exploración geoquímica. Es una herramienta complementaria a los estudios de tipo geológico y geofísico, utiliza una serie de principios químicos encaminados a estudiar el origen, migración, acumulación y alteración del petróleo, aplicando estos conocimientos en la exploración del aceite y gas acumulado en las rocas almacenadoras.

Desde 1990, existe una tendencia para aplicar más ampliamente la geoquímica petrolera en áreas que conciernen con la caracterización y producción de combustibles fósiles. La aplicación de la geoquímica en el desarrollo de la geología y la ingeniería de producción a sido dirigida hacia muchas aplicaciones de exploración como la identificación de roca generadora, medidas de madurez, correlaciones de aceite/aceite, aceite/roca generadora y en la integración geoquímica para la evaluación de cuencas, resolviendo por medio de esquemas cromatográficos de gases y auxiliándose de los registros geofísicos, se ha empleado para resolver problemas dirigidos a:

- La continuidad del yacimiento.
- La identificación de intervalos productores como no productores.
- La identificación de problemas de producción.
- La ubicación de intervalos específicos.

- El mejoramiento en la producción de intervalos conocidos.

La aplicación de la Geoquímica para definir continuidad de yacimientos se basa principalmente en el hecho de que el aceite crudo es un producto natural complejo, cuya composición es controlada por factores biológicos, geológicos y fisicoquímicos. Dentro de estos factores se puede mencionar la madurez, migración, biodegradación e interacciones fluido-roca (Kaufman et al., 1990). Las variaciones de los factores involucrados generan la aplicación de la Química Analítica al estudio de los fluidos mediante el análisis de los mismos se combinan con información geológica, geofísica y/o de ingeniería, para crear integraciones geológico-geoquímicas. Estas sirven como guías o modelos que ayudan a entender la naturaleza de los yacimientos petroleros proporcionando más y mejor información útil para el diseño de estrategias de exploración.

1.2.2 LA GENERACIÓN DE HIDROCARBUROS.

La generación de hidrocarburos en el subsuelo es consecuencia de una serie de pasos sucesivos a los cuales es sometida la materia orgánica. Se han reconocido tres grandes etapas de transformación de la misma y que son esencialmente controladas por la temperatura. Las etapas reconocidas son:

a) DIAGÉNESIS

Es el Proceso a través del cual el sistema tiende a aproximarse al equilibrio, bajo condiciones de sepultamiento somero, y a través del cual el sedimento normalmente se consolida. Un proceso mediante el cual los biopolímeros (compuestos orgánicos constituyentes de los seres vivos tales como lípidos, carbohidratos, proteínas, etc.) al ser sometidos a procesos de policondensación y polimerización se convierten en una serie de compuestos estructurados, que reciben el nombre de geopolímeros, entre los cuales se encuentran los materiales

de tipo húmico (ácidos húmicos y fúlvicos principalmente), el intervalo de profundidad implicado es del orden de algunos cientos de metros en muy pocos casos alcanzan 2000m (Figura 1).

En el intervalo diagenético, el aumento de la temperatura y presión es pequeño y las transformaciones se realizan bajo condiciones moderadas; en la diagénesis temprana uno de los principales agentes de la transformación es la actividad microbiana. Los sedimentos con materia orgánica son sometidos a un ataque básicamente de tipo microbiano, el cual se realiza a poca profundidad y bajas temperaturas (generalmente menos de 50°C). Este ataque trae como consecuencias la degradación de los biopolímeros a compuestos más sencillos denominados bionómeros (ácidos grasos, aminoácidos, etc.). El principal hidrocarburo generado durante esta etapa es el metano, se produce asimismo una serie de gases como el CO₂, H₂O y NH₃ principalmente y algunos compuestos heteroatómicos. El metano generado durante esta etapa, recibe el nombre de biogénico y es básicamente producido por el proceso de descomposición de la materia orgánica; también es llamado gas seco. En esta etapa se presenta la consolidación del sedimento. La diagénesis es la transformación de materia orgánica en sedimento con temperaturas bajas se presentan tres etapas: degradación bioquímica, policondensación e insolubilización (Tissot et al, 1982, Waples, 1985 y Hunt, 1996).

En conclusión es una etapa inmadura con poco cambio los hidrocarburos son escasos. Estos se heredan más o menos directamente de los organismos vivientes y son comparables a las moléculas presentes en el sedimento joven.

b) CATAGÉNESIS

Una vez que se tienen los sedimentos consolidados, se entierran profundamente (profundidades mayores de 2,000 m normalmente) debido al depósito de nuevos

sedimentos. El depósito consecutivo de los sedimentos representa un aumento considerable en la temperatura y presión. En la evolución sedimentaria, la temperatura que se alcanza en esta etapa puede variar desde, aproximadamente, 50° hasta 220°C. En estas condiciones aumenta la temperatura y la presión lo que genera nuevos cambios en la materia orgánica. El aumento de la temperatura origina el rompimiento térmico de las moléculas y genera el petróleo (geomonomero), gas húmedo y condensado. La composición y textura de las fases minerales se conservan con algunos cambios, que principalmente se realizan en la fracción de arcilla. La principal modificación inorgánica a la compactación de la roca, el agua continúa siendo expulsada, la porosidad y la permeabilidad disminuyen, la salinidad normal del agua intersticial aumenta y puede llegar a la saturación (Tissot and Welte, 1984).

Posteriormente, y debido a condiciones más drásticas de temperatura y profundidad, se produce la generación de gas seco (metano termogénico).

Las temperaturas que se alcanzan en esta etapa son del orden de 50° hasta 220°C aproximadamente (Figura 1).

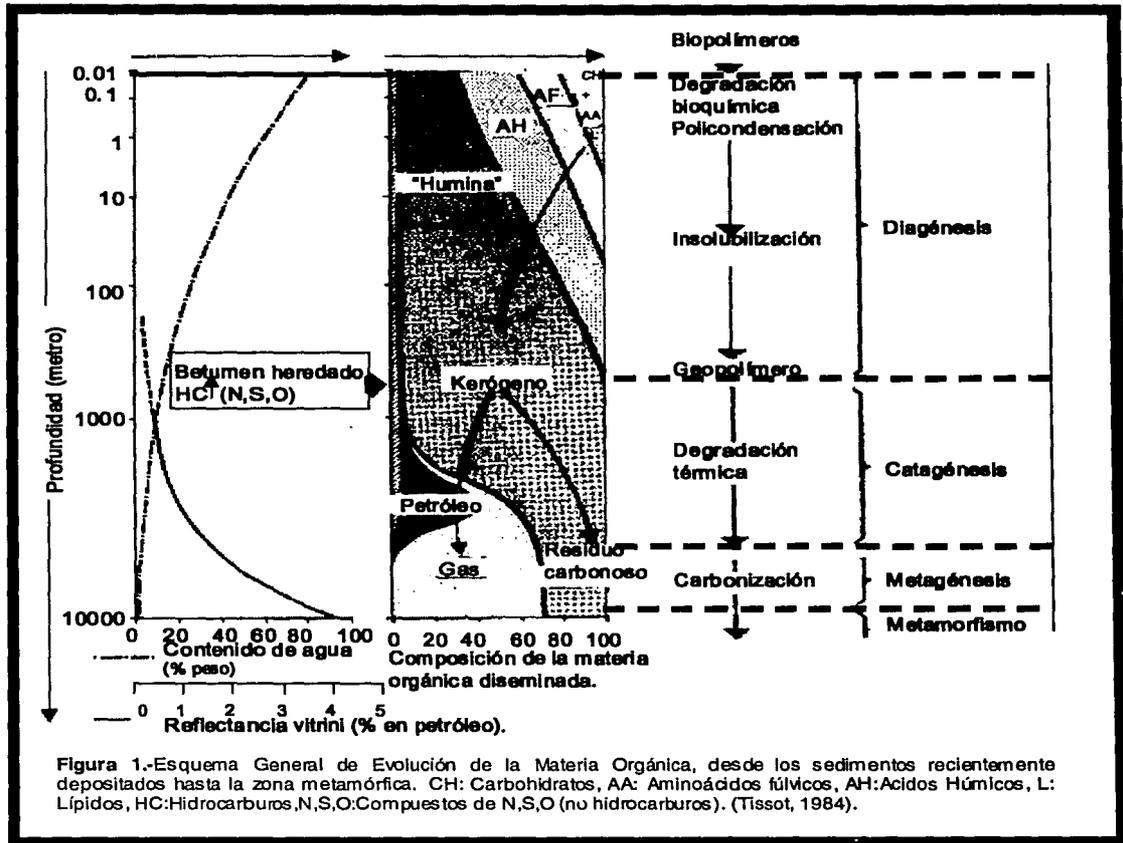
En sí, la catagénesis sigue las siguientes etapas:

- La zona principal de formación de aceite
- La zona de formación de gas, en donde el “gas húmedo”, con una proporción creciente de metano, se genera en cantidades por medio de la desintegración.

c) Metagénesis y Metamorfismo

La tercera etapa dentro del proceso corresponde a la metagénesis, que se realiza generalmente a grandes profundidades y temperaturas elevadas. En esta etapa la materia orgánica se transforma en metano y carbón (antracita).

La metagénesis está considerada también como el inicio del metamorfismo. La metagénesis se desarrolla a temperaturas mayores de los 220°C, las rocas se encuentran expuestas a la influencia del magma en lo que se refiere a constituyentes orgánicos (Figura 1).



TESIS CON
 FALTA DE ORIGEN

En esta etapa, la materia orgánica está formada de metano y un residuo de carbón en donde se empieza a desarrollar cierto ordenamiento cristalino. El carbón se transforma en metaantracita, la cual tiene una reflectancia mayor de 4%, es la última etapa dentro de la transformación de la materia orgánica, considerada importante para la generación de gas. A pesar que se alcanza a gran profundidad,

se inicia antes (reflectancia vitrinita cercana a 2%) que el metamorfismo de la fase mineral, (reflectancia vitrinita cerca de 4%, correspondiente al principio de las facies de esquistos verdes) (Tissot et al,1982).

En conclusión, la metagénesis se conforma de la siguiente manera:

- Un poco de generación adicional de hidrocarburos (principalmente metano) a partir del kerógeno; los hidrocarburos líquidos generados previamente también se desintegran y se convierten en gas.
- Hay una etapa de rearme estructural del kerógeno residual.

En la Figura 1, se observan las características de los productos generados por la transformación de la materia orgánica al incrementarse la profundidad.

Con el metamorfismo todos los componentes originales sufren transformación y la materia orgánica residual se convierte en grafito.

1.2.3 LA MIGRACIÓN DEL PETRÓLEO Y MECANISMOS DE MEZCLA EN LOS YACIMIENTOS.

Debido a que el aceite y el gas no se encuentran generalmente en las rocas en que se originan, se hace necesario postular una migración de los hidrocarburos de una roca generadora a una roca almacenadora; y además, pensar en una migración de los mismos hidrocarburos dentro de la roca almacenadora, hasta que escapen a la atmósfera, o encuentren un obstáculo o trampa natural donde se acumulen formando un yacimiento (Figura 2).

El petróleo expulsado por una roca generadora entra en una roca almacenadora de un yacimiento potencial a través de poros con presiones de entrada sumamente bajas (generalmente asociados a rocas con altas porosidades) y

formando rutas de migración de forma dendrítica (Migración Primaria). Como resultado del aumento de la cantidad de petróleo migrado, la presión de flotación en el yacimiento se incrementa provocando que el petróleo vaya desplazando el agua contenida en poros de menor tamaño. Al continuar el proceso de migración, el petróleo avanza dentro del yacimiento a través de una serie de segmentos desplazando de manera lateral y vertical (Migración Secundaria), al petróleo previamente generado, llegando a una trampa que impide su movimiento o escapa a la superficie. Esta singular característica del proceso de migración impide que se lleve a cabo algún mecanismo de mezclado del petróleo.

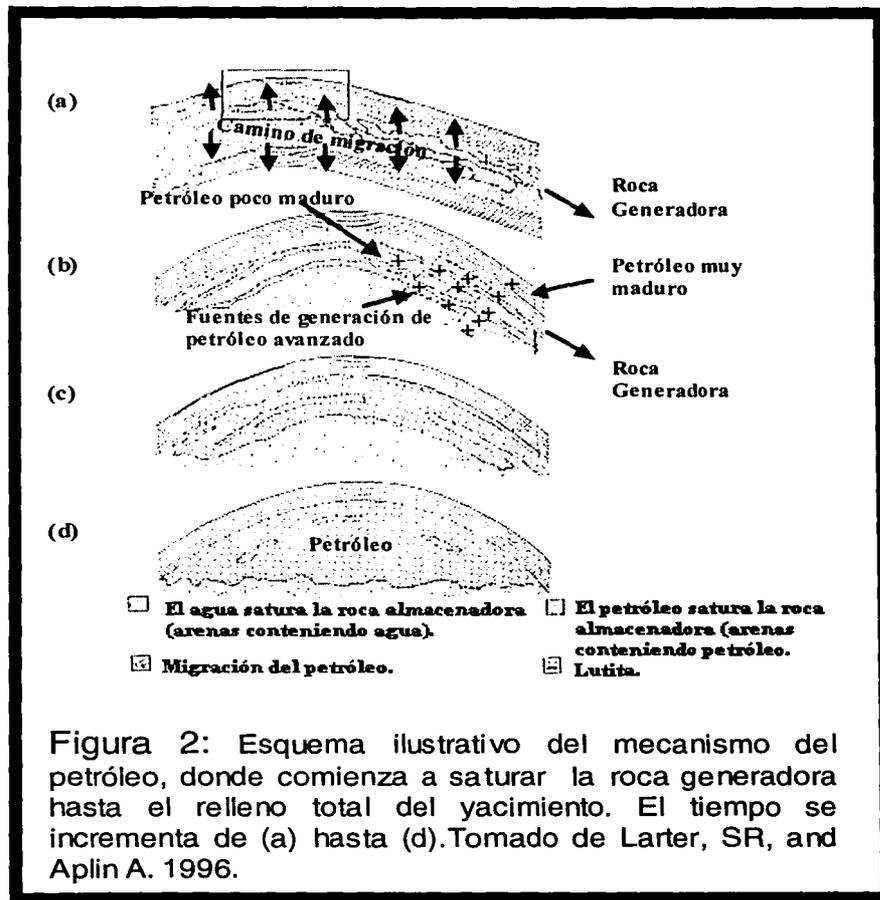


Figura 2: Esquema ilustrativo del mecanismo del petróleo, donde comienza a saturar la roca generadora hasta el relleno total del yacimiento. El tiempo se incrementa de (a) hasta (d). Tomado de Larter, SR, and Aplin A. 1996.

Una vez que el reservorio está lleno, diferentes mecanismos de mezclado tienden a eliminar las variaciones composicionales del petróleo previamente heredadas por el proceso de generación, expulsión y migración. Los dos principales mecanismos de mezclado del petróleo son: a) procesos inducidos por cambios de densidad (incluyendo convección térmica) y b) procesos de difusión molecular, ambos mecanismos tienen como objetivo establecer un equilibrio mecánico y químico en la columna del petróleo.

Estos mecanismos de mezclado tienden a reducir o eliminar las variaciones en la composición del petróleo heredadas, las variaciones en la composición del petróleo almacenado en un yacimiento pueden deberse a procesos de alteración, tales como biodegradación y cambios debidos a la acción por infiltración de agua. En la Figura 2 observamos de manera simplificada el mecanismo de migración del petróleo.

1.2.4 LOS FACTORES QUE AFECTAN LOS ACEITES EN EL YACIMIENTO.

Se han documentado diversos factores que alteran la composición química de los aceites en el yacimiento.

- **Fraccionamiento Evaporativo.**

El término “Fraccionamiento Evaporativo” es sugerido para los complejos de los fenómenos implicados en la separación de gas y aceite en el subsuelo. El fraccionamiento puede ser definido considerando el desarrollo inicial de una capa de gas en una acumulación del gas saturado de aceite (Figura 3). Esto puede resultar de la reducción de la presión debido a la erosión, al movimiento de una falla o por la introducción del gas adicional. La exsolución del gas implica la transferencia del material de bajo e intermedio peso molecular en la fase de vapor. Todos los componentes ligeros del petróleo, tienen una distribución según sus

constantes líquidas del vapor en equilibrio, ocurren en diversas proporciones en la fase del vapor y del líquido. Estos son los procesos de la fracción molecular asistente sobre la separación de la fase.

Este estudio a encontrado que el valor de la Relación Gas Aceite (GOR) es de mayor importancia referente a parámetros de madurez de hidrocarburos ligeros en la fase de separación. Cuando ocurre el fraccionamiento evaporativo, la madurez aparente del aceite original es modificada. El GOR se debe tomar en consideración para evaluar correctamente todos los aspectos referentes a las relaciones de madurez. Tomando el fraccionamiento de la fase en consideración, el método requiere asegurar una interpretación más confiable y más correcta referente a facies y a madurez.

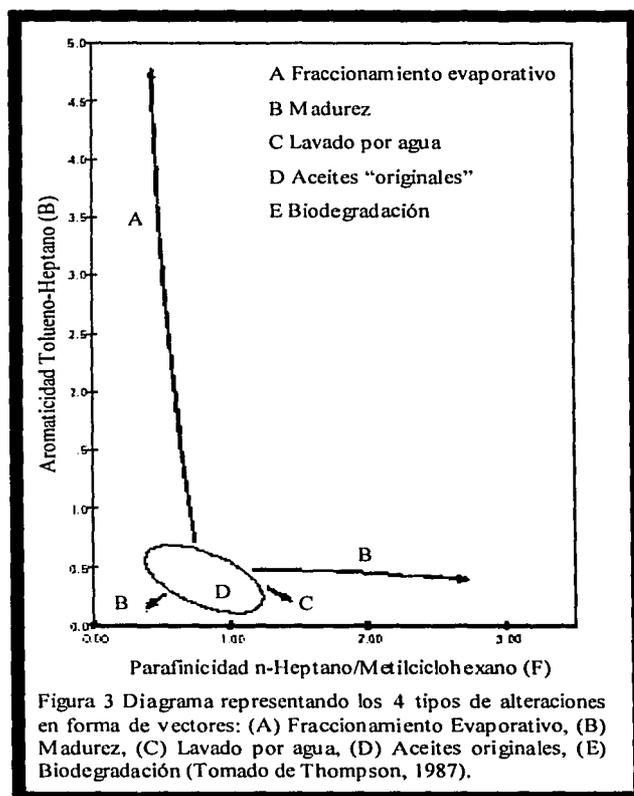
- **Biodegradación.**

El término biodegradación principalmente es una actividad microbiológica que reduce la parafinicidad de los aceites y condensados. La biodegradación ocurre en depósitos de temperatura baja donde las bacterias aeróbicas son llevadas por grandes recargas de agua de los ríos en el hidrocarburo (Figura 3). Uno de los primeros signos del ataque bacterial de hidrocarburos es la desaparición progresiva de bajo peso molecular linear (alcanos C_5-C_{12}).

- **Lavado de agua.**

Es definido por Tissot como una eliminación de muchos de los componentes de aceites solubles en agua, por medio de una disolución cuando los componentes están en contacto con estos. Los hidrocarburos ligeros son más fácilmente disueltos y eliminados que los hidrocarburos pesados. En un diagrama de estrella la proporción Tr_1 medirá la eliminación en el Tolueno, el cual esta muy lejos de ser componente de C_7 soluble en agua por lo tanto los valores bajos de Tr_1 indican lavados de agua. Los análisis de hidrocarburos ligeros pueden ser efectivos para

proporcionar la evidencia del lavado de agua (Lafargue et al. 1986). Los hidrocarburos aromáticos de bajo peso molecular son más fácilmente de disolver en el agua, por la ausencia de benceno, tolueno y xileno; el alquil benceno es usado como un indicador de el efecto del lavado de agua. Esto ocurre paralelamente con la biodegradación bacterial. Los análisis cuantitativos de la mayoría de los componentes trazados de C₇-C₁₀ tienen una deflexión progresiva en aceites crudos (Figura 3).



1.2.5 LOS HIDROCARBUROS LIGEROS COMO HERRAMIENTA DE INTERPRETACIÓN.

Los hidrocarburos ligeros han resultado ser útiles para descifrar los detalles de los procesos de generación y migración del petróleo (Hunt, 1975; Leytheuser et al., 1979; Hunt, 1980 a,b; Hunt, 1984). El gas y la gasolina son útiles porque son un indicador muy sensible en el proceso de la generación del hidrocarburo desde el kerógeno (Philippi, 1975; Hunt, 1975). La información obtenida con los hidrocarburos ligeros ha sido empleada en estudios relacionados con el manejo de la producción, la definición de compartimientos y en estudios de delimitación de campos petroleros (Larter and Aplin, 1996; Kaufman R.L et al., 1990; Ten Haven, 1996, Halpern, 1995).

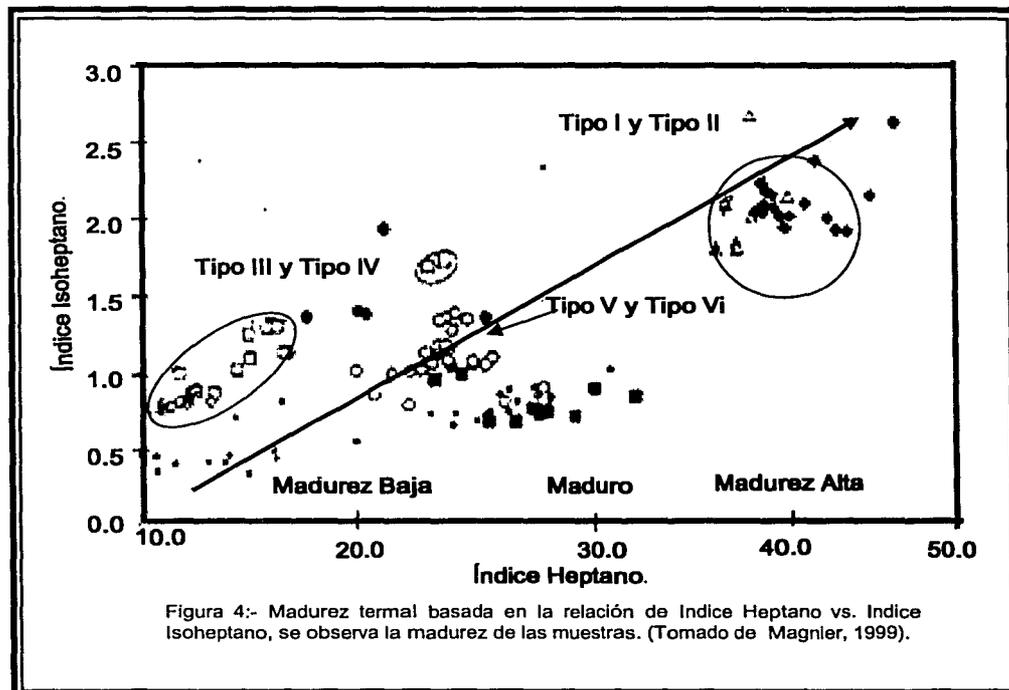
Los hidrocarburos ligeros se han empleado para identificar efectos de alteración secundaria de los aceites, como biodegradación, lavado de agua, y dismigración (Thompson, 1987, 1988;). En 1988, Thompson propuso un diagrama que relaciona la aromaticidad con la parafinidad de los aceites, y que permite definir la influencia del fraccionamiento evaporativo, madurez, lavado por agua, y biodegradación en la composición final de los hidrocarburos ligeros de los aceites analizados (Figura 3).

Leythaeuser et al. (1979b) describe la generación de hidrocarburos $C_2 - C_7$ como una función de la temperatura del subsuelo y el tipo de kerógeno. Los hidrocarburos ligeros han sido utilizados por Thompson (1983, 1987, 1988) para deducir procesos de la transformación en petróleos crudos y madurez termal por medio de varios parámetros, como ejemplo mostramos diferentes graficas (Figuras 4 y 5) donde ilustramos estos parámetros basados en los componentes C_7 donde son comparados:

- Índice de heptano $(n-C_7) * 100 /$ (todo compuestos con punto de ebullición entre $80.7\text{ }^{\circ}\text{C} - 100.9\text{ }^{\circ}\text{C}$)

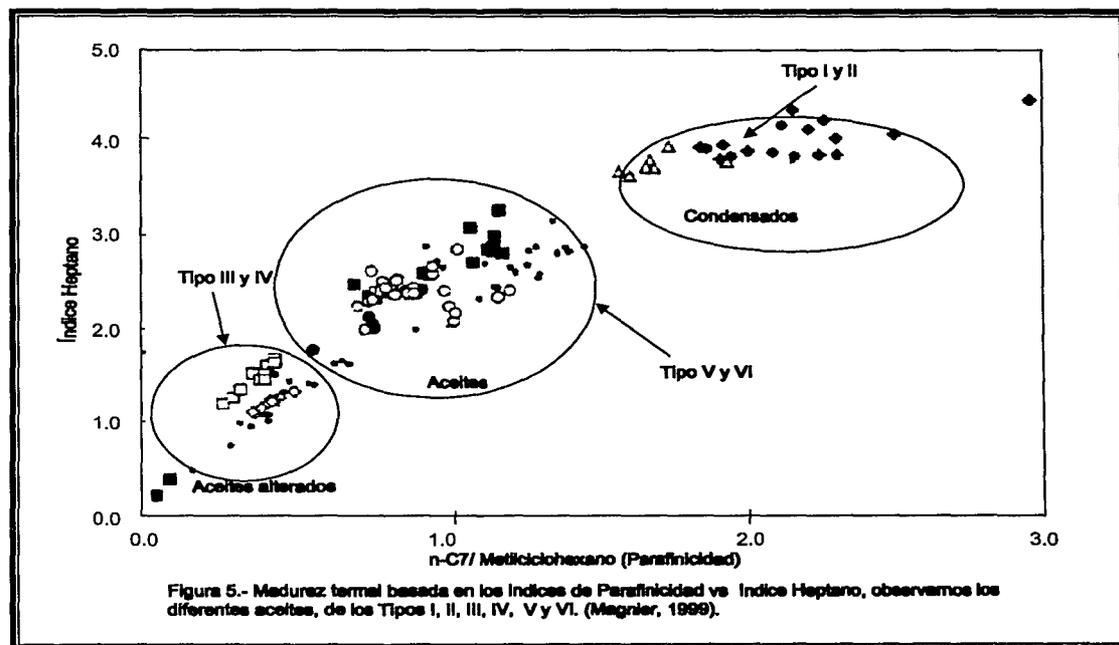
- Índice de Isoheptano (2Metil hexano (2MH)+3/ Metilhexano(3/MH)) / suma de ciclopentanos
- N-C7/MCH

Para propósitos comparativos hemos indicado en algunos diagramas, el rango equivalente para cada muestra seleccionada para mostrar la tendencia prevista de la madurez. La madurez termal que se usa en los hidrocarburos se obtiene generalmente a partir de dos relaciones de transformación; heptano y isoheptano. Cuando los crudos son de un origen común, es posible una buena correlación, los datos muestran que los aceites mas maduros aparecen en la parte superior de la gráfica, donde se encuentra el Tipo I y el Tipo II de la Figura 4, sin embargo en la parte inferior se muestran los aceites menos maduros como son el Tipo III y el Tipo IV, y los maduros son los de Tipo V y Tipo VI.



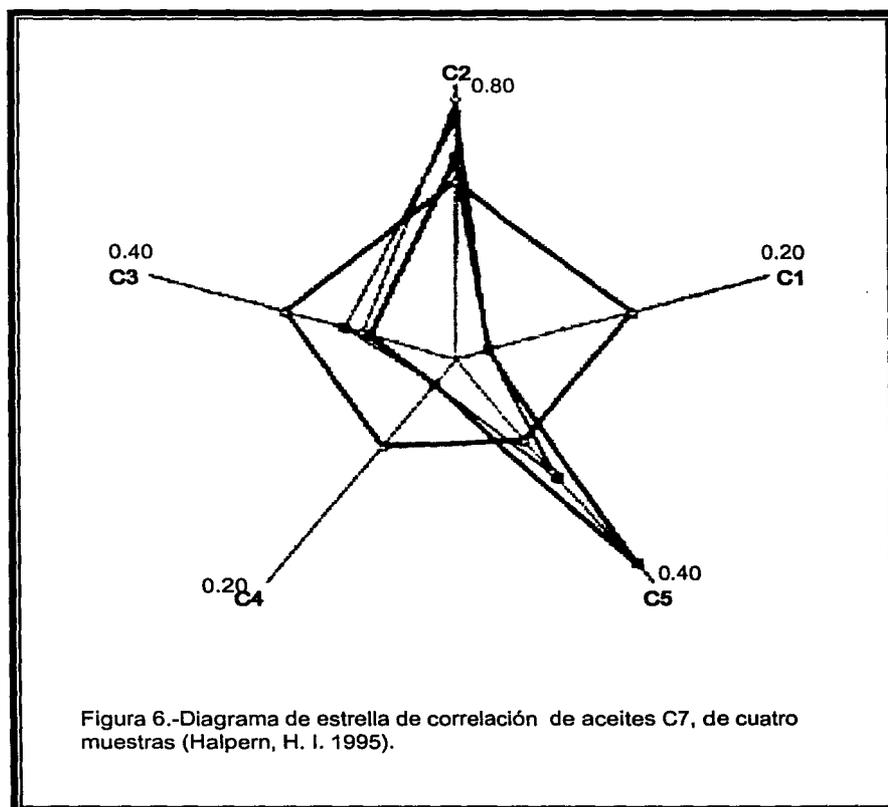
Los parámetros parafínicos n-C7/ MCH, muestran una tendencia lineal positiva con incrementos de madurez. Esta relación es mostrada en la Figura 5, esto ocurre con las variaciones en las proporciones químicas de n-alcenos, isoalcenos, cicloalcenos y componentes aromáticos en los aceites derivados de los terrígenos (estos son aromáticos ricos por causas provenientes de las plantas), también podemos observar las muestras que tomamos como ejemplos en los diferentes tipos de aceites.

Mientras que Thompson y Schaefer (1984) usan esta distribución como índices de los procesos de generación termal. Los hidrocarburos C₇ han sido estudiados por Mango (1987, 1990 a, 1991) quien propuso que el origen de los hidrocarburos ligeros, es un proceso cinético controlado que ocurre en el Kerógeno padre.



Halpern (1995) desarrolló dos diagramas de estrellas basados en el análisis de los hidrocarburos C_7 para evaluar diferencias químicas sutiles en aceites (Figura 6 y 7) y así reconocer los diferentes tipos de familias de aceites en un yacimiento. Como se puede observar en las figuras 6 y 7 tenemos diferentes tipos de familias de aceites, las familia 1 es diferente su tendencia a las de la familia 2, 3 y 4.

Todas estas técnicas analíticas son de utilidad para la determinación de hidrocarburos ligeros en rocas han conducido a un conocimiento más detallado del hidrocarburo ligero geoquímicamente sobre una base molecular (Leytheuser et al., 1979 a, b; Schaefer et al., 1978b; Thompson, 1979).



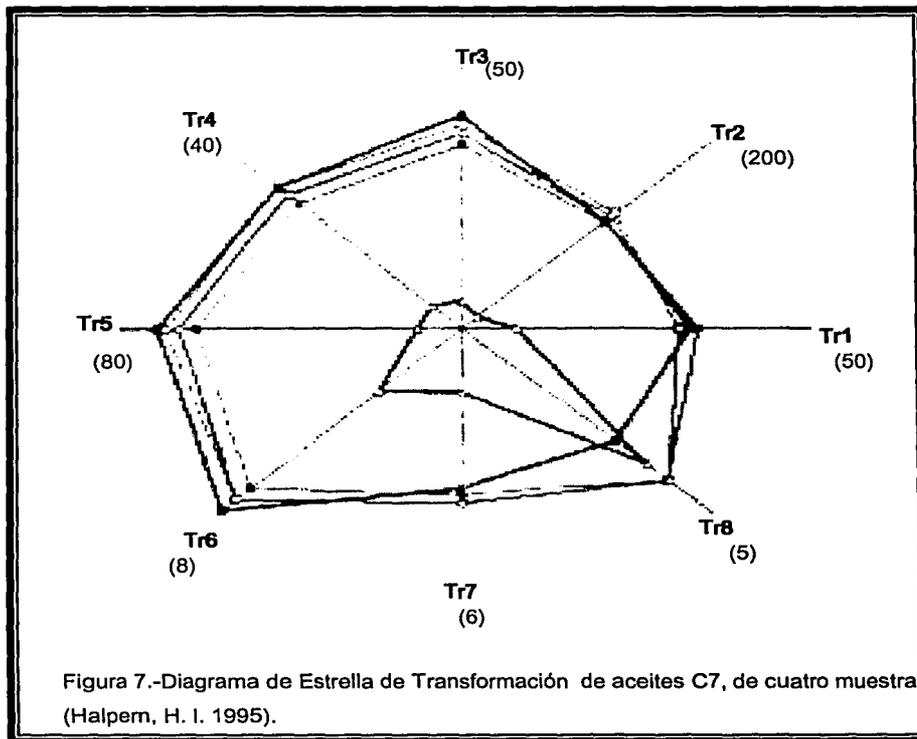
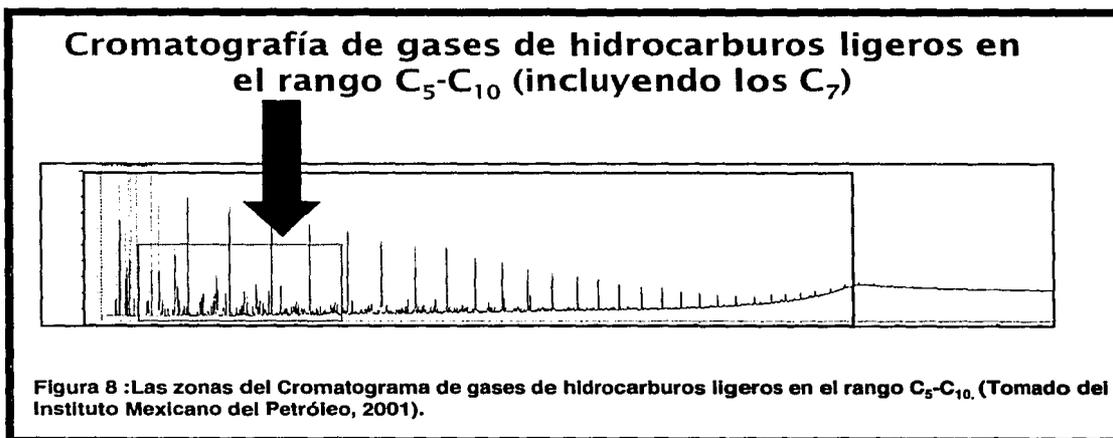


Figura 7.-Diagrama de Estrella de Transformación de aceites C7, de cuatro muestras (Halpern, H. I. 1995).

2 METODOLOGÍA

En esta parte del trabajo describimos la metodología empleada para realizar e interpretar los análisis y resultados geoquímicos en las muestras de aceite colectadas. Las técnicas analíticas utilizadas se basan fundamentalmente en la cromatografía de gases capilar para el análisis de hidrocarburos ligeros en el rango de C_5 a C_{10} (Figura 8), el análisis de hidrocarburos ligeros C_7 en muestras de crudo y la metodología de interpretación se basa en diagramas polares tipo estrella así como algunas otras técnicas.



2.1 CROMATOGRAFÍA DE GASES.

La cromatografía de gases es una técnica geoquímica para separar componentes originales de aceites o aceites mezclados, los componentes al ser separados son distribuidos entre dos fases, una de las cuales es la fase estacionaria y la otra es la fase móvil, desplazándose en una dirección definida.

La distribución de las muestras (equilibrio) en la fase líquida estacionaria se basa en sus solubilidades a una temperatura dada. Los componentes de la muestra

(analitos ó solutos) se separan uno de otro basados en su presión de vapor relativa y por la afinidad con la fase estacionaria. Este tipo de proceso cromatográfico es llamado elución (McNair, 1997). En función del tipo de fase estacionaria se puede clasificar la cromatografía de gases en cromatografía gas-sólido y cromatografía gas-líquido (McNair, 1981).

La cromatografía gas-sólido (CGS) tiene como fase estacionaria un sólido absorbente (carbón vegetal, gel de sílice y tamices moleculares) (McNair, 1981). Estableciéndose interacciones adsorbtivas del soluto sobre la superficie sólida (Fig. 9). En la CGS la base de la separación se establece mediante las diferencias en volatilidad de la mezcla de los solutos a separar y de la capacidad para ser absorbidas por el sólido activo.

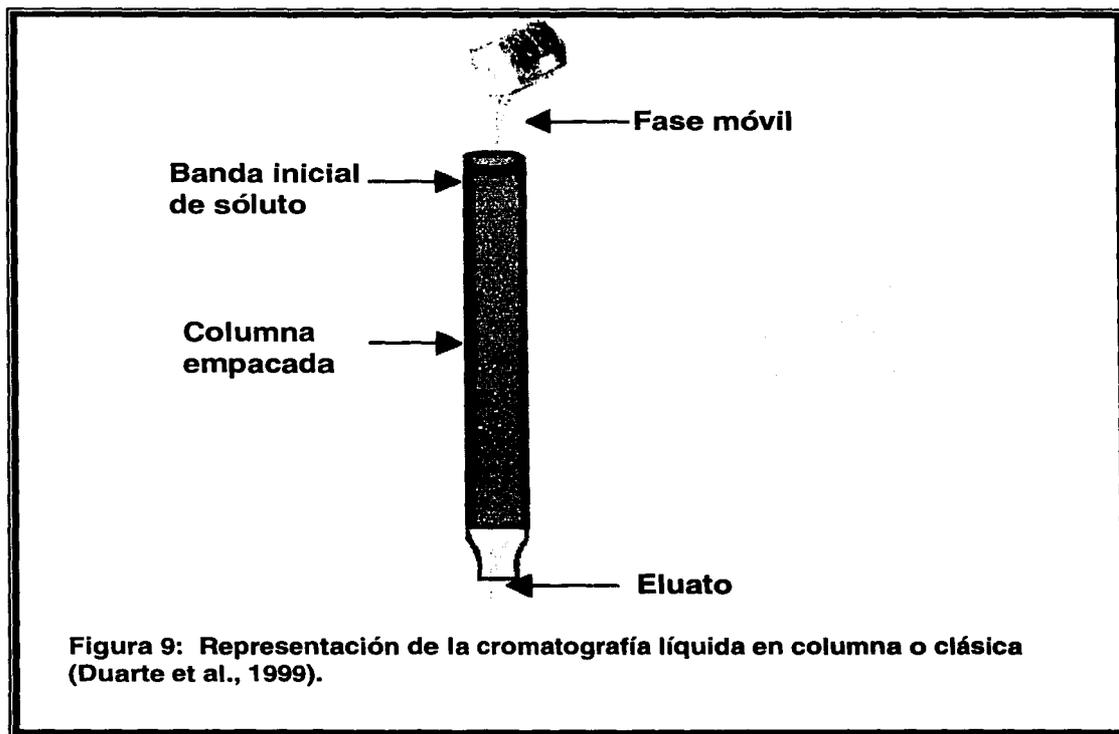
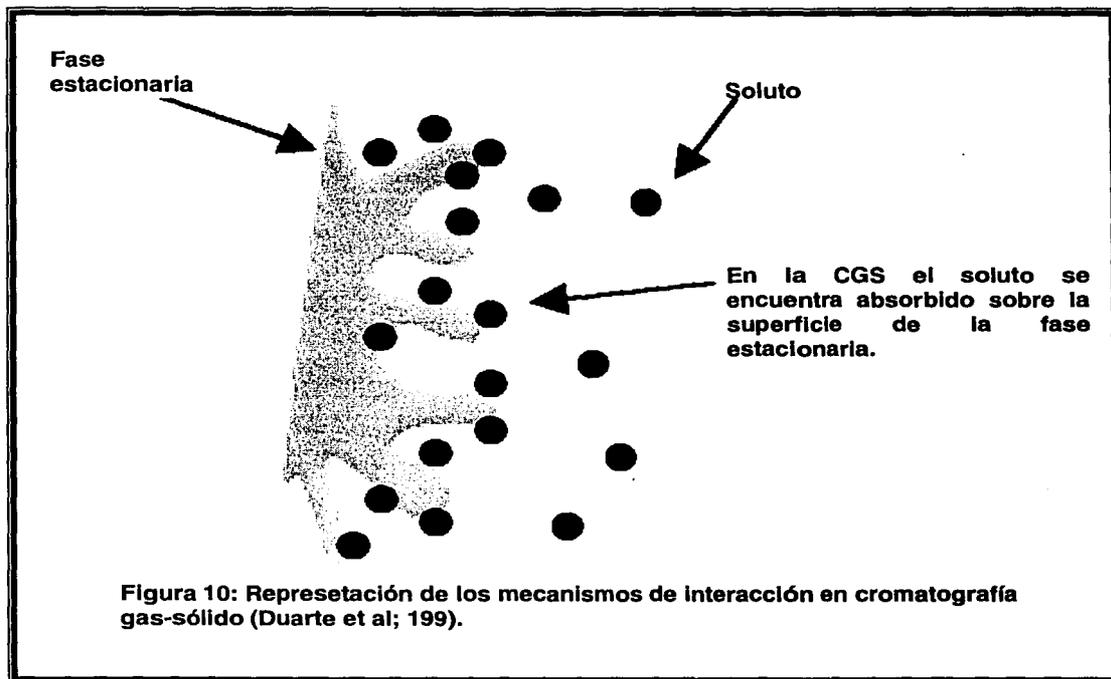


Figura 9: Representación de la cromatografía líquida en columna o clásica (Duarte et al., 1999).

La cromatografía gas-líquido (CGL) presenta como fase estacionaria un líquido orgánico de alto punto de ebullición retenido y extendido como una película delgada en un soporte sólido. La distribución de la muestra dentro ó fuera de esta película líquida constituye la base de la separación (McNair, 1981), así como las diferencias en volatilidad y solubilidad de la mezcla de los solutos a separar (Fig. 10). La CGL es la forma mas selectiva y se presta a mayores usos, debido a la extensa gama de fases líquidas disponibles.



Esta técnica se ha aplicado en la detección de compartimientos como en la determinación de conectividad en yacimientos. La generación de esta información se basó en dos diagramas polares mediante relaciones de área de hidrocarburos C_7 del aceite crudo, de los cuales se conocen propiedades como el punto de ebullición, solubilidades en agua y ataque por bacterias (Halpern, 1995).

Se utilizó un Cromatógrafo de Gases Hewlett Packard 6890 (equipado con una columna capilar de silicio fundido (Ultra 2) de 50m de longitud y un diámetro interno de 0.20 mm, cubierto por una película de fenil (5%) y dimetilpolisiloxano (95%) de 0.32 μm de grosor, programado de 50°C a 300°C en 3.5°C/minuto mediante una flama de detección de ionización.

Las muestras se calientan en un frasco a 70°C, una parte del gas del espacio libre se inyecta en la cromatografía de gas. La muestra es eliminada por el paso de un volumen medido (30 ml por minuto) de hidrógeno a través del frasco, este es utilizado como portador y elimina al gas debido a su baja viscosidad. Para reducir los valores del hidrocarburo blanco en el límite de detección, el hidrógeno puro de grado 99.999% tiene que ser purificado más a fondo a través del llenado del carbón de leña del nitrógeno líquido. Por las mismas razones el caudal del hidrógeno es controlado por todo el regulador del flujo en la precisión del metal (Schaefer et al., 1978b). La temperatura del horno es 54°C isotérmico y la temperatura del detector es 110°C.

Esta eliminación es esencialmente hecha con temperatura constante, el flujo de gas, elimina tiempo y esto elimina volumen para que los resultados sean comparables.

El sistema de datos de cromatografía se corre en una computadora PDP 11/10 (Data-chrom II, Insted Ltd., England), que registra datos con áreas de picos y tiempos de retención estos valores son procesados fuera de línea para identificación de hidrocarburos y cuantificación. La identificación de los componentes son representados usando los índices de retención kovats. La cuantificación se hace usando estándares externos como n butano, después de que las muestras se corren y se obtienen en los cromatogramas, el trabajo para perfeccionar las líneas de base, para obtener mejores posibles bases para la cuantificación de inicio, se hace manualmente al ajustar la línea de base a la derecha e izquierda de cada pico.

2.2 DIAGRAMAS DE ESTRELLAS EMPLEADAS PARA LA INTERPRETACIÓN DE DATOS DE HIDROCARBUROS C₇.

Halpern en 1995 propuso dos tipos de diagramas que son los que se identificaron como **C₇DT**: *Diagrama de estrella de aceite C₇ de Transformación* y **C₇DC**: *Diagrama de estrella C₇ de Correlación*. Mediante relaciones de área de hidrocarburos C₇ del aceite crudo, de los cuales se conocen propiedades como son el punto de ebullición, solubilidades en agua y ataque bacterial (Halpern, 1995), los diagramas de estrella se usan para investigar el grado de transformación y correlación entre los aceite de una sola familia.

La técnica de diagramas de estrellas es adaptada para hidrocarburos ligeros (C₄-C₇) y análisis de *cromatografía de gas (GC)*. Los análisis GC son aplicados para muestras de aceite y condensados en los análisis, los hidrocarburos C₄ y C₇ son resueltos para determinar áreas relativas. Las correlaciones normalmente son hechas por la interpretación visual de los datos, y en el caso de datos mayores usando programas de estadística.

Del cromatograma se seleccionan los picos para graficarlos, la correlación se hace de acuerdo a la altura entre picos y hombros entre dos o más cromatógramas, un cromatograma típico lo mostramos en la figura 11. Los valores obtenidos a partir de los picos seleccionados se grafican en un diagrama de estrella o diagrama polar, nos da una comparación gráfica general de la composición del aceite; graficándose uno o mas valores de cromatogramas en un diagrama estrella y de manera comparativa sabremos si corresponden o no a un mismo tipo de aceite.

En 1990, Kaufman y colaboradores propusieron el empleo de diagramas de estrella construidos a partir de relaciones obtenidas de las alturas relativas de ciertos picos de compuestos nafténicos y aromáticos observados en la cromatografía de gases, con el fin de construir figuras cromatográficas, que caracterizarán de manera individual cada aceite analizado. Este método permite

aceite (Hunt, 1996). Es importante destacar que los aceites deben analizarse al mismo tiempo y bajo las mismas condiciones, en virtud de que se emplean relaciones relativas entre picos desconocidos (Humble, 1999).

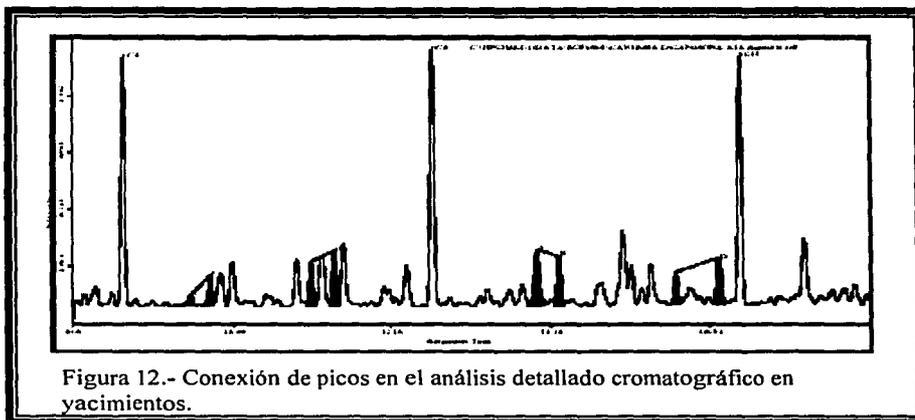
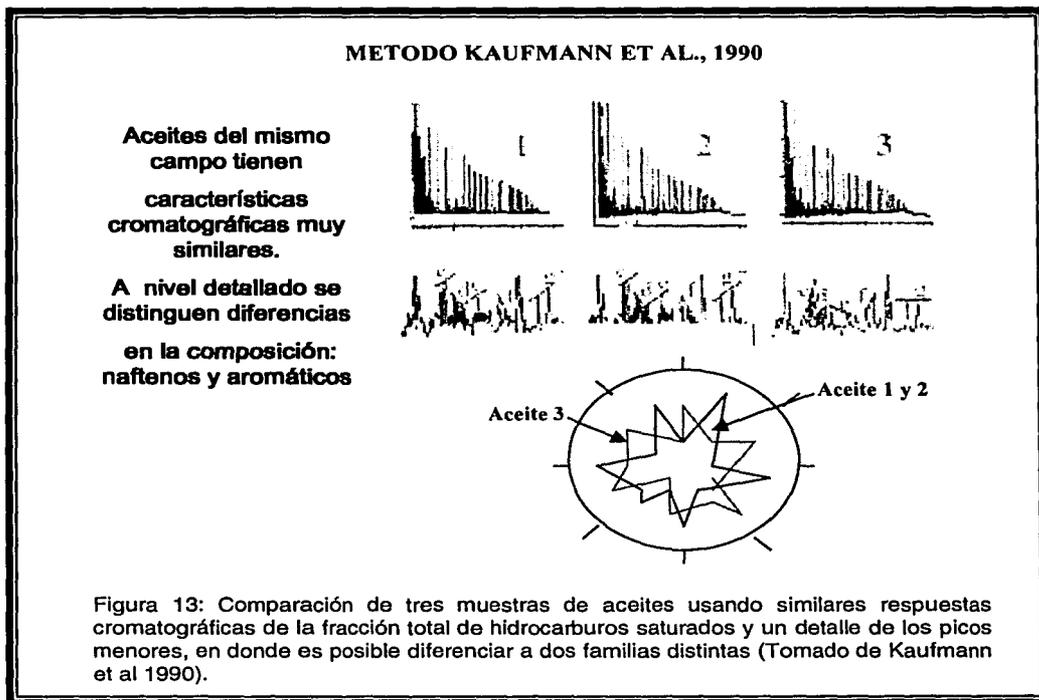


Figura 12.- Conexión de picos en el análisis detallado cromatográfico en yacimientos.

Los diagramas de estrellas propuestos por Halpern (1995) son diagramas multivariados en las coordenadas polares que se utilizan para representar la composición del producto químico de aceites. Con 5 parámetros integrados por relaciones de cada uno de los compuestos que conforman el parámetro P3, se utilizan para construir el diagrama polar ó de estrella que trata de establecer correlaciones entre aceites. Halpern (1995) propuso dos diagramas que emplean relaciones de hidrocarburos ligeros y que establecen correlaciones y definen la existencia de efectos secundarios que pudiese haber alterado la composición original de los aceites.

La elaboración de los diagramas polares C_7 de correlación se obtiene empleando las relaciones de áreas de los parámetros Tr1 a Tr8 mencionados en la Tabla 2.1. Se seleccionan las áreas de los compuestos a utilizar y se transfieren a una hoja de cálculo de Excel o equivalente; se realizan los cálculos para obtener las relaciones Tr1 a Tr8 y las C1 a C5.



2.2.1 DIAGRAMA DE ESTRELLA DE ACEITE C₇ DE TRANSFORMACIÓN: RELACIONES C₇DT .

Se entiende por transformación cualquier proceso que ha causado alteración en el petróleo después de que ha sido expulsado de la roca generadora, los diagramas de transformación se construyeron utilizando una serie de compuestos que se enlistan en la Tabla 2.1, a partir de los cuales se calcularon ocho relaciones de área. A través de diferencias en puntos de ebullición, solubilidad en agua y ataque por bacterias de estos compuestos, se obtuvo la siguiente información específica: lavado por agua, evaporación y biodegradación. A su vez, si no hay evidencia cromatográfica de biodegradación, los diagramas de

transformación se utilizaron como diagramas de correlación, sin pasar por alto los fenómenos de lavado por agua y evaporación.

Parámetros de Transformación.

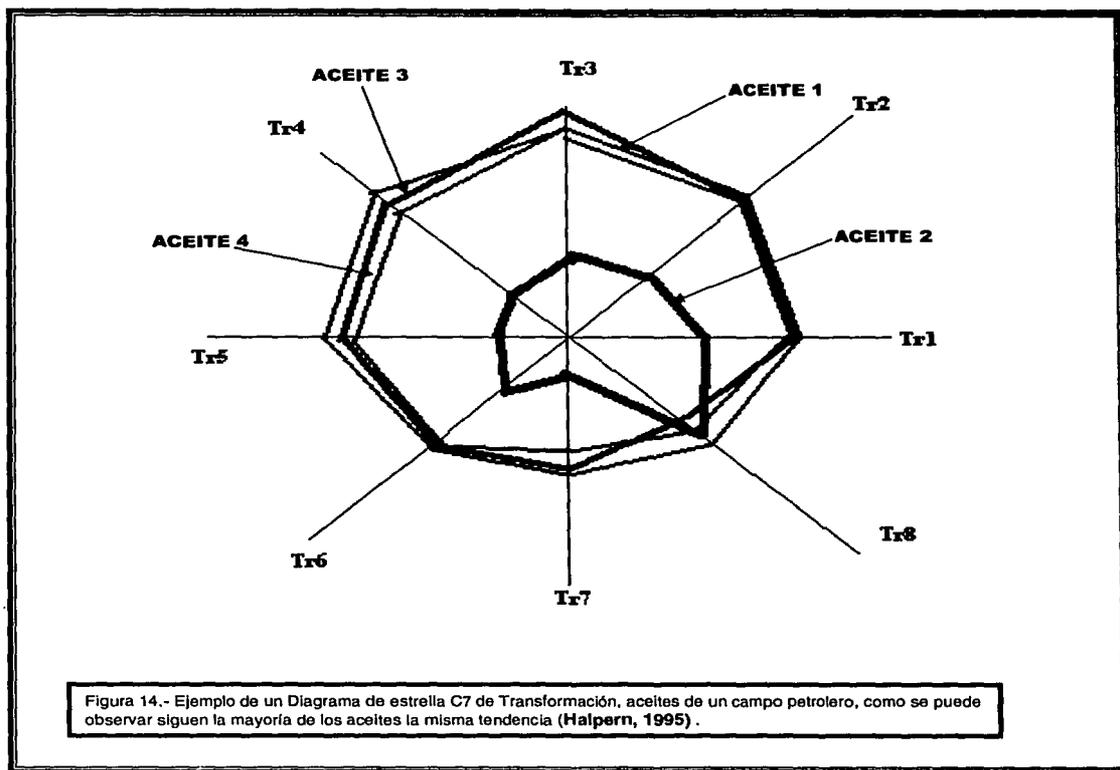
Posición en el diagrama polar	Nombre del Parámetro	Relación de áreas
1	Tr1	Tolueno/1,1-dimetilciclopentano
2	Tr2	n-heptano/1,1-dimetilciclopentano
3	Tr3	3-metilhexano/1,1-dimetilciclopentano
4	Tr4	2-metilhexano/1,1-dimetilciclopentano
5	Tr5	P2/1,1-dimetilciclopentano*
6	Tr6	1-Cis-2-dimetilciclopentano/1,1-dimetilciclopentano
7	Tr7	1-trans-3-dimetilciclopentano/1,1-Dimetilciclopentano (no se efectuó)
8	Tr8	P2/P3**3

TABLA 2.1.- Los parámetros y relaciones de áreas usados para la construcción y su posición en el diagrama de estrella C₇, de transformación (Halpern, 1995).

*P2=2-metilhexano+3metilhexano (Es el alto punto de ebullición que diferencia en los compuestos que son abarcados por Tr6, el cual lo hace útil como un parámetro ligero (evaporación), este incrementa con la pérdida al final.

**P3=2,2-dimetilpentano +2,3-dimetilpentano + 2,4-dimetilpentano+3,3-dimetilpentano+3etilpentano (Algunos valores son aproximados).

Las *relaciones de transformación* elegidas de C₇ se alinean según la magnitud de su cambio (disminución del valor) en la biodegradación. El orden de la susceptibilidad a la biodegradación fue determinada por el análisis y la comparación de las familias del aceite que consistían en por lo menos un miembro biodegradado, se determinó por técnicas geoquímicas estándares. Las relaciones de transformación son graficadas, el resultado es una serie de ocho transformaciones del parámetro designado como Tr1 con Tr8, los que se grafican en un diagrama de estrella o polar para observar claramente las tendencias o comportamientos de los aceites (Figura 14).



La relación de transformación $Tr6$ está integrada por los compuestos que diferencian perceptiblemente el punto de ebullición, sin embargo es relativamente más resistente a la transformación que las relaciones numeradas más bajas; por lo tanto $Tr6$ es un parámetro útil para medir el fraccionamiento evaporativo (pérdida de extremos ligeros) causada por efectos de muestras alteradas de la migración (esta relación de transformación aumentará bajo efectos de la evaporación). $Tr1$ mide la reducción en el tolueno, el cual es en gran medida el compuesto más soluble en agua. El lavado de agua comúnmente es un precursor a la biodegradación (Palmer, 1984). Las relaciones de transformación restantes miden la biodegradación, con $Tr6$ también es útil para evaluar la evaporación.

En las relaciones de transformación $Tr1$ a $Tr7$ contienen el mismo denominador: 1,1-dimetilciclopentano (1,1DMCP) por estudios empíricos, este compuesto se ha determinado por ser él más resistente de todos los hidrocarburos C_7 a la biodegradación. Los numeradores en los compuestos $Tr2$ a $Tr7$ son todos susceptibles a la biodegradación en grados que disminuyen, por lo tanto, la relación de transformación en los resultados para compuestos estables en las diferencias interpretadas son debido a la biodegradación.

El parámetro final $Tr8$, es la relación de transformación del único heptano ramificado, [designado por $P2=2MH+3MH$] para la multiramificación de los heptanos [designado por $P2= 2$ -metilhexano (2MH), y 3-metilhexano (3MH)] para los heptanos multienramados [designados $P3= 2,2$ -dimetilpentano (2,2DMP); 2,3-dimetilpentano (2,3DMP); 2,4-dimetilpentano (2,4 DMP); 3,3-dimetilpentano (3,3DMP); y 3 etilpentano 3(EP) las designaciones $P2$ y $P3$ son de Mango 1990b]. Esta relación de transformación es la más estable de todas las relaciones de transformación afectadas y aquí son trazadas en la última posición en el diagrama de estrella (estos diagramas los usamos para ver la diferencia que hay entre ellos).

2.2.2 DIAGRAMA DE ESTRELLA DE ACEITE C_7 DE CORRELACIÓN: RELACIONES C_7 DC.

La próxima etapa implica el seleccionar *relaciones de correlación de diagramas de estrellas de C_7* . Esta etapa es muy difícil por dos razones: 1) Los componentes resistentes a la biodegradación son difíciles de encontrar entre los hidrocarburos ligeros, y 2) Las relaciones de transformación determinadas usando estos compuestos tienen que ser de la misma fuente o al menos relacionadas. Esto significa que tienen que ser virtualmente invariantes dentro de una familia de aceites (aceites derivados de la misma roca generadora), pero tuvieron que

mostrar suficientes variaciones entre los aceites de diversas familias para hacerlas útiles en los propósitos de la correlación.

Estos compuestos provienen de heptanos multienramados, los cuales se conocen como P3 (Mango, 1990b). Por lo tanto son cinco parámetros integrados por relaciones de transformación de cada uno de los compuestos individuales de P3 para la suma de los componentes P3. Los diagramas de correlación se construyeron por medio de una serie de compuestos que se enlistan en la Tabla 2.2, a partir de los cuales se calcularon cinco relaciones.

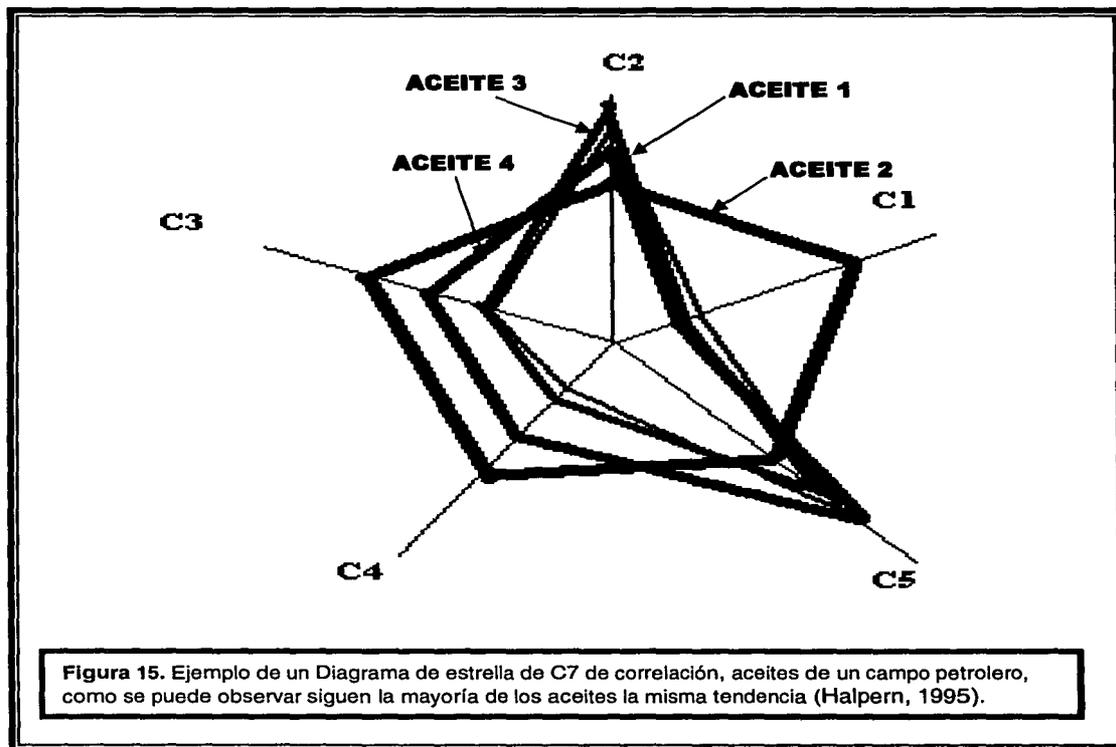
Posición en el diagrama de estrella	Nombre del Parámetro	Relación de áreas
1	C1	2,2-dimetilpentano/P3**
2	C2	2,3- dimetilpentano/P3
3	C3	2,4- dimetilpentano/P3
4	C4	3,3- dimetilpentano/P3
5	C5	3-etilpentano/P3

TABLA 2.2.- Los Parámetros usados y su orden para la correlación en aceites C₇ en el diagrama de estrella (Halpern, 1995).
**P3=2,2-dimetilpentano+2,3-dimetilpentano+2,4-dimetilpentano+3,3-dimetilpentano+3-etilpentano.
(Algunos valores son aproximados).

Las relaciones C1 y C5 son útiles para la evaporación (migración fraccionada) entre las muestras que pertenecen a una sola familia. El punto de ebullición de la relación C1 tiene una diferencia de alrededor de -6°C entre el numerador y el denominador y este debe de disminuir sobre la evaporación.

La relación C5 tiene un punto de ebullición con una diferencia alrededor de +8°C y este debe aumentar. Las diferencias en los puntos de ebullición son aproximadas,

en los casos de los parámetros de correlación a causa del denominador representan un grupo de compuestos, cuya abundancia individual varian de familia a familia, resultando una escasa diferencia en promedio de puntos de ebullición para el grupo P3 de cualquier familia de aceite (Figura 15).



3 CASO DE ESTUDIO

En este capítulo se desarrolla el caso de estudio, con todos los parámetros descritos anteriormente.

3.1 LOCALIZACIÓN DEL ÁREA.

El caso de estudio se encuentra ubicado dentro del área marina de la Sonda de Campeche. La Sonda de Campeche es una de las regiones productoras de hidrocarburos en México más importantes. Esta ubicado entre los paralelos 18°50'–19°00' Norte y los meridianos 91°55' – 92°05' Este; se encuentra frente a las costas de Campeche y Tabasco (Figura 16). El campo cuenta con 178 pozos productores que extraen el aceite y gas de rocas almacenadoras provenientes de diferentes niveles estratigráficos.

El área de estudio se sitúa dentro de las denominadas Cuencas del Sur. De acuerdo a los estudios geoquímicos realizados en estas cuencas, se reconoce la presencia de cuatro principales familias de aceites relacionadas genéticamente con cuatro principales subsistemas generadores: Oxfordiano, Tithoniano, Cretácico y Terciario (González y Holguín ,1991; Guzmán-Vega and Mello, 1994, 1999; Guzmán-Vega et al.,1995). La más grande e importante familia de aceites de las Cuencas del Sureste se asocia con las rocas generadoras del Tithoniano. Dentro de esta familia, se reconocen variaciones internas que se asocian con fluctuaciones en las condiciones paleoambientales del subsistema generador.

Se encontraron variaciones en las propiedades físico-químicas de los aceites del Tithoniano que están relacionadas directamente con el estado de madurez de las rocas generadoras tithonianas al momento de la expulsión de los aceites.

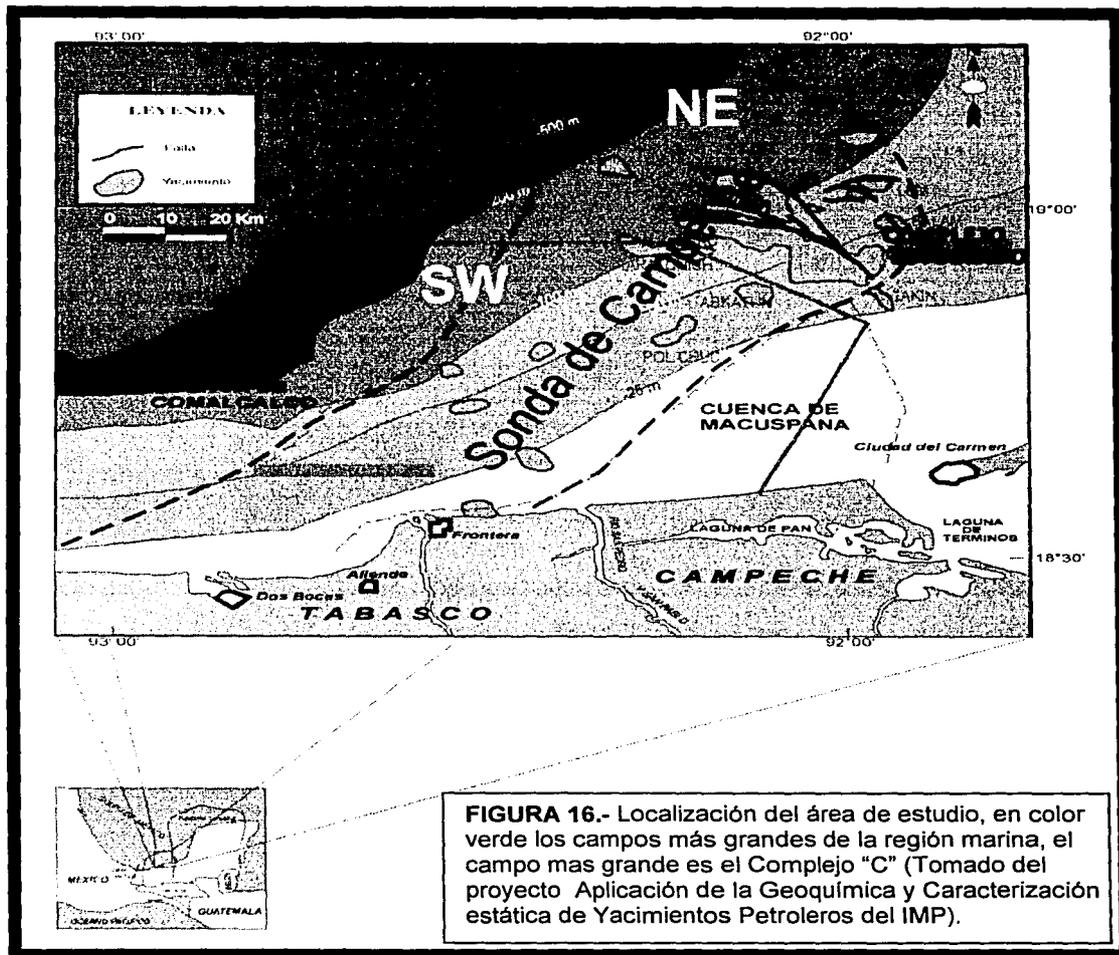


FIGURA 16.- Localización del área de estudio, en color verde los campos más grandes de la región marina, el campo mas grande es el Complejo "C" (Tomado del proyecto Aplicación de la Geoquímica y Caracterización estática de Yacimientos Petroleros del IMP).

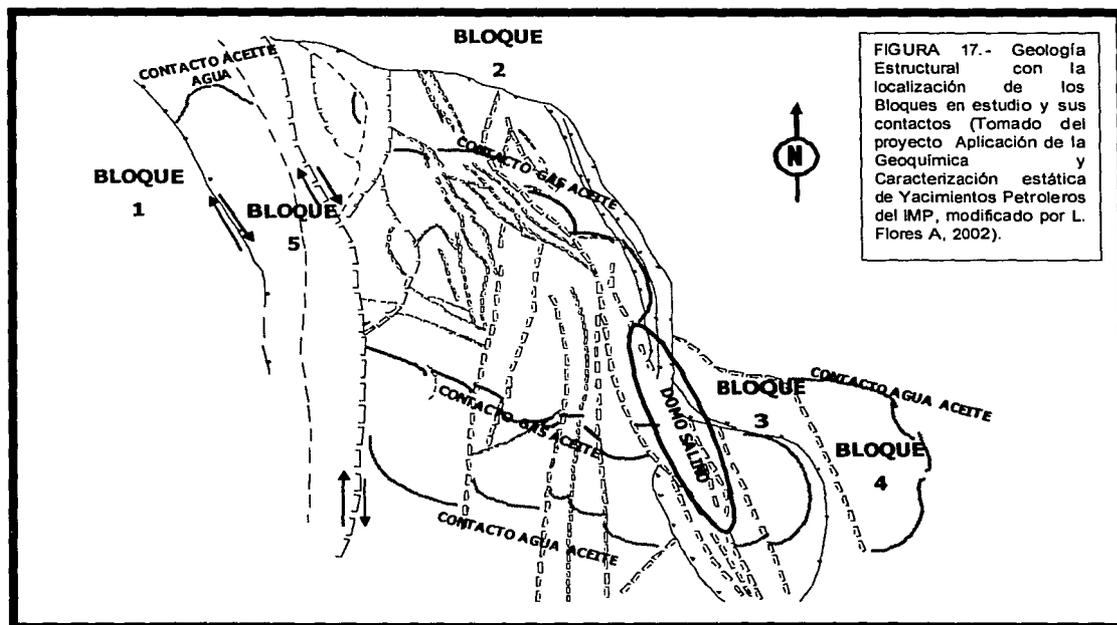
TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

3.2 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

El campo tiene una estructura que está constituida por una serie de bloques considerados como independientes (Figura 17). Uno de los bloques con mayor producción es el bloque 2, este bloque está constituido por un anticlinal cabalgado, separado por una gran falla inversa del bloque autóctono denominado 5. El bloque 2 tiene una orientación N-S y se encuentra truncado en su extremo oriental por una gran falla normal con reactivación a falla lateral. Esta gran falla separa al

bloque 1 de dimensiones menores, que se encuentra en el extremo NW. En los extremos norte y oriental del bloque 2 se encuentra una serie de fallas inversas. En la porción sur-oriental se encuentra un cuerpo salino que intrusión a la secuencia sedimentaria mesozoica y separa en el extremo SE a otro pequeño bloque denominado 3. Internamente el bloque 2 presenta varias fallas normales orientadas N-S en su porción sur, mientras que en la porción norte las fallas normales tienen una tendencia NW-SE.

El espesor de la columna de aceite en el bloque 2 es de aproximadamente 1650 m. El mayor espesor se reporta en el bloque 3 con cerca de 1850 m. La columna del bloque 1 aún no se ha reportado, pero se cree que es menor a 1000 m, de acuerdo a los datos reportados de las cimas de algunos horizontes estratigráficos como se observa en la Figura 17.



**TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN**

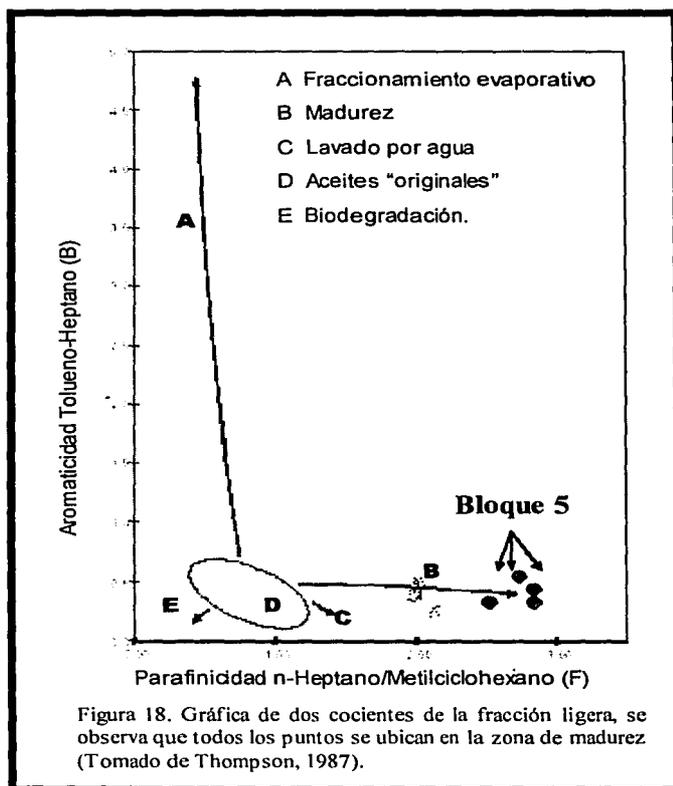
3.3 RESULTADOS DEL CASO DE ESTUDIO.

En esta sección presentamos los resultados analíticos y los resultados de los parámetros que se utilizaron en las muestras de aceites colectadas así como de las técnicas realizadas. Las muestras que se analizaron fueron un total de 139, de todos los bloques; su ubicación se indica en el Apéndice.

3.4 ANALISIS DE HIDROCARBUROS LIGEROS DE C₅ A C₁₅ EN MUESTRAS DE CRUDO POR CROMATOGRAFÍA DE GASES CAPILAR.

Se utilizó el análisis de hidrocarburos ligeros de C₅ a C₁₅. La información obtenida con los hidrocarburos ligeros ha sido empleada en estudios relacionados con el manejo de la producción, la definición de compartimentos y en estudios de delimitación de campos petroleros (Larter and Aplín, 1996, Kaufman R, L., et al, 1990; Ten Haven, 1996, Halpern, 1995). Por otra parte los hidrocarburos ligeros se han empleado para identificar efectos de alteración secundaria de los aceites, como biodegradación, lavado por agua y fraccionamiento evaporativo (Thompson, 1987, 1988, Lafargue et al; 1989).

En la figura 18 se puede observar que ninguno de los aceites del yacimiento presenta evidencia de haber sido afectado por fenómenos relacionados con fraccionamiento evaporativo, lavado por agua o biodegradación y puede concluirse que el principal factor que ha gobernado la composición final de los hidrocarburos ligeros de los aceites del yacimiento está relacionada con la madurez térmica de los mismos, también se puede apreciar que los aceites que muestran mayor grado de madurez térmica son aquellos del bloque 5.

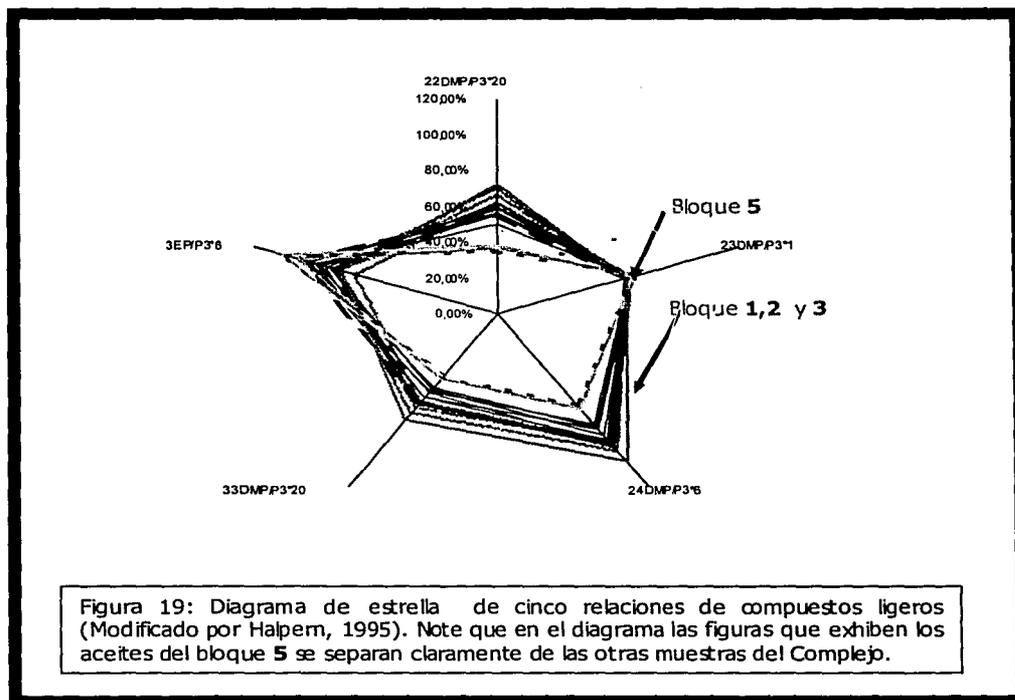


3.5 DIAGRAMAS DE ESTRELLAS.

En la Figuras.19 y 20 se han graficado los resultados de los análisis de los aceites del yacimiento utilizando las relaciones de hidrocarburos ligeros propuestos por Halpern, (1995). En estos diagramas se observa la presencia de dos grupos de aceites, el primero formado por los aceites de los bloques 1, 2 y 3, y el segundo por las muestras de los aceites del bloque 5. La diferencia que se observa está probablemente relacionada con la mayor madurez térmica de los aceites del bloque 5.

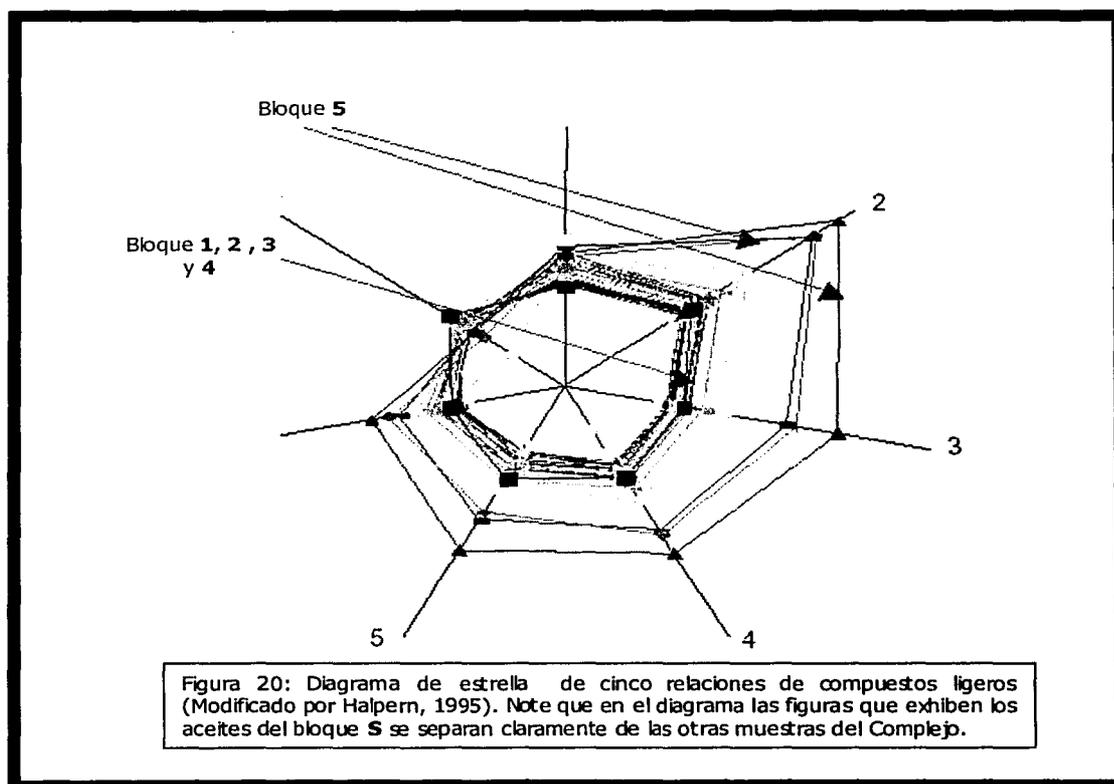
El método de Kaufman et al. (1990) fue empleado para el estudio de las muestras de aceite del bloque 2. Las 135 muestras del bloque 2 fueron corridas en un solo

“batch”; se calcularon 120 relaciones de picos para cada muestra de aceite. Para validar la reproductibilidad de los resultados en cromatografía de gases, fue seleccionada como estándar una muestra de una plataforma **M** del norte del bloque 2.

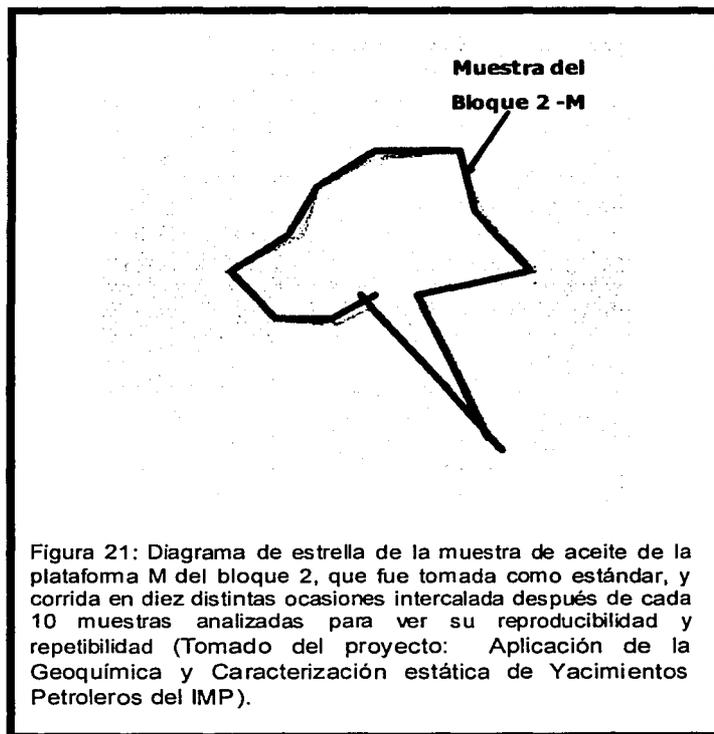


Esta muestra fue analizada cada diez veces, en forma intercalada durante 11 ocasiones. Se seleccionaron las relaciones de picos que presentaron la menor variación, lo que permitió seleccionar 12 relaciones para la elaboración de los diagrama estrella. En la figura 21 presenta el diagrama de estrella obtenido en la muestra estándar, empleando las 12 relaciones seleccionadas, y que prueba la reproducibilidad y la consistencia interna del método. Por su buena reproducibilidad dichas relaciones fueron utilizadas para efectuar la comparación cromatográfica del resto de las muestras de aceite del bloque 2.

Se presentan las figuras cromatográficas obtenidas para todas las muestras de aceite analizadas del bloque 2. Aquí se puede observar una gran similitud del comportamiento cromatográfico de todas las muestras analizadas. Lo anterior, es consistente con lo observado en el resto de las características geoquímicas de estos aceites, y que permite concluir la existencia de un alto grado de homogeneización de la columna de aceite presente en el bloque 2.

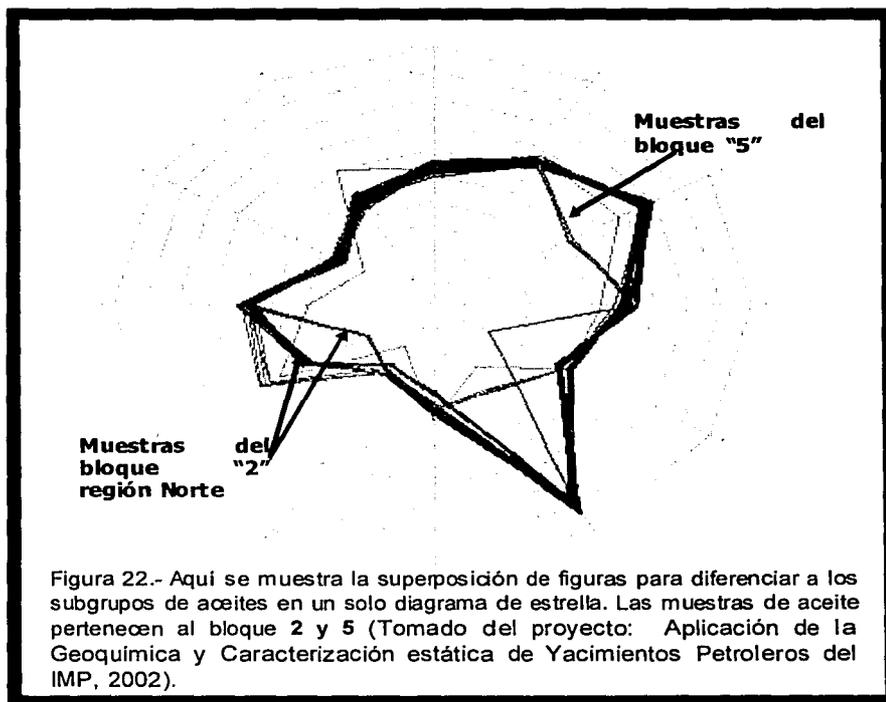


El análisis detallado del conjunto de muestras permite identificar diferencias sutiles pero consistentes que llevan a la identificación de 6 subgrupos al interior del bloque 2, cinco de ellos son muy parecidos y corresponden a los subgrupos A, mientras que el subgrupo B es ligeramente diferente (Figura 22).

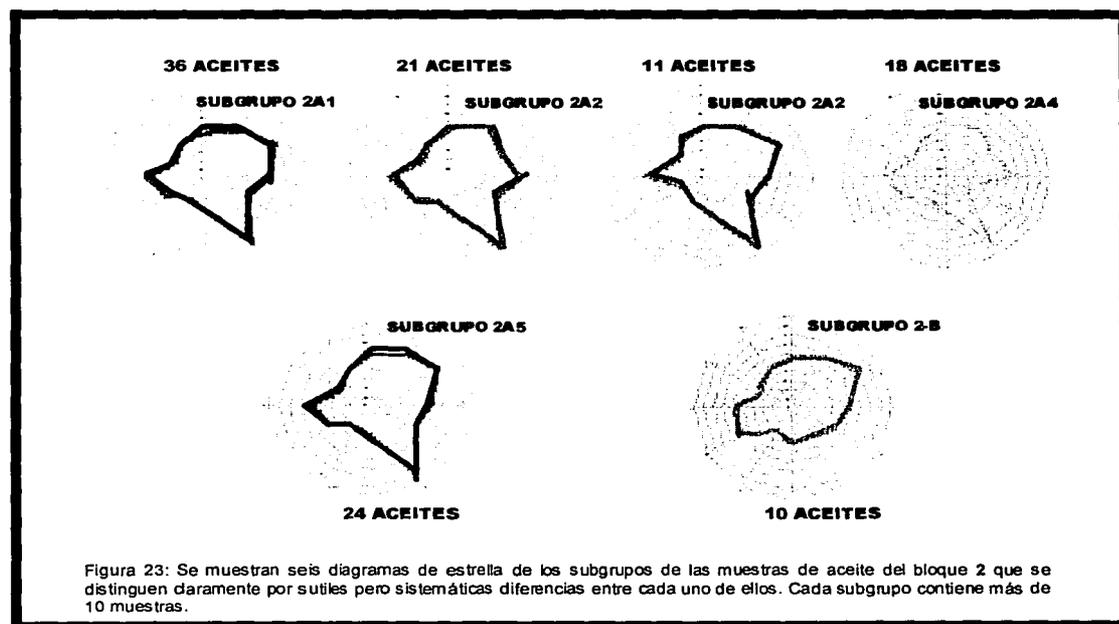


TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Para determinar la existencia de una relación entre las plataformas de producción y los subgrupos cromatográficos determinados, se construyeron secciones esquemáticas de las diferentes plataformas de producción y se indicó en cada una de ellas el tipo de subgrupo cromatográfico identificado (Figuras 23). Las secciones son mostradas sin ningún criterio estructural, con el fin de ilustrar únicamente la variación en edad y profundidad del horizonte productor. Es importante señalar que no todas las plataformas tienen el mismo espesor de columna de aceite incluso dentro de un mismo bloque.

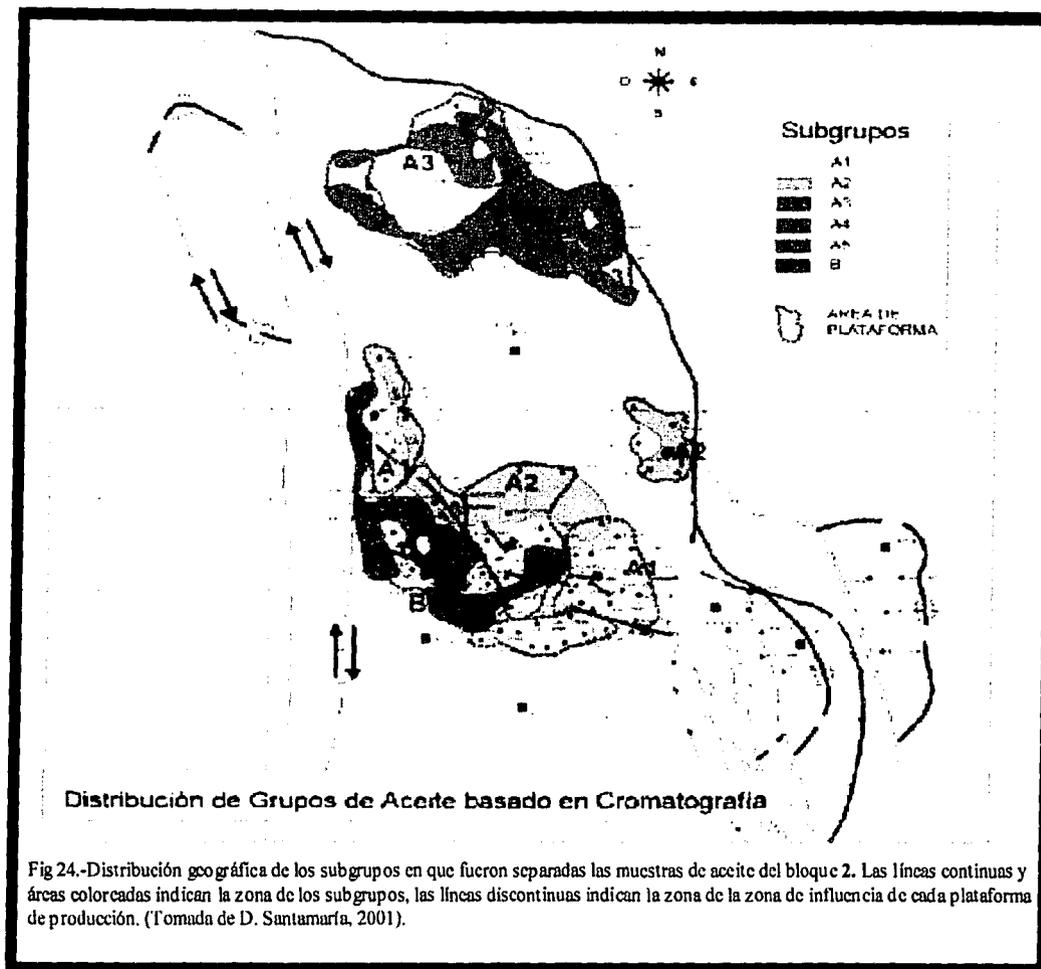


Se observa, que la mayoría de las plataformas de producción ilustradas, coexisten uno a dos subgrupos cromatográficos. Por lo anterior, parece existir alguna relación entre las figuras cromatográficas observadas con las plataformas de producción existentes en el bloque 2. En la figura 24 se ha cartografiado la distribución de los diferentes subgrupos cromatográficos reconocidos. Se puede observar que los subgrupos cromatográficos A3 y A5 están limitados a la parte norte del bloque 2, mientras que los subgrupos A1, A2, A4 Y B están únicamente en la parte sur del bloque (Figura 25).



Los diferentes subgrupos reconocidos podrían constituir diferenciaciones composicionales parcialmente inducidas por los ritmos de producción asociados a las diferentes plataformas (Figura 26).

Estos subgrupos presentan proporciones similares y se ubican en una misma área en los diagrama de la Figura 27 y 28, esto concuerda con la hipótesis de un origen común de todos los aceites del Campo (Guzmán-Vega and Mello, 1994; Guzmán-Vega, et al., 1995; Ortega et al., 1996; Guzmán y Mello, 1999; Santamaría, 2000).



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

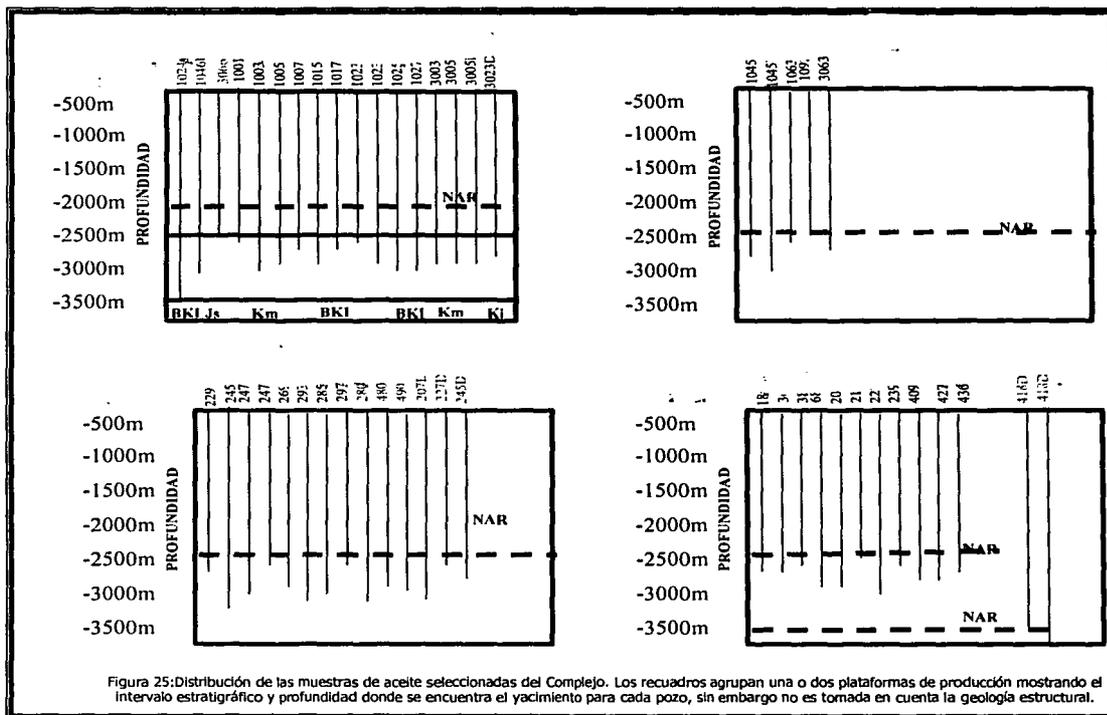


Figura 25: Distribución de las muestras de aceite seleccionadas del Complejo. Los cuadros agrupan una o dos plataformas de producción mostrando el intervalo estratigráfico y profundidad donde se encuentra el yacimiento para cada pozo, sin embargo no es tomada en cuenta la geología estructural.

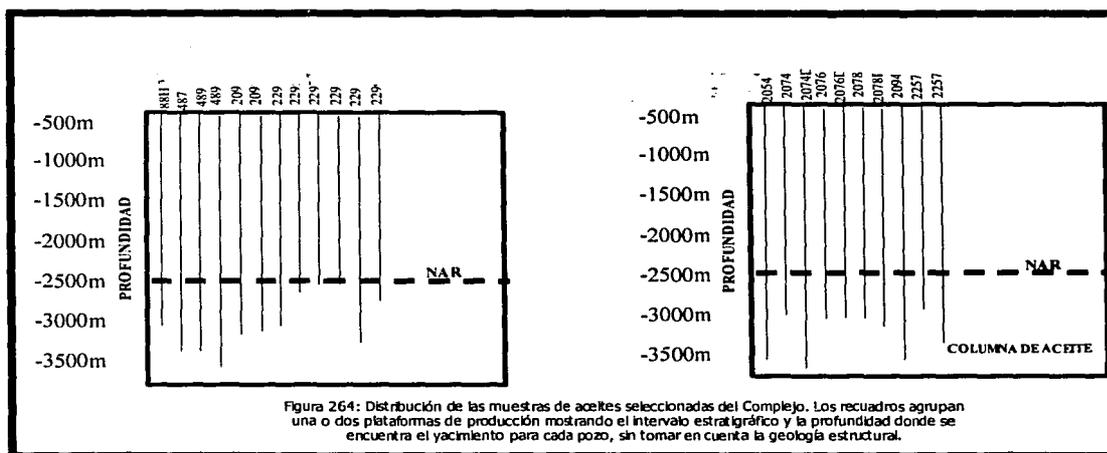
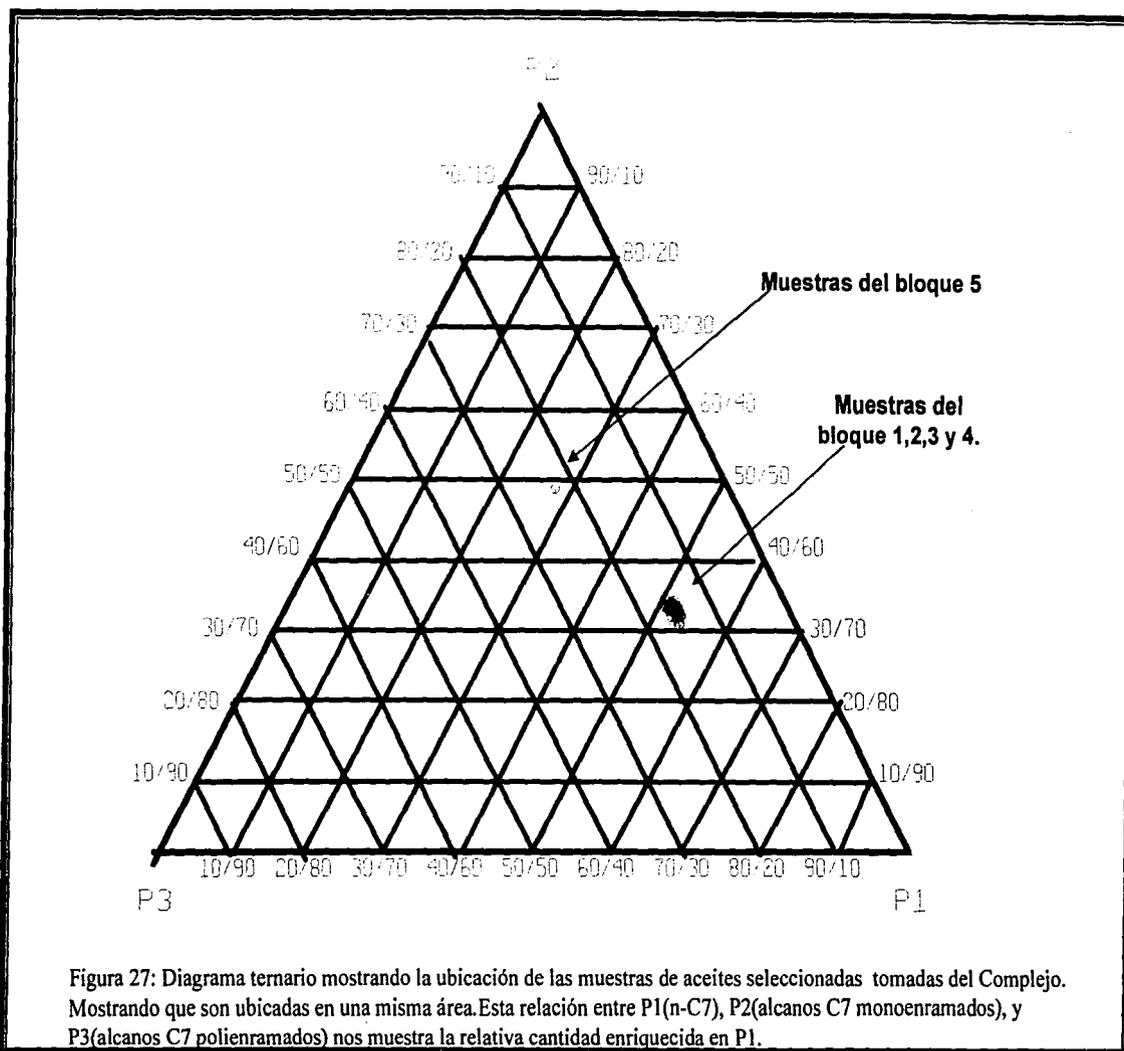
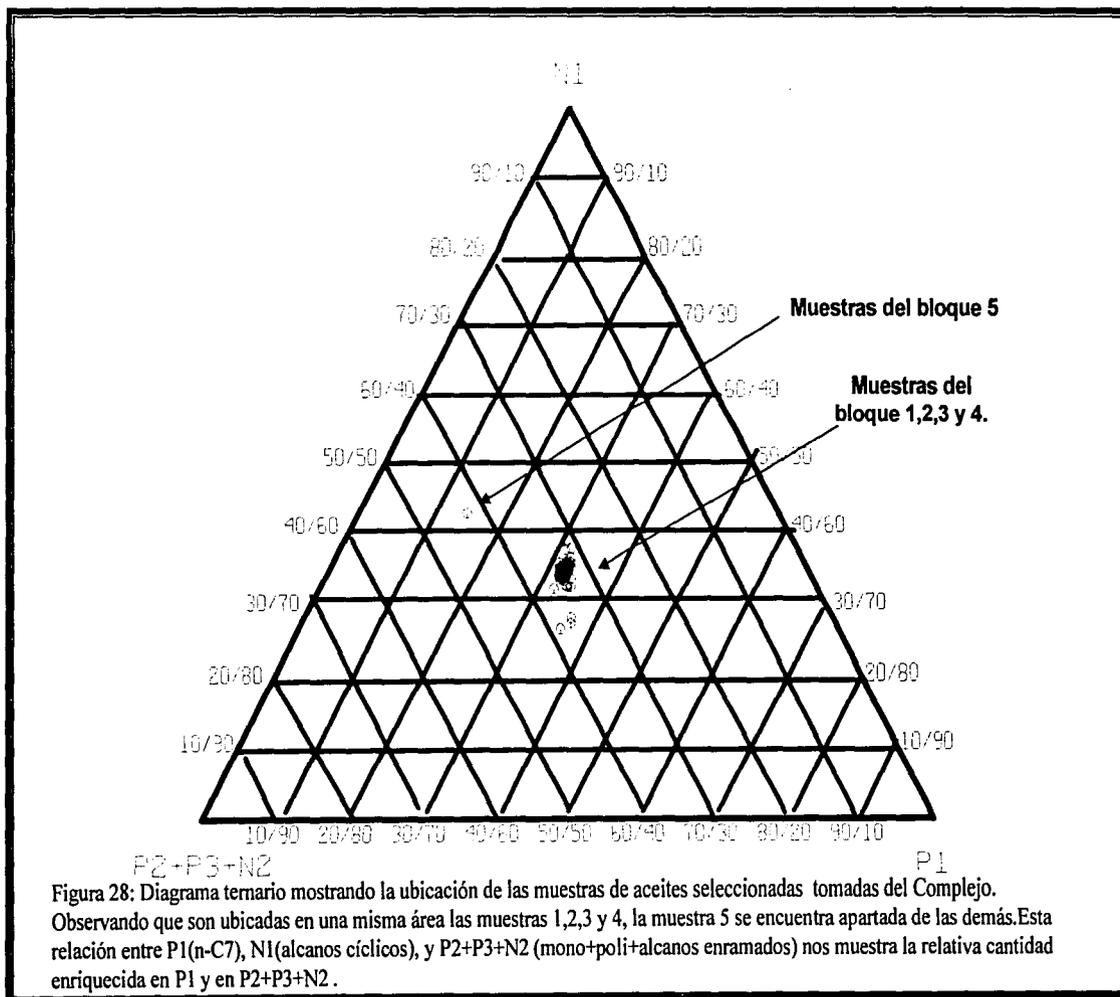


Figura 264: Distribución de las muestras de aceites seleccionadas del Complejo. Los cuadros agrupan una o dos plataformas de producción mostrando el intervalo estratigráfico y la profundidad donde se encuentra el yacimiento para cada pozo, sin tomar en cuenta la geología estructural.

**TESIS CON
PALLA DE ORIGEN**





TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

4 DISCUSIONES, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

DISCUSION DE RESULTADOS:

En este capítulo se discuten los resultados obtenidos para llegar a conclusiones óptimas que nos ayuden para el aprovechamiento de las metodologías aplicadas.

Con ayuda de las diferencias y propiedades Geoquímicas de los Aceites, se encontraron las siguientes características en los diferentes Bloques del Campo:

- Por los resultados de hidrocarburos ligeros, los aceites menos maduros del campo son los que se producen en los bloques **2** y **3** definidos en el capítulo 3, mientras que los aceites mas maduros son los aceites de los bloques **1** y **5**.
- Es posible diferenciar sistemáticamente los aceites del bloque **4** de los aceites de los bloques **2** y **5**.
- La madurez es el principal control que diferencia los aceites de los diferentes bloques.

HOMOGENIZACIÓN.

Con relación a la Homogenización y Probable Control de la Producción en el Comportamiento Composicional de la Columna de Aceite en el Bloque **2**, se tienen los siguientes resultados:

- Los resultados geoquímicos obtenidos de las muestras de aceite del bloque 2 presentan valores muy similares. Por lo que la mayor parte de la columna de aceite en este bloque presenta una alta homogeneización (~1650 m) y la ausencia de barreras de permeabilidad horizontales y verticales importantes en el bloque 2.
- Por la existencia de un amplio rango de temperaturas de fondo en los pozos productores del bloque 2 que puede inducir un gradiente térmico, así como la alta homogeneidad de las propiedades geoquímicas observadas en la columna de aceite de este bloque, permite sugerir la existencia de mecanismos de mezcla muy efectivos como aquellos relacionados con la convección térmica.

La hipótesis de la existencia de convección en el campo ya ha sido postulada en trabajos previos basada en datos de las propiedades termodinámicas y de los datos de producción, como el decremento durante la producción de la relación gas/aceite y de la presión de burbuja de los aceites del campo (Manceau et al., 2001).

- El análisis detallado de cromatografía de gases del conjunto de muestras del bloque 2 permite establecer pequeñas diferencias que llevan a la identificación de 6 subgrupos al interior del bloque citado, cinco de ellos muy parecidos correspondientes a los subgrupos A, y el B que es ligeramente diferente, definidos en el capítulo 3. Los subgrupos cromatográficos 2-A3 y 2-A5 están limitados a la parte norte del bloque 2 mientras que los subgrupos 2-A1, 2-A2, 2-A4 y 2-B están únicamente en la parte sur del bloque.
- La mayor parte de las plataformas de producción del bloque 2, coexisten uno o dos subgrupos cromatográficos. Los diferentes subgrupos reconocidos podrían constituir diferenciaciones composicionales

parcialmente inducidas por los ritmos de producción asociados a las diferentes plataformas. Si es este el caso, los resultados geoquímicos podrían constituir una herramienta para monitorear la producción al interior de un campo.

CONCLUSIONES:

Se concluyo que los Principales Factores de Control y las Características Geoquímicas de los aceites del campo fueron:

1. Todos los aceites son pesados con excepción de dos del bloque **5** de acuerdo con la clasificación de North (1985).
2. De los aceites del campo ninguno presenta evidencia de haber sido afectados por fenómenos tales como fraccionamiento evaporativo, lavado por agua o biodegradación que hubiesen afectado su composición original por lo tanto se concluye que el principal factor que ha gobernado la composición final de los hidrocarburos ligeros de los aceites del campo, está relacionada con la madurez térmica de los mismos.
3. Por los resultados de cromatografía de gases se determinó que todos los aceites del campo tienen un origen común, lo que es consistente con las conclusiones obtenidas en trabajos previos.

RECOMENDACIONES:

Por último se recomienda comparar los resultados obtenidos con otros resultados usando otras técnicas como son: análisis PVT, trazadores radioactivos y con estudios de porosidad, diagénesis y geología estructural detallados, con el fin de comparar resultados. También se recomienda utilizar la cromatografía de gas como herramienta de monitoreo de la producción, por otro muestreo geoquímico

en el bloque 2 que incluya todos los pozos de los que fueron colectados crudos durante este estudio.

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**

APÉNDICE.

Las muestras que se analizaron tomadas de los diferentes bloques fueron las siguientes:

CLAVE YNF	PLATAFORMA	POZO	CLAVE YNF	PLATAFORMA	POZO
YNF-30	2-I	1	YNF-360	2-O	2
YNF-40	2-I	7	YNF-370	2-PR	2
YNF-50	2-O	1	YNF-380	2-O	2
YNF-60	2-I	1	YNF-390	2-O	2
YNF-70	2-GR	2	YNF-400	2-PR	2
YNF-80	2-GR	2	YNF-410	2-P	2
YNF-90	2-I	2	YNF-420	2-O	2
YNF-100	2-I	2	YNF-430	2-P	2
YNF-110	2-PR	2	YNF-440	2-PR	2
YNF-120	2-O	3	YNF-450	2-P	2
YNF-130	2-O	3	YNF-460	2-P	2
YNF-140	2-H	4	YNF-470	2-P	2
YNF-150	2-GR	4	YNF-480	2-P	2
YNF-160	2-GR	4	YNF-490	2-P	2
YNF-170	2-GR	4	YNF-500	2-P	2
YNF-180	2-PR	4	YNF-510	2-GR	2
YNF-190	2-PR	4	YNF-520	2-I	3
YNF-200	2-O	5	YNF-530	2-O	4
YNF-210	2-H	6	YNF-540	2-O	4
YNF-220	2-H	6	YNF-550	2-O	4
YNF-230	2 H	6	YNF-560	2-S	4
YNF-240	2-GR	6	YNF-570	2-S	4
YNF-250	2-GR	6	YNF-580	2-S	4
YNF-260	2-GR	6	YNF-590	2-R	2
YNF-270	2-H	8	YNF-600	2-H	2
YNF-280	2-H	8	YNF-610	2-I	2
YNF-290	2-H	8	YNF-620	2-H	2
YNF-300	2-H	8	YNF-630	2-R	2

**TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN**

CLAVE YNF	PLATAFORMA	POZO	CLAVE YNF	PLATAFORMA	POZO
YNF-310	2-	8	YNF-640	2-	2
YNF-320	2-	8	YNF-650	2-	2
YNF-330	2-	8	YNF-660	2-	2
YNF-340	2-	8	YNF-670	2-	2
YNF-690	2-	2	YNF-1050	2-	1
YNF-700	2-	2	YNF-1060	2-	1
YNF-710	2-	2	YNF-1070	2-	1
YNF-720	2-	2	YNF-1080	2-	1
YNF-730	2-	2	YNF-1090	2-	1
YNF-740	2	2	YNF-1100	2	1
YNF-750	2-	2	YNF-1110	2-	1
YNF-760	2-	2	YNF-1120	2-	1
YNF-770	2-	2	YNF-1130	2-	1
YNF-780	2-	2	YNF-1140	2-	3
YNF-790	2-	2	YNF-1150	2-	3
YNF-800	2-	2	YNF-1160	2	3
YNF-810	2	2	YNF-1170	2-	3
YNF-820	2-	2	YNF-1180	2-	3
YNF-830	2	2	YNF-1190	2-	3
YNF-840	2-	2	YNF-1200	2-	3
YNF-850	2-	2	YNF-1210	2-	3
YNF-860	2-	4	YNF-1220	2	3
YNF-870	2-	4	YNF-1230	2-	3
YNF-880	2-	9	YNF-1240	4-	1
YNF-890	2-	9	YNF-1250	4-	1
YNF-900	2-	9	YNF-1260	4	1
YNF-910	2-	1	YNF-1270	4-	2
YNF-920	2-	1	YNF-1280	3-	8
YNF-930	2-	1	YNF-1290	3-	2

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

CLAVE YNF	PLATAFORMA	POZO	CLAVE YNF	PLATAFORMA	POZO
YNF-950	2-M	1	YNF-1310	3-C	2
YNF-960	2-M	1	YNF-1320	3-2	2
YNF-970	2-M	1	YNF-1330	3-C	2
YNF-980	2-M	1	YNF-1340	3-2	2
YNF-990	2-L	1	YNF-1350	3-C	2
YNF-1000	2-M	1	YNF-1360	5	4
YNF-1010	2-M	1	YNF-1370	5	4
YNF-1020	2-N	1	YNF-1380	1	1
YNF-1030	2-N	1	YNF-1390	TJ	3
YNF-1040	2-L	1			

**TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN**

BIBLIOGRAFÍA.

- DUARTE G, GALLEGOS J Y JAUREGUI F.(1999) Curso básico de cromatografía de gases. XIV Congreso Nacional de Química Analítica, Tijuana, B.C. México.
- GONZALEZ, T., and N. HOLGUIN, 1991, Geology of the source rocks of México, *in* L. Montadert and A. Ortiz, eds., *Advances in exploration technology: Proceedings of the Thirteenth World Petroleum Congress*, Buenos Aires, p. 95-104.
- GUZMAN VEGA, M.A., M.R MELLO. 1994 Habitat of Mexican Southeastern basins: A biological marker approach. Instituto Mexicano del Petróleo/CENPES, México/Brazil.
- GUZMAN VEGA, M.A 1995, Apuntes del curso "Aplicación de los biomarcadores en la exploración petrolera" Instituto Mexicano del Petróleo, Pachuca, Hidalgo, México.
- GUZMAN VEGA, M.A. Y MELLO, ROSALES., Y CASTRO ORTIZ, L., MEDRANO MORALES, L.M Y HOLGUIN QUIÑONES, N. 1999. Informe geoquímico preliminar del pozo Cantarell 418D. Informe inédito, Programa de Yacimientos Naturalmente Fracturados, Instituto Mexicano del Petróleo, 15p.
- HALPERN, H.I., (1995) Development and application of light-hydrocarbon-based star diagrams. *AAPG Bulletin*, Vol. 79., No. 6, 801-815.
- HUNT, J.M., (1975) Origin of gasoline range alkanes in the deep sea. *Nature*, 254, 411-413
- HUNT, J.M., HUC, A.Y & WHELAN, J.K. (1980 a) Generation of light hydrocarbons in sedimentary rocks. *Nature*, 288, 688-690.
- HUNT, J.M., (1984) Generation and migration of light hydrocarbons. *Science*, 226, 1265-1270.
- HUNT, J.M., (1996) *Petroleum Geochemistry and Geology*. W.H. Freeman and Company, New York, 743p.
- INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO.(2001). Programa de Investigación de yacimientos naturalmente fracturados.. Vol.1

- INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO.(2002). Aplicación de la Geoquímica y Caracterización estática de Yacimientos Petroleros. Vol.1.
- KAUFMAN, R.L., A.S AHMED AND ROBERT J. ELSINGER. 1990. Gas chromatography as a development and production tool for fingerprinting oils from individuals reservoirs: Applications in the gulf of México. En GCSSEPM Foundation Ninth Annual Research Conference Proceedings, 263-282.
- LARTER, S.R AND A.C. APLIN. 1996. Geochemical application to reservoir assessment. University of Newcastle upon Tyne, United Kingdom, 42 pp.
- LAFARGUE E. & BARKER C. 1986 y 1989. Effects of water washing on crude oil compositions. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin.72: 263-276.
- LEYTHEUSER, D., SCHAEFER, R.G., CORNFORD, C & WEINER, B. (1979 a) Generation and migration of light hydrocarbons (C₁-C₇) in sedimentary basins. *Organic Geochemistry*, 1, 191-204.
- LEYTHEUSER, D., SCHAEFER, R.G., CORNFORD, C & WEINER, B. (1979 b) Generation of low-molecular-weight hydrocarbons from organic matter in source beds as function of temperature and facies. *Chemical geology*, 25, 95-108.
- McNAIR, M. HAROLD 1981. Cromatografía de gases. Secretaría General de la Organización de los Estados Americanos, Washington D.F., E.U.A.
- McNAIR, M. HAROLD AND JAMES M. MILLER. 1997. Basic gas chromatography. Wiley-Interscience, E.U.A.
- MANCEAU, E., E. DLAMAIDE, J.C. SABATHIER, S. JULLIAN, F. KALAYDIJAN, J.E. LADRON DE GUEVARA, J.L. SANCHEZ BUJANOS AND F.D. RODRIGUEZ. 2001. Implementing convection in a reservoir simulator: A key feature in adequately modeling the exploitation of the Cantarell Complex. SPE Reservoir Evaluation and Engineering, April 2001, pp. 128-134.
- MANGO, F.D., 1987, "An invariance in the isoheptanes of petroleum: Science vol. 237, pp. 514-517.
- MANGO, F.D., 1990 a, "The origin of light cycloalkanes in petroleum. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 54, 23-27.

- MANGO, F.D., 1991) The stability of hydrocarbons under the time-temperature conditions of petroleum genesis. *Nature*, 352, 146-148.
- PALMER, S.E., 1984, Effect of water washing on C₁₅₊ hydrocarbon fraction of crude oils from northwest Palawan, Philippines: AAPG Bulletin, v. 68 p. 137-149.
- PHILIPPI, G.T. (1975) The deep subsurface temperature controlled origin of the gaseous and gasoline- range hydrocarbons of petroleum. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 39, 1353-1373.
- SANTAMARIA O., D. 2000. Organic geochemistry of Tihonian source rocks and associated oils from the Sonda de Campeche Mexico. Ph. D. Thesis, RWTH Aachen University and Juelich Research Center, Alemania.
- SCHAEFER, R.G., LEYTHEUSER, D. & WEINER, B. (1978b) Single-step capillary column gas chromatographic method for extraction and analysis of sb- parts per billion (10⁹) amounts of hydrocarbons (C₂-C₈) from rock and crude oil samples and its application in petroleum geochemistry. *Journal of Chromatography*, 167,355-363.
- SCHAEFER, R.G., POOCH, H & LEYTHEUSER, D. (1984) Automatic Headspace Gas Chromatography of C₁-C₇ Hydrocarbons in Sedimentary Rocks. Application in Petroleum Geochemistry. *Chromatographia*, 19, 377-381.
- TEN HAVEN, H.L. 1996. Applications and limitations of Mango's eight hydrocarbon parameters in petroleum correlation studies. *Organic Geochemistry* 24, 957-976.
- TISSOT, B.P. & WELTE, D. H., (1982). El petróleo, su formación y localización, Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, México, 589p.
- TISSOT, B.P. & WELTE, D. H., (1984). "Petroleum formation and occurrence, Springer Verlag, Berlín, 699p.
- THOMPSON, K. (1979) Light hydrocarbons in subsurface sediments. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, Vol. 43, 657-672.
- THOMPSON, K. (1983) Classification and thermal history of petroleum base on light hydrocarbons. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, Vol. 47, 303-316.

- THOMPSON, K. (1987) Fractionated aromatic petroleums and the generation of gas-condensates. *Organic Geochemistry*, Vol. 11, No. 6, 573-590.
- THOMPSON, K.F.M., 1988, Gas-condensate migration and oil fractionation in deltaic systems *Marine and Petroleum Geology* 5, 237-246.
- THOMPSON, K. (1989) Ligh hydrocarbons in subsurface sediments. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, Vol. 43, 657-672.
- WAPLES, D.W., 1985. Geochemistry in petroleum exploration. *Ed. D. Reidel Publishing Company, U.S.A.*, 232p.